

**ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ имени АБУ РАЙХАНА БЕРУНИ**

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

Кафедра «Электрические станции, сети и системы»

НЕМАТОВ ЛАЗИЗ АЛИШЕРОВИЧ

**«АНАЛИЗ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СИСТЕМАХ»**

**Магистерская диссертация по направлению
«ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»**

Науч.рук. проф., т.д.н.К.Р.Аллаев

ТАШКЕНТ - 2013

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	
ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	

I. СТРУКТУРА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ.

1.1. Структура потерь электроэнергии в электрических сетях...	
1.2. Нагрузочные потери электроэнергии.....	
1.3. Потери холостого хода.....	
1.4. Климатические потери электроэнергии.....	

II. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

2.1. Методы расчета потерь электроэнергии для различных сетей...	
2.2. Методы расчета потерь электроэнергии в распределительных сетях 0,38-6-10 кВ.....	

III. РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

3.1. Необходимость расчета технических потерь электроэнергии...	
3.2. Расчет потерь электроэнергии в распределительных сетях 0,38-6-10 кВ.....	

IV. НОРМИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

- 4.1. Понятие норматива потерь.....**
- 4.2. Нормативные характеристики потерь.....**
- 4.3. Порядок расчета нормативных потерь электроэнергии в распределительных сетях 0,38-6-10 кВ.....**

V. ПРИМЕР РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 10 кВ

ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....

Актуальность темы. Электроэнергетика Узбекистана будет развиваться, в случае повышения энергоэффективности использования энергоресурсов. Эта задача связана с уменьшением потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистемы Узбекистана.

Тема магистерской диссертации посвящена анализу составляющих потерь электроэнергии в сетях системы, что показывает ее актуальность.

Цель исследования. Структурный анализ составляющих потерь электроэнергии в сетях энергосистемы Узбекистана, на базе статистических данных за последние годы.

Методика исследований. Используются современные методы статистического анализа, сравнительный анализ потерь и их причин возникновения в развитых странах и в Узбекистане.

Научно-практическая новизна. Результаты исследований могут быть использованы при проектировании развития электроэнергетики республики в краткосрочной перспективе и определении нормативных потерь.

Апробация. Результаты работы доложены на семинарах кафедры «Электрические станции, сети и системы» в 2011-2012 годах, а также на конференции молодых ученых Узбекистана в 2013 году, проведенных на базе ТашГТУ.

Публикации. По итогам работы опубликованы 1 работы: в журнале «Техника юлдузлари» в «Анализ потерь электроэнергии в электрических сетях»

Термины и определения

а) Фактические (отчетные) потери электроэнергии – разность между электроэнергией, поступившей в сеть, и электроэнергией, отпущенной из сети, определяемая по данным системы учета электроэнергии.

б) Система учета электроэнергии – совокупность измерительных комплексов, обеспечивающих измерение поступления и отпуска электроэнергии из сети и включающих в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), напряжения (ТН), электрические счетчики, соединительные провода и кабели. Измерительные комплексы могут быть объединены в автоматизированную систему учета электроэнергии.

в) Технологические потери электроэнергии – сумма технологических потерь при транспортировке электроэнергии и потерь при реализации электроэнергии.

г) Технологические потери при транспортировке электроэнергии – сумма двух составляющих потерь:

– потерь в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования (технические потери);

– расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

д) Потери при реализации электроэнергии – сумма потерь, обусловленных погрешностями системы учета электроэнергии, и потерь, обусловленных хищениями электроэнергии, виновники которых не установлены.

Потери, обусловленные хищениями электроэнергии, не являются технической характеристикой электрической сети и системы учета электроэнергии и их нормативы здесь не рассматриваются.

е) Технические потери – сумма трех составляющих потерь в линиях и оборудовании электрических сетей:

– потерь, зависящих от нагрузки электрической сети (нагрузочные потери);

– потерь, зависящих от состава включенного оборудования (условно-постоянные потери);

– потерь, зависящих от погодных условий.

ж) Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций – расход электроэнергии, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала.

з) Потери электроэнергии, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии – суммарный небаланс электроэнергии, обусловленный техническими характеристиками и режимами работы всех измерительных комплексов поступления и отпуска электроэнергии.

и) Норматив технологических потерь электроэнергии – технологические потери электроэнергии (в абсолютных единицах или в процентах установленного показателя), рассчитанные в соответствии с данной методикой при режимах работы, технических параметрах линий, оборудования сетей и системы учета электроэнергии в рассматриваемом периоде.

к) Нормативный метод расчета нагрузочных потерь электроэнергии – метод, использующий при расчете потерь весь объем имеющейся информации о схемах и нагрузках сетей данного напряжения. При увеличении оснащенности сетей средствами измерения и оперативного контроля режимов рекомендуется применение более точных методов из их перечня, установленного методикой.

л) Нормативная характеристика технологических потерь электроэнергии – зависимость норматива технологических потерь электроэнергии от структурных составляющих поступления и отпуска электроэнергии.

ВВЕДЕНИЕ

Электрическая энергия является единственным видом продукции, для перемещения которого от мест производства до мест потребления не используются другие ресурсы. Для этого расходуется часть самой передаваемой электроэнергии, поэтому ее потери неизбежны, задача состоит в определении их экономически обоснованного уровня. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях до этого уровня - одно из важных направлений энергосбережения [1].

Рост потерь энергии в электрических сетях определен действием вполне объективных закономерностей в развитии всей энергетики в целом. Основными из них являются: тенденция к концентрации производства электроэнергии на крупных электростанциях; непрерывный рост нагрузок электрических сетей, связанный с естественным ростом нагрузок потребителей и отставанием темпов прироста пропускной способности сети от темпов прироста потребления электроэнергии и генерирующих мощностей.

В связи с развитием рыночных отношений значимость проблемы потерь электроэнергии существенно возросла. Разработка методов расчета, анализа потерь электроэнергии и выбора экономически обоснованных мероприятий по их снижению ведется в «Узэнергонадзор», вузах и НИИ АН Узбекистана уже более 30 лет. В связи со сложностью расчета потерь и наличием существенных погрешностей, в последнее время особое внимание уделяется разработке методик нормирования потерь электроэнергии.

Методология определения нормативов потерь еще не установилась. Не определены даже принципы нормирования. Мнения о подходе к нормированию лежат в широком диапазоне - от желания иметь установленный твердый норматив в виде процента потерь до контроля за "нормальными" потерями с помощью постоянно проводимых расчетов по

схемам сетей с использованием соответствующего программного обеспечения.

По полученным нормам потерь электроэнергии устанавливаются тарифы на электроэнергию. Регулирование тарифов возлагается на «Узэнергонadzор» и Минфин РУз. Энергоснабжающие организации должны обосновывать уровень потерь электроэнергии, который они считают целесообразным включить в тариф, а энергетические комиссии - анализировать эти обоснования и принимать или корректировать их [2].

В данной работе рассмотрена проблема расчета, анализа и нормирования потерь электроэнергии с современных позиций; изложены теоретические положения расчетов, приведено описание программного обеспечения, реализующего эти положения, и изложен опыт практических расчетов.

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Проблема расчета потерь электроэнергии является актуальной. Выпускается методики расчета потерь электроэнергии, статьи, книги, где производится уточнение старых данных и предлагаются новые решения проблем, связанных с расчетом, нормированием и снижением потерь электроэнергии.

Необходимо отметить признанный источник по данной проблеме в СНГ - книгу, выпущенную Железко Ю.С. "Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях" [1]. В ней наиболее полно представлена структура потерь электроэнергии, методы анализа потерь и выбор мероприятий по их снижению. Обоснованы методы нормирования потерь. Подробно описано программное обеспечение, реализующее методы расчета потерь.

Ранее этим же автором была выпущена книга "Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов" [2]. Здесь наибольшее внимание было уделено методам расчета потерь электроэнергии в различных сетях и обосновано применение того или иного метода в зависимости от типа сети, а также мероприятиям по снижению потерь электроэнергии.

В книге Будзко И.А. и Левина М.С. "Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов" [3] авторы подробно рассмотрели проблемы электроснабжения в целом, сделав упор на распределительные сети, питающие сельскохозяйственные предприятия и населенные пункты. Также в книге даны рекомендации по организации контроля за потреблением электроэнергии и совершенствованию систем учета.

Авторы Воротницкий В.Э., Железко Ю.С. и Казанцев В.Н. в книге "Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем" [4] рассмотрели подробно общие вопросы, относящиеся к снижению потерь

электроэнергии в сетях: методы расчета и прогнозирования потерь в сетях, анализ структуры потерь и расчет их технико-экономической эффективности, планирование потерь и мероприятий по их снижению.

В статье Воротницкого В.Э., Заслонова С.В. и Калинкини М.А. "Программа расчета технических потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях 6 - 10 кВ" [5] подробно описана программа для расчета технических потерь электроэнергии РТП 3.1 Ее главным достоинством является простота в использовании и удобный для анализа вывод конечных результатов, что существенно сокращает трудозатраты персонала на проведение расчета.

Статья Железко Ю.С. "Принципы нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях и программное обеспечение расчетов" [6] посвящена актуальной проблеме нормирования потерь электроэнергии. Автор делает упор на целенаправленное снижение потерь до экономически обоснованного уровня, что не обеспечивает существующая практика нормирования. Также в статье выносятся предложение использовать нормативные характеристики потерь, разработанные на основе детальных схемотехнических расчетов сетей всех классов напряжений. При этом расчет может производиться при использовании программного обеспечения.

Целью другой статьи этого же автора под названием "Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения" [7] не является уточнение методики определения погрешностей конкретных измерительных приборов на основе проверки их параметров. Автором в статье проведена оценка результирующих погрешностей системы учета поступления и отпуска электроэнергии из сети энергоснабжающей организации, включающей в себя сотни и тысячи приборов. Особое внимание уделено систематической погрешности, которая в настоящее время оказывается существенной составляющей структуры потерь.

В статье Галанова В.П., Галанова В.В. "Влияние качества электроэнергии на уровень ее потерь в сетях" [8] уделено внимание

актуальной проблеме качества электроэнергии, что оказывает существенное влияние на потери электроэнергии в сетях.

Статья Воротницкого В.Э., Загорского Я.Т. и Апрыткина В.Н. "Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в городских электрических сетях" [9] посвящена уточнению существующих методов расчета потерь электроэнергии, нормированию потерь в современных условиях, а также новым методам снижения потерь.

В статье Овчинникова А. "Потери электроэнергии в распределительных сетях 0,38 - 6 (10) кВ" [10] делается упор на получение достоверной информации о параметрах работы элементов сетевого хозяйства, и прежде всего о загрузке силовых трансформаторов. Данная информация, по мнению автора, поможет существенно снизить потери электроэнергии в сетях 0,38 - 6 - 10 кВ.

Среди отечественных публикаций, посвященных данной теме, необходимо отметить книгу [11], где приведен обзор методов прогнозирования не только потерь электроэнергии, но и графиков нагрузок электрической системы. Здесь также следует отметить работы [12-16].

1. СТРУКТУРА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

1.1 СТРУКТУРА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

При передаче электрической энергии в каждом элементе электрической сети возникают потери. Для изучения составляющих потерь в различных элементах сети и оценки необходимости проведения того или иного мероприятия, направленного на снижение потерь, выполняется анализ структуры потерь электроэнергии.

Фактические (отчетные) потери электроэнергии $\Delta W_{\text{Отч}}$ 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, неоплату или неполную оплату показаний счетчиков и т.п.

Разделение потерь на составляющие может проводиться по разным критериям: характеру потерь (постоянные, переменные), классам напряжения, группам элементов, производственным подразделениями и т.д. Учитывая физическую природу и специфику методов определения количественных значений фактических потерь, они могут быть разделены на четыре составляющие:

1) *технические потери электроэнергии ΔW_{T}* , обусловленные физическими процессами в проводах и электрооборудовании, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям.

2) *расход электроэнергии на собственные нужды подстанций $\Delta W_{\text{СН}}$* , необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала, определяемый

по показаниям счетчиков, установленных на трансформаторах собственных нужд подстанций;

3) потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями их измерения (инструментальные потери) $\Delta W_{\text{Изм}}$;

4) *коммерческие потери* $\Delta W_{\text{К}}$, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии. Их значение определяют как разницу между фактическими (отчетными) потерями и суммой первых трех составляющих:

$$\Delta W_{\text{К}} = \Delta W_{\text{Отч}} - \Delta W_{\text{Т}} - \Delta W_{\text{СН}} - \Delta W_{\text{Изм}}. \quad (1.1)$$

Три первые составляющие 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 его проявления: сознательные хищения электроэнергии некоторыми абонентами с помощью изменения показаний счетчиков, неоплату или неполную оплату показаний счетчиков и т.п.

Критерии отнесения части электроэнергии к потерям могут быть *физического* и *экономического* характера [1].

Сумму технических потерь, расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и коммерческих потерь можно назвать *физическими* потерями электроэнергии. Эти составляющие действительно связаны с физикой распределения энергии по сети. При этом первые две составляющие физических потерь относятся к технологии передачи электроэнергии по сетям, а третья - к технологии контроля количества переданной электроэнергии.

Экономика определяет *потери* как часть электроэнергии, на которую ее зарегистрированный полезный отпуск потребителям оказался меньше электроэнергии, произведенной на своих электростанциях и закупленной у других ее производителей. При этом зарегистрированный полезный отпуск электроэнергии здесь не только та его часть, денежные средства за которую действительно поступили на расчетный счет энергоснабжающей организации, но и та, на которую выставлены счета, т.е. потребление энергии зафиксировано. В отличие от этого реальные показания счетчиков, фиксирующих потребление энергии бытовыми абонентами, неизвестны. Полезный отпуск электроэнергии бытовым абонентам определяют непосредственно по поступившей за месяц оплате, поэтому к потерям относят всю неоплаченную энергию.

С точки зрения экономики расход электроэнергии на собственные нужды подстанций ничем не отличается от расхода в элементах сетей на передачу остальной части электроэнергии потребителям.

Недоучет объемов полезно отпущенной электроэнергии является такой же экономической потерей, как и две описанные выше составляющие. То же самое можно сказать и о хищениях электроэнергии. Таким образом, все четыре описанные выше составляющие потерь с экономической точки зрения одинаковы.

Технические потери электроэнергии можно представить следующими структурными составляющими:

- нагрузочные потери в оборудовании подстанций. К ним относятся потери в линиях и силовых трансформаторах, а также потери в измерительных трансформаторах тока, высокочастотных заградителях (ВЗ) ВЧ - связи и токоограничивающих реакторах. Все эти элементы включаются в "рассечку" линии, т.е. последовательно, поэтому потери в них зависят от протекающей через них мощности.

- потери холостого хода, включающие потери в электроэнергии в силовых трансформаторах, компенсирующих устройствах (КУ), трансформаторах

напряжения, счетчиках и устройствах присоединения ВЧ-связи, а также потери в изоляции кабельных линий.

- климатические потери, включающие в себя два вида потерь: потери на корону и потери из-за токов утечки по изоляторам ВЛ и подстанций. Оба вида зависят от погодных условий.

Технические потери в электрических сетях энергоснабжающих организаций (энергосистем) должны рассчитываться по трем диапазонам напряжения [4]:

- в питающих сетях высокого напряжения 35 кВ и выше;
- в распределительных сетях среднего напряжения 6 - 10 кВ;
- в распределительных сетях низкого напряжения 0,38 кВ.

Распределительные сети 0,38 - 6 - 10 кВ, эксплуатируемые РЭС и ПЭС, характеризуются значительной долей потерь электроэнергии в суммарных потерях по всей цепи передачи электроэнергии от источников до электроприемников. Это обусловлено особенностями построения, функционирования, организацией эксплуатации данного вида сетей: большим количеством элементов, разветвленностью схем, недостаточной обеспеченностью приборами учета, относительно малой загрузкой элементов и т.п. [3]

В настоящее время по каждому РЭС и ПЭС энергосистем технические потери в сетях 0,38 - 6 - 10 кВ рассчитываются ежемесячно и суммируются за год. Полученные значения потерь используются для расчета планируемого норматива потерь электроэнергии на следующий год.

Далее подробнее рассмотрим структурные составляющие технических потерь электроэнергии.

1.2 НАГРУЗОЧНЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Потери энергии в проводах, кабелях и обмотках трансформаторов пропорциональны квадрату протекающего по ним тока нагрузки, и поэтому их называют нагрузочными потерями. Ток нагрузки, как правило, изменяется во времени, и нагрузочные потери часто называют переменными [1].

Нагрузочные потери электроэнергии включают:

1. Потери в линиях и силовых трансформаторах, которые в общем виде можно определить по формуле, тыс. кВт-ч:

$$\Delta W_{nep} = 3 \cdot R \cdot \int_0^T I^2(t) dt = 3 \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{T/\Delta t} I_i^2, \quad (1.2)$$

где $I(t)$ - ток элемента в момент времени t ; Δt - интервал времени между последовательными его замерами, если последние осуществлялись через равные достаточно малые интервалы времени.

2. Потери в трансформаторах тока. Потери активной мощности в ТТ и его вторичной цепи определяют суммой трех составляющих: потерь в первичной ΔP_1 и вторичной ΔP_2 обмотках и потерь в нагрузке вторичной цепи $\Delta P_{н2}$. Нормированное значение нагрузки вторичной цепи большинства ТТ напряжением 10 кВ и номинальным током менее 2000 А, составляющих основную часть всех ТТ, эксплуатируемых в сетях составляет 10 ВА при классе точности ТТ $K_{ТТ} = 0,5$ и 1 ВА при $K_{ТТ} = 1,0$. Для ТТ напряжением 10 кВ и номинальным током 2000 А и более и для ТТ напряжением 35 кВ эти значения в два раза больше, а для ТТ напряжением 110 кВ и выше - в три раза больше. Для потерь электроэнергии в ТТ одного присоединения, тыс. кВт-ч за расчетный период продолжительностью T , дней:

$$\Delta W_{ТТ} = (a + b \cdot \sqrt{K_{ТТ}}) \cdot \beta_{ТТ\text{экв}}^2 \cdot T \cdot 10^{-6}, \quad (1.3)$$

где $\beta_{ТТ\text{экв}}$ - коэффициент эквивалентной токовой загрузки ТТ; a и b - коэффициенты зависимости удельных потерь мощности в ТТ и в его вторичной цепи $\Delta p_{ТТ}$, имеющей вид:

$$\Delta p_{TT} = 2 \cdot [40 + 2 \cdot (6 + 0.5 \cdot 15 \sqrt{K_{TT}})] = 104 + 30 \sqrt{K_{TT}}. \quad (1.4)$$

3. Потери в высокочастотных заградителях связи. Суммарные потери в ВЗ и устройстве присоединения на одной фазе ВЛ могут быть определены по формуле, тыс. кВт-ч:

$$\Delta W_{Вч} = (\Delta P_{ном} \cdot \beta_{ВЗ}^2 + \Delta P_{пр}) \cdot T \cdot 10^{-3}, \quad (1.5)$$

где $\beta_{ВЗ}$ - отношение среднеквадратичного рабочего тока ВЗ за расчетный период к его номинальному току; $\Delta P_{пр}$ - потери в устройствах присоединения.

1.3 ПОТЕРИ ХОЛОСТОГО ХОДА

Для электрических сетей 0,38 - 6 - 10 кВ составляющие потерь холостого хода (условно-постоянных потерь) включают:

1. Потери электроэнергии холостого хода в силовом трансформаторе, которые определяют за время T по формуле, тыс. кВт-ч:

$$\Delta W_x = \frac{\Delta P_x}{U_H} \cdot \int_0^T U^2(t) dt, \quad (1.6)$$

где ΔP_x - потери мощности холостого хода трансформатора при номинальном напряжении U_H ; $U(t)$ - напряжение в точке подключения (на вводе ВН) трансформатора в момент времени t .

2. Потери в компенсирующих устройствах (КУ), зависящие от типа устройства. В распределительных сетях 0,38-6-10 кВ используются в основном батареи статических конденсаторов (БСК). Потери в них определяют на основе известных удельных потерь мощности $\Delta p_{БСК}$, кВт/квар:

$$\Delta W_{БСК} = \Delta p_{БСК} \cdot \Delta W_{Q_{БСК}}, \quad (1.7)$$

где $W_{Q_{БСК}}$ - реактивная энергия, выработанная батареей конденсаторов за расчетный период. Обычно $\Delta p_{БСК} = 0,003$ кВт/квар.

3. Потери в трансформаторах напряжения. Потери активной мощности в ТН состоят из потерь в самом ТН и во вторичной нагрузке:

$$\Delta P_{ТН} = \Delta P_{1ТН} + \Delta P_{2ТН}. \quad (1.8)$$

Потери в самом ТН $\Delta P_{1ТН}$ состоят в основном из потерь в стальном магнитопроводе трансформатора. Они растут с ростом номинального напряжения и для одной фазы при номинальном напряжении численно примерно равны номинальному напряжению сети. В распределительных сетях напряжением 0,38-6-10 кВ они составляют около 6-10 Вт.

Потери во вторичной нагрузке $\Delta P_{2ТН}$ зависят от класса точности ТН $K_{ТН}$. Причем, для трансформаторов напряжением 6-10 кВ эта зависимость линейная. При номинальной нагрузке для ТН данного класса напряжения $\Delta P_{2ТН} \approx 40$ Вт. Однако на практике вторичные цепи ТН часто перегружаются, поэтому указанные значения необходимо умножать на коэффициент загрузки вторичной цепи ТН $\beta_{2ТН}$. Учитывая вышеизложенное, суммарные потери электроэнергии в ТН и нагрузке его вторичной цепи определяют по формулам, тыс. кВт-ч:

$$\Delta W_{ТН} = (U + \beta_{2ТН} \cdot \Delta P_{2ТН} \cdot K_{ТН}) \cdot T \cdot 10^{-6}. \quad (1.9)$$

4. Потери в изоляции кабельных линий, которые определяют по формуле, кВтч:

$$\Delta W_{каб} = T \cdot b_c \cdot U^2 \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot L_{каб}, \quad (1.10)$$

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

$$\operatorname{tg} \varphi = (0.003 + 0.0002 \cdot T_{сл}) \cdot (1 + a_\tau \cdot T_{сл}), \quad (1.11)$$

где $T_{сл}$ - число лет эксплуатации кабеля; a_τ - коэффициент старения, учитывающий старение изоляции в течение эксплуатации. Происходящее при этом увеличение тангенса угла диэлектрических потерь отражается второй скобкой формулы.

1.4 КЛИМАТИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Корректировка с погодными условиями существует для большинства видов потерь. Уровень электропотребления, определяющий потоки мощности в ветвях и напряжение в узлах сети, существенно зависит от погодных условий. Сезонная динамика зримо проявляется в нагрузочных потерях, расходе электроэнергии на собственные нужды подстанций и недоучете электроэнергии. Но в этих случаях зависимость от погодных условий выражается в основном через один фактор - температуру воздуха.

Вместе с тем существуют составляющие потерь, значение которых определяется не столько температурой, сколько 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. В качестве типовых видов погоды при расчете потерь на корону принято выделять хорошую погоду, сухой снег, дождь и изморозь (в порядке возрастания потерь).

При увлажнение загрязненного изолятора на его поверхности возникает проводящая среда, (электролит), что способствует существенному возрастанию тока утечки. Эти потери происходят в основном при влажной погоде (туман, роса, морозящие дожди). По данным статистики годовые потери электроэнергии в сетях из-за токов утечки по изоляторам ВЛ всех напряжений оказываются соизмеримыми с потерями на корону. При этом приблизительно половина их суммарного значения приходится на сети 35 кВ и ниже. Важно то, что и токи утечки, и потери на корону имеют чисто активный характер и поэтому являются прямой составляющей потерь электроэнергии.

Климатические потери включают:

1. 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 и тем больше потери),

конструкции фазы, протяженности линии, а также от погоды. Удельные потери при различных погодных условиях определяют на основании экспериментальных исследований.

2. Потери от токов утечки по изоляторам воздушных линий. Минимальная длина пути тока утечки по изоляторам нормируется в зависимости от степени загрязненности атмосферы (СЗА). При этом приводимые в литературе данные о сопротивлениях изоляторов весьма разнородны и не привязаны к уровню СЗА.

Мощность, выделяющуюся на одном изоляторе, определяют по формуле, кВт:

$$P_{uz} = \frac{U_{uz}^2}{R_{uz}}, \quad (1.11)$$

где U_{uz} - напряжение, приходящееся на изолятор, кВ; R_{uz} - его сопротивление, кОм.

Потери электроэнергии, обусловленные токами утечки по изоляторам ВЛ, можно определить по формуле, тыс. кВт-ч:

$$\Delta W_{uz} = \frac{U_{ном}^2}{3 \cdot R_{uz} \cdot N_{uz}} \cdot T_{вл} \cdot N_{гир} \cdot 10^{-3}, \quad (1.12)$$

где $T_{вл}$ - продолжительность в расчетном периоде влажной погоды (туман, роса и морозящие дожди); $N_{гир}$ - число гирлянд изоляторов.

Далее рассмотрим методы расчета потерь электроэнергии.

2. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

2.1 МЕТОДЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ СЕТЕЙ

Точное определение потерь за интервал времени T возможно при известных параметрах R и ΔP_x и функций времени $I(t)$ и $U(t)$ на всем интервале. Параметры R и ΔP_x обычно известны, и в расчетах их считают постоянными [2]. Но при этом сопротивление проводника зависит от температуры.

Информация о режимных параметрах $I(t)$ и $U(t)$ имеется обычно лишь для дней контрольных замеров. На большинстве подстанций без обслуживающего персонала они регистрируются 3 раза за контрольные сутки. Эта информация является неполной и ограничено достоверной, так как замеры проводятся аппаратурой с определенным классом точности и не одновременно на всех подстанциях.

В зависимости от полноты информации о нагрузках элементов сети для расчетов нагрузочных потерь могут использоваться следующие методы:

Методы поэлементных расчетов, использующие формулу:

$$\Delta W_n = 3 \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^k R_i \cdot \sum_{j=1}^{T/\Delta t} I_{ij}^2, \quad (2.1)$$

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

Методы учета характерных режимов, используют формулу:

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \cdot t_i, \quad (2.2)$$

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

Методы учета характерных суток, используют формулу:

$$\Delta W_n = \sum_{i=1}^m \Delta W_{ni}^c \cdot D_{эки}, \quad (2.3)$$

где m - число характерных суток, потери электроэнергии за каждые из которых, рассчитанные по известным графикам нагрузки в узлах сети, составляют ΔW_{ni}^c , $D_{эки}$ - эквивалентная продолжительность в году i -го характерного графика (число суток).

4. Методы расчета числа часов наибольших потерь τ , используют формулу:

$$\Delta W_n = \Delta P_{max} \cdot \tau, \quad (2.4)$$

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

5. Методы средних нагрузок, используют формулу:

$$\Delta W_n = \Delta P_{cp} \cdot k_{\phi}^2 \cdot T, \quad (2.5)$$

где ΔP_{cp} - потери мощности в сети при средних нагрузках узлов (или в сети в целом) за время T ; k_{ϕ} - коэффициент формы графика мощности или тока.

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

Методы 1-5 предусматривают проведение электрических расчетов сети при заданных значениях параметров схемы и нагрузок. Иначе их называют *схемотехническими* [2].

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

Статистические методы не позволяют наметить конкретные мероприятия по снижению потерь. Их используют для оценки суммарных

потерь в сети. Но при этом, примененные к множеству объектов, например линий 6-10 кВ, позволяют с большой вероятностью выявить те из них, в которых находятся места с повышенными потерями [2]. Это дает возможность сильно сократить объем схемотехнических расчетов, а следовательно, и уменьшить трудозатраты на их проведение.

При проведении схемотехнических расчетов ряд исходных данных и результаты расчетов могут представляться в вероятностной форме, например в виде математических ожиданий и дисперсий. В этих случаях применяется аппарат теории вероятностей, поэтому эти методы называются *вероятностными схемотехническими методами* [4].

Для определения τ и k_ϕ , используемых в методах 4 и 5, существует ряд формул. Наиболее приемлемыми для практических расчетов являются следующие:

$$\tau = \frac{k_3 + 2 \cdot k_3^2}{3} \cdot T; \quad (2.6)$$

$$k_\phi^2 = \frac{1 + 2 \cdot k_3}{3 \cdot k_3}, \quad (2.7)$$

где k_3 - коэффициент заполнения графика, равный отношению числа часов использования максимальной нагрузки.

По особенностям схем и режимов электрических сетей и информационной обеспеченности расчетов выделяют пять групп сетей, расчет потерь электроэнергии в которых производят различными методами [1]:

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

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

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

- разомкнутые (радиальные) электрические сети 35-150 кВ.

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

- распределительные электрические сети 6-10 кВ.

Для разомкнутых сетей 6-10 кВ известны нагрузки на головном участке каждой линии (в виде электроэнергии или тока).

- распределительные электрические сети 0,38 кВ.

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

В соответствии с изложенным для сетей различного назначения рекомендуются следующие методы расчета [2].

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

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

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

Методы средних нагрузок применимы при относительно однородных графиках нагрузки узлов. Они рекомендуются как предпочтительные для разомкнутых сетей 6-150 кВ при наличии данных об электроэнергии, пропущенной за рассматриваемый период по головному участку сети.

Отсутствие данных о нагрузках узлов сети заставляет предполагать их однородность.

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

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

2.2 МЕТОДЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 0,38-6-10 кВ

Сети 0,38 - 6 - 10 кВ энергосистем характеризуются относительной простотой схемы каждой линии, большим количеством таких линий и низкой достоверностью информации о нагрузках трансформаторов. Перечисленные факторы делают нецелесообразным на данном этапе применение для расчетов потерь электроэнергии в этих сетях методов, аналогичных применяемым в сетях более высоких напряжений и основанных на наличии информации о каждом элементе сети. В связи с этим получили распространение методы, основанные на представлении линий 0,38-6-10 кВ в виде эквивалентных сопротивлений [3].

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

$$\Delta W_n = \frac{W_P^2 \cdot k_{\phi P}^2 + W_Q^2 \cdot k_{\phi Q}^2}{U_{\text{эк}}^2} \cdot R_{\text{эк}} \cdot T, \quad (2.8)$$

или

$$\Delta W_n = 3 \cdot I_{\max}^2 \cdot \tau \cdot R_{\text{эк}}, \quad (2.9)$$

где $k_{\Phi P}$ и $k_{\Phi Q}$ - коэффициенты формы графиков активной и реактивной мощности; $U_{\text{эк}}$ - эквивалентное напряжение сети, учитывающее изменение фактического напряжения как во времени, так и вдоль линии.

Если графики P и Q на головном участке не регистрируются, коэффициент формы графика рекомендуется определять по (2.7).

Эквивалентное напряжение определяют по эмпирической формуле:

$$U_{\text{эк}} = \sqrt{k_1 \cdot U_1^2 + (1 - k_1) \cdot U_2^2}, \quad (2.10)$$

где U_1 , U_2 - напряжения в ЦП в режимах наибольших и наименьших нагрузок; $k_1 = 0,9$ для сетей 0,38-6-10 кВ. В этом случае формула (2.8) приобретает вид:

$$\Delta W_n = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{U_{\text{эк}}^2} \cdot k_{\Phi}^2 \cdot R_{\text{эк}} \cdot T, \quad (2.11)$$

где k_{Φ}^2 определяют по (2.7), исходя из данных о коэффициенте заполнения графика активной нагрузки. В связи с несовпадением времени замера токовой нагрузки с неизвестным временем ее действительного максимума формула (2.9) дает заниженные результаты. Устранение систематической погрешности достигается увеличением значения, получаемого по (2.9), в 1,37 раза. Расчетная формула приобретает вид:

$$\Delta W_n = 4,1 \cdot I_{\text{max}}^2 \cdot \tau \cdot R_{\text{эк}}. \quad (2.12)$$

Эквивалентное сопротивление линий 0,38-6-10 кВ при неизвестных нагрузках элементов определяют исходя из допущения одинаковой относительной загрузки трансформаторов. В этом случае расчетная формула имеет вид:

$$R_{\text{эк}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{Ti}^2 \cdot R_{Li} + \sum_{j=1}^m S_{Tj}^2 \cdot R_{Tj}}{S_{T.L}^2}, \quad (2.13)$$

где S_{Ti} - суммарная номинальная мощность распределительных трансформаторов (РТ), получающих питание по i -му участку линий сопротивлением R_{Li} , n - число участков линий; S_{Tj} - номинальная мощность i -

го РТ сопротивлением R_{Tj} ; m - число РТ; $S_{т. г}$ - суммарная мощность РТ, присоединенных к рассматриваемой линии.

Расчет $R_{эк}$ по (2.13) предполагает обработку схемы каждой линии 0,38-6-10 кВ (нумерацию узлов, кодирование марок проводов и мощностей РТ и т.п.). Вследствие большого числа линий такой расчет $R_{эк}$ может быть затруднительным из-за больших трудозатрат. В этом случае используют регрессионные зависимости, позволяющие определять $R_{эк}$, исходя из обобщенных параметров линии: суммарной длины участков линии, сечения провода и длины магистрали, разветвлений и т.п. Для практического использования наиболее целесообразна зависимость:

$$R_{эк} = R_{Г} + \frac{a_1 \cdot l_{м}^a + a_2 \cdot l_{м}^c + a_3 \cdot l_o^a + a_4 \cdot l_o^c}{F_{м}}, \quad (2.14)$$

где $R_{Г}$ - сопротивление головного участка линии; $l_{м}^a$, $l_{м}^c$ - суммарные длины участков магистрали (без головного участка) с алюминиевыми и стальными проводами соответственно; l_o^a , l_o^c - то же участков линии, относящихся к ответвлениям от магистрали; $F_{м}$ - сечение провода магистрали; $a_1 - a_4$ - табличные коэффициенты.

В связи с этим зависимость (2.14) и последующее определение с ее помощью потерь электроэнергии в линии целесообразно использовать для решения двух задач:

- определения суммарных потерь в k линиях как суммы значений, рассчитанных по (2.11) или (2.12) для каждой линии (в этом случае погрешности уменьшаются приблизительно в \sqrt{k} раз);

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

3. ПРОГРАММЫ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

3.1 НЕОБХОДИМОСТЬ РАСЧЕТА ТЕХНИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В настоящее время во многих энергосистемах мира потери в сетях растут даже при уменьшении энергопотребления []. При этом увеличиваются и абсолютные, и относительные потери, которые кое-где уже достигли до 40%. Для того, чтобы определить, какая доля этих потерь приходится действительно на физически обусловленную техническую составляющую, а какая на коммерческую, связанную с недостоверностью учета, хищениями, недостатками в системе выставления счетов и сбора данных о полезном отпуске, необходимо уметь считать технические потери [6].

Нагрузочные потери активной мощности в элементе сети с сопротивлением R при напряжении U определяют по формуле:

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R, \quad (3.1)$$

где P и Q - активная и реактивная мощности, передаваемые по элементу.

В большинстве случаев значения P и Q на элементах сети изначально неизвестны. Как правило, известны нагрузки в узлах сети (на подстанциях).

Целью электрического расчета (расчета установившегося режима - УР) в любой сети является определение значений P и Q в каждой ветви сети по данным их значений в узлах [1]. После этого определение суммарных потерь мощности в сети представляет собой простую задачу суммирования значений, определенных по формуле (3.1).

Объем и характер исходных данных о схемах и нагрузках существенно различаются для сетей различных классов напряжения [4].

Для сетей 35 кВ и выше обычно известны значения P и Q в узлах нагрузки. В результате расчета УР выявляются потоки P и Q в каждом элементе.

Для сетей 6-10 кВ известен, как правило, лишь отпуск электроэнергии через головной участок фидера, т.е. фактически суммарная нагрузка всех ТП 6-10/0,38 кВ, включая потери в фидере. По отпуску энергии могут быть определены средние значения P и Q на головном участке фидера. Для расчета значений P и Q в каждом элементе необходимо принять какое-либо допущение о распределении суммарной нагрузки между ТП. Обычно принимают единственно возможное в этом случае допущение о распределении нагрузки пропорционально установленным мощностям ТП.

Затем с помощью итерационного расчета снизу вверх и сверху вниз корректируют эти нагрузки так, чтобы добиться равенства суммы узловых нагрузок и потерь в сети заданной нагрузке головного участка. Таким образом, искусственно восстанавливаются отсутствующие данные об узловых нагрузках, и задача сводится к первому случаю.

В описанных задачах схема и параметры элементов сети предположительно известны. Отличием расчетов является то, что в первой задаче узловые нагрузки считаются исходными, а суммарная нагрузка получается в результате расчета, во второй - известна суммарная нагрузка, а узловые нагрузки получают в результате расчета.

При расчете потерь в сетях 0,38 кВ при известных схемах этих сетей теоретически можно использовать тот же алгоритм, что и для сетей 6 - 10 кВ.

Однако большое количество линий 0,4 кВ, сложности введения в программы информации по поопорным (постолбовым) схемам, отсутствие достоверных данных об узловых нагрузках (нагрузках зданий) делает такой расчет исключительно трудным, и, главное, неясно, достигается ли при этом желаемое уточнение результатов. Вместе с тем, минимальный объем данных об обобщенных параметрах этих сетей (суммарная длина, количество линий и сечения головных участков) позволяет оценить потери в них с не меньшей точностью, чем при скрупулезном поэлементном расчете на основе сомнительных данных об узловых нагрузках.

3.2 ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 0,38 - 6 - 10 кВ

Одним из наиболее трудоемких является расчет потерь электроэнергии в распределительных сетях 0,38 - 6 - 10 кВ, поэтому для упрощения проведения подобных расчетов было разработано множество программ, основанных на различных методах. В своей работе я рассмотрю некоторые из них.

Для расчета всех составляющих детальной структуры технологических потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях, нормативного расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, фактических и допустимых небалансов электроэнергии на энергообъектах, а также нормативных характеристик потерь мощности и электроэнергии был разработан комплекс программ РАП - 95 [1], состоящий из семи программ:

- РАП - ОС, предназначенной для расчета технических потерь в замкнутых сетях 110 кВ и выше;
- НП - 1, предназначенной для расчета коэффициентов нормативных характеристик технических потерь в замкнутых сетях 110 кВ и выше на основе результатов РАП - ОС;
- РАП - 110, предназначенной для расчета технических потерь и их нормативных характеристик в радиальных сетях 35 - 110 кВ;
- РАП - 10, предназначенной для расчета технических потерь и их нормативных характеристик в распределительных сетях 0,38-6-10 кВ;
- РОСП, предназначенной для расчета технических потерь в оборудовании сетей и подстанций;
- РАПУ, предназначенной для расчета потерь, обусловленных погрешностями приборов учета электроэнергии, а также фактических и допустимых небалансов электроэнергии на объектах;

- СП, предназначенной для расчета показателей отчетных форм на основе данных об отпуске электроэнергии в сети разных напряжений и результатов расчета по программам 1-6.

- Остановимся подробнее на описании программы РАП - 10, которая осуществляет следующие расчеты:

- определяет структуру потерь по напряжениям, группам элементов;
- рассчитывает напряжения в узлах фидера, потоки активной и реактивной мощности в ветвях с указанием их доли в суммарных потерях мощности;
- выделяет фидеры, являющиеся очагами потерь, и рассчитывает кратности повышения норм нагрузочных потерь и потерь холостого хода;
- рассчитывает коэффициенты характеристик технических потерь по ЦП, РЭС и ПЭС.

Программа позволяет рассчитывать потери электроэнергии в фидерах 6-10 кВ двумя методами:

- средних нагрузок, когда коэффициент формы графика определяется на основе заданного коэффициента заполнения графика нагрузки головного участка k_3 или принимается равным измеренному по графику нагрузки головного участка. В этом случае значение k_3 должно соответствовать расчетному периоду (месяцу или году);
- расчетных суток (типовых графиков), где заданное значение k_{ϕ}^2 должно соответствовать графику рабочих суток.

Также в программе реализованы два оценочных метода расчета потерь электроэнергии в сетях 0,38 кВ:

- по суммарной длине и количеству линий с различными сечениями головных участков;
- по максимальной потере напряжения в линии или ее среднем значении в группе линий.

В обоих методах задается энергия, отпущенная в линию или группу линий, сечение головного участка, а также значение коэффициента

разветвленности линии, доля распределенных нагрузок, коэффициент заполнения графика и коэффициент реактивной мощности.

Расчет потерь может проводиться на уровне ЦП, РЭС или ПЭС. На каждом уровне выходная печать содержит структуру потерь во входящих в этот уровень составляющих (на уровне ЦП - по фидерам, на уровне РЭС - по ЦП, на уровне ПЭС - по РЭС), а также суммарные потери и их структуру.

Оглавление базы данных по электрическим сетям представлено таким образом, чтобы пользователь всегда быстро мог найти нужный фидер по принадлежности к району электрических сетей, номинальному напряжению, подстанции.

Ввод схемы в данной программе существенно облегчается и ускоряется набором редактируемых справочников. При возникновении каких-либо вопросов во время работы с программой всегда можно обратиться за помощью к справке или к инструкции пользователя. Интерфейс программы удобен и прост, что позволяет сократить затраты труда на подготовку и расчет электрической сети.

На рис.1 представлена расчетная схема, ввод которой осуществляется на основе нормальной оперативной схемы фидера. Элементами фидера являются узлы и линии. Первый узел фидера - это всегда центр питания, отпайка - точка соединения двух или более линий, трансформаторная подстанция - узел с ТП, а также переходные трансформаторы 6/10 кВ (блок - трансформаторы). Линии бывают двух типов: провода - воздушная или кабельная линия с длиной и маркой провода и соединительные линии - фиктивная линия с нулевой длиной и без марки провода. Изображение фидера можно увеличивать или уменьшать с помощью функции изменения масштаба, а также передвигать по экрану полосами прокрутки или мышкой.

Параметры расчетной схемы или свойства любого ее элемента доступны для просмотра в любом режиме. После расчета фидера дополнительно к исходной информации об элементе в окно с его характеристиками добавляются результаты расчета.

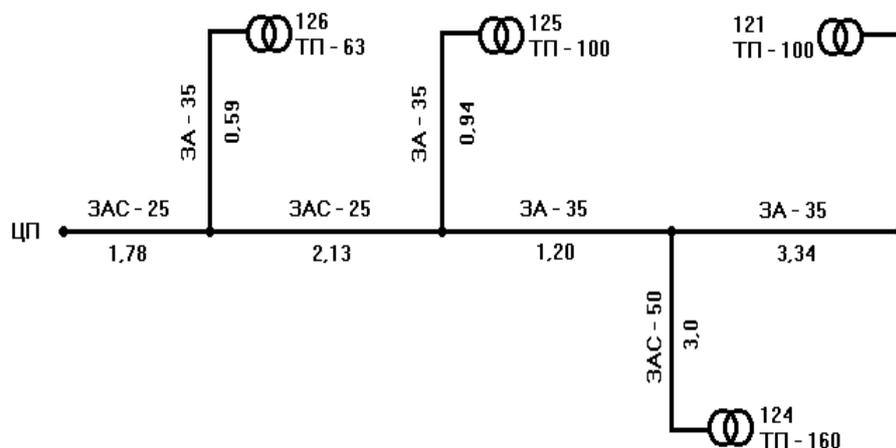


Рис.1. Расчетная схема сети.

Расчет установившегося режима включает в себя определение токов и потоков мощностей по ветвям, уровней напряжения в узлах, нагрузочных потерь мощности и электроэнергии в линиях и трансформаторах, а также потерь холостого хода по справочным данным, коэффициентов загрузки линий и трансформаторов. Исходными данными для расчета являются измеренные ток на головном участке фидера и напряжение на шинах 0,38 - 6 - 10 кВ в режимные дни, а также нагрузка на всех или части трансформаторных подстанций [6]. Кроме указанных исходных данных для расчета предусмотрен режим задания электроэнергии на головном участке. Возможна фиксация даты расчета.

Одновременно с расчетом потерь мощности ведется расчет потерь электроэнергии. Результаты расчета по каждому фидеру сохраняются в файле, в котором они суммируются по центрам питания, районам электрических сетей и всем электрическим сетям в целом, что позволяет проводить подробный анализ результатов.

Детальные результаты расчета состоят из двух таблиц с подробной информацией о параметрах режима и результатах расчета по ветвям и узлам фидера. Подробные результаты расчета, можно сохранять в текстовом формате или формате Excel. Это позволяет использовать широкие

возможности этого Windows - приложения при составлении отчета или анализе результатов.

В программе предусмотрен гибкий режим редактирования, который позволяет вводить любые необходимые изменения исходных данных, схем электрических сетей: добавить или отредактировать фидер, название электрических сетей, районов, центров питания, отредактировать справочники. При редактировании фидера можно изменить расположение и свойства любого элемента на экране, вставить линию, заменить элемент, удалить линию, трансформатор, узел и др.

Программа позволяет работать с несколькими базами данных, для этого необходимо только указать к ним путь. Она выполняет различные проверки исходных данных и результатов расчета (замкнутость сети, коэффициенты загрузки трансформаторов, ток головного участка должен быть больше суммарного тока холостого хода установленных трансформаторов и др.)

В результате коммутационных переключений в ремонтных и послеаварийных режимах и соответствующего изменения конфигурации схемы электрической сети могут возникнуть недопустимые перегрузки линий и трансформаторов, уровни напряжения в узлах, завышенные потери мощности и электроэнергии в сети. Для этого в программе предусмотрена оценка режимных последствий оперативных переключений в сети, а также проверка допустимости режимов по потере напряжения, потерям мощности, току нагрузки, токам защиты. Для оценки таких режимов в программе предусмотрена возможность переключения отдельных участков распределительных линий с одного центра питания на другой, если имеются резервные перемычки. Для реализации возможности коммутационных переключений между фидерами различных ЦП необходимо установить связи между ними.

Все перечисленные возможности существенно сокращают время на подготовку исходной информации. В частности, с помощью программы за один рабочий день один оператор может ввести информацию для расчета

технических потерь по 30 распределительным линиям 6 - 10 кВ средней сложности.

Программа является одним из модулей многоуровневой интегрированной системы расчета и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях, в которой результаты расчета по данному ПЭС суммируются с результатами расчета по другим ПЭС и по энергосистеме в целом [6].

4. НОРМИРОВАНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Прежде чем давать понятие норматива потерь электроэнергии, следует уточнить сам термин "норматив", даваемый энциклопедическими словарями. Под нормативами понимаются расчетные величины затрат материальных ресурсов, применяемые в планировании и управлении хозяйственной деятельностью предприятий. Нормативы должны быть научно обоснованными, прогрессивными и динамичными, т.е. систематически пересматриваться по мере организационно-технических сдвигов в производстве.

Хотя изложенное приведено в словарях для материальных ресурсов в широком плане, оно целиком отражает требования, предъявляемые к нормированию потерь электроэнергии.

4.1 ПОНЯТИЕ НОРМАТИВА ПОТЕРЬ. МЕТОДЫ УСТАНОВЛЕНИЯ НОРМАТИВОВ НА ПРАКТИКЕ

Нормирование - это процедура установления для рассматриваемого периода времени приемлемого (нормального) по экономическим критериям уровня потерь (*норматива потерь*), значение которого определяют на основе расчетов потерь, анализируя возможности снижения в планируемом периоде каждой составляющей их фактической структуры [1].

Под нормативом отчетных потерь необходимо понимать сумму нормативов четырех составляющих структуры потерь, каждая из которых имеет самостоятельную природу и, как следствие, требует индивидуального подхода к определению ее приемлемого (нормального) уровня на рассматриваемый период. Норматив каждой составляющей должен определяться на основе расчета ее фактического уровня и анализа возможностей реализации выявленных резервов ее снижения.

Если вычесть из сегодняшних фактических потерь все имеющиеся резервы их снижения в полном объеме, результат можно назвать *оптимальными потерями при существующих нагрузках сети и существующих ценах на оборудование*. Уровень оптимальных потерь меняется из года в год, так как меняются нагрузки сети и цены на оборудование. Если же норматив потерь определен по перспективным нагрузкам сети (на расчетный год) с учетом эффекта от реализации всех экономически обоснованных мероприятий, его можно назвать *перспективным нормативом*. В связи с постепенным уточнением данных перспективный норматив также необходимо периодически уточнять.

Очевидно, что 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. Такой норматив называют *текущим нормативом*.

Норматив потерь определяют при конкретных значениях нагрузок сети. Перед планируемым периодом эти нагрузки определяют из прогнозных расчетов. Поэтому для рассматриваемого года можно выделить два значения такого норматива:

- прогнозируемое (определенное по прогнозируемым нагрузкам);
- фактическое (определенное в конце периода по состоявшимся нагрузкам).

Что касается норматива потерь, включаемых в тариф, то здесь всегда используется его прогнозируемое значение. 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. Отказ от корректировки норматива несправедлив в обоих случаях.

Для установления нормативов на практике используются три метода [2]: 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 проведение строгих технико-экономических расчетов по каким-либо причинам невозможно (отсутствие или сложность методик таких расчетов, трудности получения объективных исходных данных и т.п.). Нормативы получают на основе испытаний.

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

Нормирование расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций осуществляется с целью его контроля и планирования, а также выявления мест нерационального расхода. Нормы расхода выражены в тысячах киловатт-часов в год на единицу оборудования или на одну подстанцию. Численные значения норм зависят от климатических условий.

В силу существенных различий в структуре сетей и в их протяженности норматив потерь для каждой энергоснабжающей организации представляет собой индивидуальное значение, определяемое на основе схем и режимов работы электрических сетей и особенностей учета поступления и отпуска электроэнергии.

В связи с тем, что тарифы устанавливают дифференцированно для трех категорий потребителей, получающих энергию от сетей напряжением 110 кВ и выше, 35-6 кВ и 0,38 кВ, общий норматив потерь должен быть разделен на три составляющие. Это деление должно производиться с учетом степени использования каждой категорией потребителей сетей различных классов напряжения [3].

Временно допустимые коммерческие потери, включаемые в тариф, распределяют равномерно между всеми категориями потребителей, так как коммерческие потери, представляющие собой в значительной степени хищения энергии, не могут рассматриваться как проблема, оплата которой должна возлагаться только на потребителей, питающихся от сетей 0,38 кВ.

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, для расчета которых необходимо владеть электротехническими знаниями. Выходом из положения является использование нормативных характеристик технических потерь, представляющих собой зависимости потерь от факторов, отражаемых в официальной отчетности [4].

4.2 НОРМАТИВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОТЕРЬ

Характеристика потерь электроэнергии - зависимость потерь электроэнергии от факторов, отражаемых в официальной отчетности.

Нормативная характеристика потерь электроэнергии - зависимость приемлемого уровня потерь электроэнергии (учитывающего эффект от МСП, проведение которых согласовано с организацией, утверждающей норматив потерь) от факторов, отражаемых в официальной отчетности.

Параметры нормативной характеристики достаточно стабильны и поэтому, однажды рассчитанные, согласованные и утвержденные, они могут использоваться в течение длительного периода - до тех пор, пока не произойдет существенных изменений схем сетей. При нынешнем, весьма низком уровне сетевого строительства нормативные характеристики, рассчитанные для существующих схем сетей, могут использоваться в течение 5-7 лет. При этом погрешность отражения ими потерь не превышает 6-8%. В случае же ввода в работу или вывода из работы в этот период

существенных элементов электрических сетей такие характеристики дают надежные базовые значения потерь, относительно которых может оцениваться влияние проведенных изменений схемы на потери.

Для радиальной сети нагрузочные потери электроэнергии выражаются формулой:

$$\Delta W_n = \frac{W^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \cdot k_\phi^2}{U^2} \cdot R_{\text{экв}} \cdot T, \quad (4.1)$$

где W - отпуск электроэнергии в сеть за период T ; $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности; $R_{\text{экв}}$ - эквивалентное сопротивление сети; U - среднее рабочее напряжение.

В силу того, что эквивалентное сопротивление сети, напряжение, а также коэффициенты реактивной мощности и формы графика изменяются в сравнительно узких пределах, они могут быть "собраны" в один коэффициент A , расчет которого для конкретной сети необходимо выполнить один раз:

$$A = \frac{(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \cdot k_\phi^2}{U^2} \cdot R_{\text{экв}}. \quad (4.2)$$

В этом случае (4.1) превращается в *характеристику нагрузочных потерь* электроэнергии:

$$\Delta W_n = A \cdot W^2 \cdot T. \quad (4.3)$$

При наличии характеристики (4.3) нагрузочные потери для любого периода T определяют на основе единственного исходного значения - отпуска электроэнергии в сеть.

Характеристика потерь холостого хода имеет вид:

$$\Delta W_x = C \cdot T. \quad (4.4)$$

Значение коэффициента C определяют на основе потерь электроэнергии холостого хода, рассчитанных с учетом фактических напряжений на оборудовании - ΔW_x по формуле (4.4) или на основе потерь мощности холостого хода ΔP_x .

Коэффициенты A и C характеристики суммарных потерь в n радиальных линиях 35, 6-10 или 0,38 кВ определяют по формулам:

$$A = \sum_{i=1}^n A_i \cdot \left(\frac{W_i}{W_{\Sigma}}\right)^2, \quad (4.5)$$

$$C = \sum_{i=1}^n C_i, \quad (4.6)$$

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.

Относительный недоучет электроэнергии ΔW 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 *климатические потери*, а также *расход электроэнергии на собственные нужды подстанций $W_{пс}$* , имеющий резкую зависимость от месяца года.

Нормативная характеристика потерь в радиальной сети имеет вид:

$$\Delta W_{норм} = A \cdot W^2 \cdot T + C \cdot T + \Delta W_m, \quad (4.7)$$

где ΔW_m - сумма описанных выше четырех составляющих:

$$\Delta W_m = \Delta W_y + \Delta W_{кор} + \Delta W_{из} + \Delta W_{пс}. \quad (4.8)$$

Нормативная характеристика потерь электроэнергии в сетях объекта, на балансе которого находятся распределительные сети напряжением 6-10 и 0,38 кВ, имеет вид, млн. кВт-ч:

$$\Delta W_{норм} = A_{6-10} \cdot W_{6-10}^2 \cdot T + A_{0,38} \cdot W_{0,38}^2 \cdot T + C \cdot T + \Delta W_m, \quad (4.9)$$

где W_{6-10} - отпуск электроэнергии в сети 6-10 кВ, млн. кВт-ч, за вычетом отпуска потребителям непосредственно с шин 6-10 кВ подстанций 35-220/6-10 кВ и электростанций; $W_{0,38}$ - то же, в сети 0,38 кВ; A_{6-10} и $A_{0,38}$ - коэффициенты характеристики.

Величина ΔW_m для этих предприятий включает в себя, как правило, лишь первое и четвертое слагаемые формулы (4.8). При отсутствии учета электроэнергии на стороне 0,38 кВ распределительных трансформаторов 6-10/0,38 кВ значение $W_{0,38}$ определяют, вычитая из значения W_{6-10} отпуск электроэнергии потребителям непосредственно из сети 6-10 кВ и потери в ней, определяемые по формуле (4.8) с исключенным вторым слагаемым.

4.3 ПОРЯДОК РАСЧЕТА НОРМАТИВОВ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 0,38 - 6 - 10 кВ

В настоящее время для расчета нормативов потерь электроэнергии в распределительных сетях применяются схмотехнические методы с использованием различного программного обеспечения. Но в условиях неполноты и малой достоверности исходной информации о режимных параметрах сети применение этих методов приводит к значительным погрешностям расчетов при достаточно больших трудозатратах персонала РЭС и ПЭС на их проведение. При этом потери электроэнергии рекомендуется рассчитывать по укрупненным нормативам для электрических сетей энергосистем при использовании значений обобщенных параметров (суммарной длины линий электропередачи, суммарной мощности силовых трансформаторов) и отпуску электроэнергии в сеть [1].

Подобная оценка потерь электроэнергии, особенно для множества разветвленных сетей 0,38 - 6 - 10 кВ, позволяет с большой вероятностью выявить подразделения энергосистемы (РЭС и ПЭС) с повышенными потерями, скорректировать значения потерь, рассчитываемых схмотехническими методами, снизить трудозатраты на проведение расчетов потерь электроэнергии. Для расчета годовых нормативов потерь электроэнергии для сетей используются следующие выражения:

$$\Delta W_{пер} = \Delta W_{HH} + \Delta W_{CH} = \Delta \omega_{HH}^0 \cdot L_{HH} + \Delta \omega_{CH}^0 \cdot W_{OTC} \cdot V_{CH}, \quad (4.10)$$

$$\Delta W_n = 1,036 \cdot \Delta P_n \cdot 8,76 \cdot S_{T\Sigma}, \quad (4.11)$$

где $\Delta W_{\text{пер}}$ - технологические переменные потери электроэнергии (норматив потерь) за год в распределительных сетях 0,38 - 6 - 10 кВ, кВт·ч; $\Delta W_{\text{НН}}$, $\Delta W_{\text{СН}}$ - переменные потери в сетях низкого (НН) и среднего (СН) напряжения, кВт·ч; $\Delta \omega_{\text{НН}}^0$ - удельные потери электроэнергии в сетях низкого напряжения, тыс. кВт·ч/км; $\Delta \omega_{\text{СН}}^0$ - удельные потери электроэнергии в сетях среднего напряжения, % к отпуску электроэнергии; $W_{\text{отс}}$ - отпуск электроэнергии в сети среднего напряжения, кВт·ч; $V_{\text{СН}}$ - поправочный коэффициент, отн. ед.; $\Delta W_{\text{п}}$ - условно-постоянные потери электроэнергии, кВт·ч; $\Delta P_{\text{п}}$ - удельные условно-постоянные потери мощности сети среднего напряжения, кВт/МВА; $S_{T\Sigma}$ - суммарная номинальная мощность трансформаторов 6 - 10 кВ, МВА.

Имеются следующие значения удельных нормативных показателей, входящих в (4.10) и (4.11):

$$\Delta \omega_{\text{НН}}^0 = 6 \frac{\text{тыс.кВт} \cdot \text{ч}}{\text{км}}; \quad \Delta \omega_{\text{СН}}^0 = 6,45 \frac{\%}{\text{тыс.кВт} \cdot \text{ч}};$$

$$V_{\text{СН}} = 0,52; \quad \Delta P_{\text{п}} = 2,79 \frac{\text{кВт}}{\text{МВА}}.$$

Далее рассмотрим расчет нормативов потерь электроэнергии в распределительной сети 10 кВ.

5. ПРИМЕР РАСЧЕТА ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 10 кВ

Для примера расчета потерь электроэнергии в распределительной сети 10 кВ рассмотрим линию, отходящую от ПС (рис.5.1).

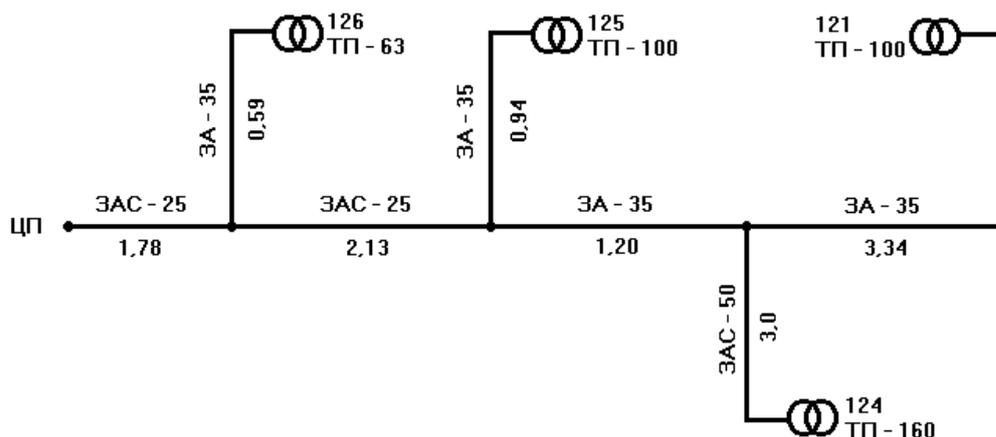


Рис.5.1. Расчетная схема распределительной сети 10 кВ.

Исходные данные:

- номинальное напряжение $U_H = 10$ кВ;
- коэффициент мощности $\text{tg}\varphi = 0,62$;
- суммарная длина линии $L = 12,980$ км;
- суммарная мощность трансформаторов $S_{\Sigma T} = 423$ кВА;
- число часов максимальной нагрузки $T_{\max} = 5100$ ч/год;
- коэффициент формы графика нагрузки $k_\phi = 1,15$.

Можно также произвести расчет следующих показателей:

- потери электроэнергии в линиях электропередач:

$$\Delta W_{Л} = 2020 \text{кВт}\cdot\text{ч} \text{ (или 18,2\% от суммарных потерь электроэнергии);}$$

- потери электроэнергии в обмотках трансформаторов (условно-переменные потери):

$$\Delta W_{Т} = 1619 \text{кВт}\cdot\text{ч} \text{ (14,6\%);}$$

- потери электроэнергии в стали трансформаторов (условно-постоянные):

$$\Delta W_{\text{XX}} = 7466 \text{кВт}\cdot\text{ч} \text{ (67,2\%);}$$

суммарные потери электроэнергии:

- $\Delta W_{\Sigma} = 11110 \text{кВт}\cdot\text{ч}$ (или 2,4% от общего отпуска электроэнергии).

Далее рассмотрим изменение потерь электроэнергии при изменении нагрузки на головном участке. Для этого:

зададимся $k_{\text{ЗТП1}} = 0,5$ и рассчитаем потери электроэнергии:

- потери в линиях:

$\Delta W_{Л1} = 12630 \text{кВт}\cdot\text{ч}$, что составляет 39,2% от суммарных потерь и 1,1% от общего отпуска электроэнергии;

- потери в обмотках трансформаторов:

$\Delta W_{Т1} = 10120 \text{кВт}\cdot\text{ч}$, что составляет 31,4% от суммарных потерь и 0,9% от общего отпуска электроэнергии;

- потери в стали трансформаторов:

$\Delta W_{\text{XX1}} = 9435 \text{кВт}\cdot\text{ч}$, что составляет 29,4% от суммарных потерь и 0,8% от общего отпуска электроэнергии;

- суммарные потери электроэнергии:

$$\Delta W_{\Sigma 1} = 32185 \text{кВт}\cdot\text{ч}, \text{ что составляет 2,8\% от общего отпуска электроэнергии.}$$

Зададимся $k_{\text{ЗТП2}} = 0,8$ и повторим расчет потерь электроэнергии аналогично п.1. Получим:

47

- потери в линиях:

$\Delta W_{Л2} = 32320 \text{кВт}\cdot\text{ч}$, что составляет 47,8% от суммарных потерь и 1,7% от общего отпуска электроэнергии;

- потери в обмотках трансформаторов:

$\Delta W_{T2} = 25900 \text{кВт}\cdot\text{ч}$, что составляет 38,2% от суммарных потерь и 1,4% от общего отпуска электроэнергии;

- потери в стали трансформаторов:

$\Delta W_{\text{ХХ2}} = 9435 \text{кВт}\cdot\text{ч}$, что составляет 13,9% от суммарных потерь и 0,5% от общего отпуска электроэнергии;

- суммарные потери:

$\Delta W_{\Sigma 2} = 67660 \text{кВт}\cdot\text{ч}$, что составляет 3,6% от общего отпуска электроэнергии.

Рассчитаем нормативы потерь электроэнергии для данной распределительной сети по формулам (4.10) и (4.11):

- норматив технологических переменных потерь:

$$\Delta W_{\text{пер}} = \Delta \omega_{\text{HH}}^0 \cdot L_{\text{HH}} = 6 \cdot 10^3 \cdot 12.980 = 77880 \text{кВт}\cdot\text{ч},$$

- норматив условно-постоянных потерь:

$$\Delta W_n = 1.036 \cdot \Delta P_n \cdot 8,76 \cdot S_{T\Sigma} = 1.036 \cdot 2.79 \cdot 8.76 \cdot 423 = 10710 \text{кВт}\cdot\text{ч}.$$

Анализ проведенных расчетов потерь электроэнергии и их нормативов позволяет сделать следующие основные выводы:

- при увеличении $k_{3\text{ТП}}$ от 0,5 до 0,8 наблюдается увеличение абсолютного значения суммарных потерь электроэнергии, что соответствует увеличению мощности головного участка пропорционально $k_{3\text{ТП}}$. Но, при этом, увеличение суммарных потерь относительно отпуска электроэнергии составляет: для $k_{3\text{ТП1}} = 0,5$ - 2,8%, а для $k_{3\text{ТП2}} = 0,8$ - 3,6%,

в том числе доля условно-переменных потерь в первом случае составляет 2%, а во втором - 3,1%, тогда как доля условно-постоянных потерь в первом случае - 0,8%, а во втором - 0,5%. Таким образом, мы наблюдаем увеличение условно-переменных потерь с ростом нагрузки на головном участке, в то время как условно-постоянные потери остаются неизменными и занимают меньший вес при повышении загрузки линии.

В итоге, относительное увеличение потерь электроэнергии составило всего 1,2% при значительном увеличении мощности головного участка. Этот

факт свидетельствует о более рациональном использовании данной распределительной сети.

Расчет нормативов потерь электроэнергии показывает, что и для $k_{зТП1}$, и для $k_{зТП2}$ соблюдаются нормативы по потерям. Таким образом, наиболее эффективным является использование данной распределительной сети при $k_{зТП2} = 0,8$. При этом оборудование будет использоваться более экономично.

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Фактические (отчетные) потери электроэнергии - разность электроэнергии, поступившей в сеть, и электроэнергии, 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 собственные нужды подстанций - расход электроэнергии, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала, определяемый по показаниям счетчиков, установленных на трансформаторах собственных нужд подстанций.

Система учета электроэнергии на объекте - совокупность измерительных комплексов, обеспечивающих измерение поступления и отпуска электроэнергии на объекте и включающих в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), напряжения (ТН), электросчетчики, автоматизированные системы учета, соединительные провода и кабели.

Потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями ее измерения - 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 собственные нужды подстанций и потерь, обусловленных инструментальными погрешностями измерения электроэнергии.

Коммерческие потери — потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за

электроэнергию и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии.

Укрупненная структура отчетных потерь электроэнергии - представление отчетных потерь в виде четырех составляющих: технических потерь, расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций, потерь, обусловленных инструментальными погрешностями измерения электроэнергии, и коммерческих потерь.

Детальная структура потерь электроэнергии - представление отчетных потерь в виде составляющих, объединенных общим признаком: одинаковым номинальным напряжением, типом оборудования, характером изменения во времени (переменные, условнопостоянные), обусловленности (нагрузочные, холостого хода, зависящие от климатических условий), административным подразделением и т. п.

Технически объяснимая инструментальная погрешность системы учета электроэнергии - диапазон возможных значений инструментальной погрешности, соответствующий фактическим характеристикам и режимам работы измерительных устройств, входящих в систему учета.

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

Фактический небаланс электроэнергии на объекте (ФНЭ) - разность электроэнергии, поступившей на объект, и суммы трех составляющих: электроэнергии, отпущенной с объекта, расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и технических потерь в сетях и оборудовании объекта.

Примечание. Под объектом понимается любой комплекс электро-технических устройств, поступление электроэнергии на который и отпуск электроэнергии с которого фиксируются с помощью приборов учета

(подстанция, РЭС, ПЭС, АО-энерг, РАО «ЕЭС России», сетевые компании и т.п.).

Технически объяснимый небаланс электроэнергии на объекте (ТНЭ) - диапазон возможной разности электроэнергии, поступившей на объект, и суммы трех составляющих: электроэнергии, отпущенной с объекта, расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и технических потерь в сетях и оборудовании объекта, определяемый **технически объяснимой** инструментальной погрешностью системы учета электроэнергии на объекте и погрешностью **используемого** метода расчета технических потерь.

Нормативный небаланс электроэнергии на объекте (ННЭ) - диапазон возможной разности электроэнергии, поступившей на объект, и суммы трех составляющих: электроэнергии, отпущенной с объекта, расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и технических потерь в сетях и оборудовании объекта, определяемый **нормативной** инструментальной погрешностью системы учета электроэнергии на объекте, погрешностью метода расчета технических потерь, **допустимого** для данного объекта, и допустимым уровнем коммерческих потерь.

Допустимые небалансы электроэнергии на объекте (ДНЭ) - общее название для технически объяснимого и нормативного небалансов электроэнергии.

Расчет структуры потерь электроэнергии — определение численных значений составляющих потерь и характеристик их достоверности.

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 получаемой экономии электроэнергии.

Мероприятие с сопутствующим снижением потерь электроэнергии - мероприятие, приводящее к снижению потерь электроэнергии, но затраты на которое не окупаются только за счет их снижения.

Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии - проведение расчетов и разработка перечня конкретных мероприятий по снижению потерь электроэнергии с соответствующими каждому мероприятию показателями требуемых затрат, получаемой экономии электроэнергии, срока окупаемости затрат или других показателей экономической эффективности.

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

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

Перспективный норматив потерь электроэнергии - значение потерь электроэнергии, соответствующее перспективным схемам и нагрузкам сети в расчетном году с учетом эффекта от МСП, запланированных на этот период.

Прогнозируемое значение норматива потерь на предстоящий год - значение потерь, определенное по прогнозируемым схемам и нагрузкам сетей в предстоящем году с учетом эффекта от МСП, включенных в план.

Фактическое значение норматива потерь в прошедшем году - значение потерь, определенное по фактическим схемам и нагрузкам сетей в прошедшем году с учетом эффекта от МСП, включенных в план.

Характеристика потерь электроэнергии - зависимость потерь электроэнергии от факторов, отражаемых в официальной отчетности.

Нормативная характеристика потерь электроэнергии - зависимость приемлемого уровня потерь электроэнергии (учитывающего эффект от МСП,

проведение которых согласовано с организацией, утверждающей норматив потерь) от факторов, отражаемых в официальной отчетности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По итогам работы можно сделать следующие основные выводы.

Электрическая энергия, передаваемая по электрическим сетям, для своего перемещения расходует часть самой себя. Часть выработанной электроэнергии расходуется в электрических сетях на создание электрических и магнитных полей и является необходимым технологическим расходом на ее передачу. Для выявления очагов максимальных потерь, а также проведения необходимых мероприятий по их снижению необходимо проанализировать структурные составляющие потерь электроэнергии. Наибольшее значение в настоящее время имеют технические потери, т.к. именно они являются основой для расчета планируемых нормативов потерь электроэнергии.

В зависимости от полноты информации о нагрузках элементов сети для расчета потерь электроэнергии могут использоваться различные методы. Также применение того или иного метода связано с особенностью рассчитываемой сети. Таким образом, учитывая простоту схем линий сетей 0,38 - 6 - 10 кВ, большое количество таких линий и низкую достоверность информации о нагрузках трансформаторов, в этих сетях для расчета потерь используются методы, основанные на представлении линий в виде эквивалентных сопротивлений. Применение подобных методов целесообразно при определении суммарных потерь во всех линиях или в каждой, а также для определения очагов потерь.

Процесс расчета потерь электроэнергии является достаточно трудоемким. Для облегчения подобных расчетов существуют различные программы, которые имеют простой и удобный интерфейс и позволяют произвести необходимые расчеты гораздо быстрее.

Одной из наиболее удобных является программа расчета технических потерь РТП 3.1, которая благодаря своим возможностям существенно сокращает время на подготовку исходной информации, а следовательно и расчет производится с наименьшими затратами.

Для установления в рассматриваемом периоде времени приемлемого по экономическим критериям уровня потерь, а также для установления тарифов на электроэнергию, применяется нормирование потерь электроэнергии. Учитывая существенные различия в структуре сетей, в их протяженности норматив потерь для каждой энергоснабжающей организации представляет собой индивидуальное значение, определяемое на основе схем и режимов работы электрических сетей и особенностей учета поступления и отпуска электроэнергии.

Более того, потери электроэнергии рекомендовано рассчитывать по нормативам при использовании значений обобщенных параметров (суммарной длины линии электропередачи, суммарной мощности силовых трансформаторов) и отпуску электроэнергии в сеть. Подобная оценка потерь, особенно для множества разветвленных сетей 0,38 - 6 - 10 кВ, позволяет существенно снизить трудозатраты на проведение расчетов.

Пример расчета потерь электроэнергии в распределительной сети 10 кВ показал, что наиболее эффективным является использование сетей с достаточно высокой загрузкой ($k_{зтп}=0,8$). При этом наблюдается

небольшое относительное увеличение условно-переменных потерь в доле отпуска электроэнергии, и снижение условно-постоянных потерь. Таким образом, суммарные потери увеличиваются незначительно, а оборудование используется более рационально.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Железко Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. - М.: НУ ЭНАС, 2002. - 280с.
2. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 176с.
3. Будзко И.А., Левин М.С. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов. - М.: Агропромиздат, 1985. - 320с.
4. Воротницкий В.Э., Железко Ю.С., Казанцев В.Н. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем. - М.: Энергоатомиздат, 1983. - 368с.
5. Воротницкий В.Э., Заслонов С.В., Калинкина М.А. Программа расчета технических потерь мощности и электроэнергии в распределительных сетях 6 - 10 кВ. - Электрические станции, 1999, №8, с.38-42.
6. Железко Ю.С. Принципы нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях и программное обеспечение расчетов. - Электрические станции, 2001, №9, с.33-38.
7. Железко Ю.С. Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения. - Электрические станции, 2001, №8, с. 19-24.
8. Галанов В.П., Галанов В.В. Влияние качества электроэнергии на уровень ее потерь в сетях. - Электрические станции, 2001, №5, с.54-63.

9. Воротницкий В.Э., Загорский Я.Т., Апрыткин В.Н. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в городских электрических сетях. - Электрические станции, 2000, №5, с.9-13.
10. Овчинников А. Потери электроэнергии в распределительных сетях 0,38 - 6 (10) кВ. - Новости ЭлектроТехники, 2003, №1, с.15-17.
11. Аллаев К.Р.. Электроэнергетика Узбекистана и мира. Т. «Fan va technologylar», 2009, 478 с.
12. Аллаев К.Р., Тешабаев Б.М.. Прогнозирование энергетических показателей электроэнергетических систем. Т. Проблемы энерго- и ресурсосбережения, 2007, №3-4, 25-36 с.
13. Насыров Т.Х., Васильев В.Г., Васильев С.П. Имитационная модель для расчета потерь электрической энергии в распределительных сетях 0,4-6-10-35-110 кВ методом эквивалентного режима. Т. Проблемы энерго- и ресурсосбережения, 2008, №1-2, 43-51 с.
14. Насыров Т.Х., Самаджанов Э.А. Проблемы снижения потерь электроэнергии в Восточных магистральных сетях Узбекской энергосистемы. Т. Проблемы энерго- и ресурсосбережения, 2008, №3-4, 22-25 с.
15. РД РУз 34-482-502-2001. Инструкция. Расчет и анализ технологического расхода электроэнергии на передачу по электрическим сетям энергосистемы Республики Узбекистан.
16. РД РУз 34-351-561-2002. Инструкция. Учет электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении в Узбекской энергосистеме.