**Лекция 8**

## Повышение эффективности электросбережения многоотраслевых технологических процессов и оборудования. Потери электроэнергии в электрических сетях

## 1. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций

Потери электроэнергии в электрических сетях – важнейший показатель экономичности их работы, наглядный индикатор состояния системы учета электроэнергии, эффективности энергосбытовой деятельности энергоснабжающих организаций. Этот индикатор все отчетливей свидетельствует о накапливающихся проблемах, которые требуют безотлагательных решений в области развития, реконструкции и технического перевооружения электрических сетей, совершенствования методов и средств их эксплуатации и управления, повышения точности учета электроэнергии, эффективности сбора денежных средств за поставленную потребителям электроэнергию и т.п.

В настоящее время почти повсеместно наблюдается рост абсолютных и относительных потерь электроэнергии при одновременном уменьшении отпуска в сеть [25]. Так, в последние годы абсолютные потери электроэнергии в энергетических сетях России увеличились с 67,7 до 78,6 млрд. кВт·ч, а относительные – с 8,74 до 10,81 %. В электрических сетях России в целом относительные потери выросли с 10,09 до 12,22 %.

По мнению международных экспертов, относительные потери электроэнергии при ее передаче и распределении в электрических сетях большинства стран можно считать удовлетворительными, если они не превышают 4–5%. Потери электроэнергии на уровне 10% можно считать максимально допустимыми с точки зрения физики передачи электроэнергии по сетям [26]. Это подтверждается и докризисным уровнем потерь электроэнергии в большинстве энергосистем бывшего СССР, который не превышал, как правило, 10%. Так как сегодня этот уровень вырос в 1,5–2, а по отдельным электросетевым предприятиям – даже в 3 раза, очевидно, что на фоне происходящих изменений хозяйственного механизма в энергетике, кризиса экономики в стране проблема снижения потерь электроэнергии в электрических сетях не только не утратила свою актуальность, а наоборот – выдвинулась в одну из задач обеспечения финансовой стабильности организаций.

Типовой перечень мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях достаточно хорошо известен и включен в отраслевую инструкцию [27]. В общем виде классификация мероприятий представлена на схеме рис. 1.



Рис. 1. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии (ЭЭ)

в электрических сетях (ЭС)

Как показывают расчеты, основной эффект в снижении технических потерь электроэнергии может быть получен за счет технического перевооружения, реконструкции, повышения пропускной способности и надежности работы электрических сетей, сбалансированности их режимов, т.е. за счет внедрения капиталоемких мероприятий. Эти мероприятия нашли отражение в концепциях развития и техперевооружения электрических сетей на период до 2010 г., разработанных институтами «Энергосетьпроект» и РОСЭП («Сельэнергопроект»).

Основными из этих мероприятий, помимо включенных в [27], для системообразующих электрических сетей 110 кВ и выше являются следующие:

* налаживание серийного производства и широкое внедрение регулируемых компенсирующих устройств (управляемых шунтируемых реакторов, статических компенсаторов реактивной мощности) для оптимизации потоков реактивной мощности и снижения недопустимых или опасных уровней напряжения в узлах сетей;
* строительство новых линий электропередачи и повышение пропускной способности существующих линий для выдачи активной мощности от «запертых» электростанций для ликвидации дефицитных узлов и завышенных транзитных перетоков;
* развитие нетрадиционной и возобновляемой энергетики (малых ГЭС, ветроэлектростанций, приливных, геотермальных ГЭС и т.п.) для выдачи малых мощностей в удаленные дефицитные узлы электрических сетей.

Очевидно, на ближайшую и удаленную перспективу останутся актуальными оптимизация режимов электрических сетей по активной и реактивной мощности, регулирование напряжения в сетях, оптимизация загрузки трансформаторов, выполнение работ под напряжением и т.п.

К приоритетным мероприятиям по снижению технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,4–35 кВ относятся:

* использование 10 кВ в качестве основного напряжения распределительной сети;
* увеличение доли сетей с напряжением 35 кВ;
* сокращение радиуса действия и строительство ВЛ (0,4 кВ) в трехфазном исполнении по всей длине;
* применение самонесущих изолированных и защищенных проводов для ВЛ напряжением 0,4–10 кВ;
* использование максимального допустимого сечения провода в электрических сетях напряжением 0,4–10 кВ с целью адаптации их пропускной способности к росту нагрузок в течение всего срока службы;
* разработка и внедрение нового, более экономичного, электрооборудования, в частности, распределительных трансформаторов с уменьшенными активными и реактивными потерями холостого хода, встроенных в КТП и ЗТП конденсаторных батарей;
* применение столбовых трансформаторов малой мощности (6–10/0,4  кВ) для сокращения протяженности сетей напряжением 0,4 кВ и потерь электроэнергии в них;
* более широкое использование устройств автоматического регулирования напряжения под нагрузкой, вольтодобавочных трансформаторов, средств местного регулирования напряжения для повышения качества электроэнергии и снижения ее потерь;
* комплексная автоматизация и телемеханизация электрических сетей, применение коммутационных аппаратов нового поколения, средств дистанционного определения мест повреждения в электрических сетях для сокращения длительности неоптимальных ремонтных и послеаварийных режимов, поиска и ликвидации аварий;
* повышение достоверности измерений в электрических сетях на основе использования новых информационных технологий, автоматизации обработки телеметрической информации.

Необходимо сформулировать новые подходы к выбору мероприятий по снижению технических потерь и оценке их сравнительной эффективности в условиях акционирования энергетики, когда решения по вложению средств принимаются уже не с целью достижения максимума «народнохозяйственного эффекта», а с целью получения максимума прибыли, достижения запланированных уровней рентабельности производства, распределения электроэнергии и т.п.

В условиях общего спада нагрузки и отсутствия средств на развитие, реконструкцию и техперевооружение электрических сетей становится все более очевидным, что каждый вложенный рубль в совершенствование системы учета сегодня окупается значительно быстрее, чем затраты на повышение пропускной способности сетей и даже на компенсацию реактивной мощности. Совершенствование учета электроэнергии в современных условиях позволяет получить прямой и достаточно быстрый эффект. В частности, по оценкам специалистов, только замена старых, преимущественно «малоамперных» однофазных счетчиков класса 2,5 на новые класса 2,0 повышает собираемость средств за переданную потребителям электроэнергию на 10–20%. В денежном выражении по России в целом это составляет порядка 1–3 млрд. руб в год. Нижняя граница этого интервала соответствует тарифам на электроэнергию, верхняя – возможному их увеличению.

Решающее значение при выборе тех или иных мероприятий по совершенствованию учета и мест их проведения имеют расчеты и анализ допустимых и фактических небалансов электроэнергии на электростанциях, подстанциях и в электрических сетях в соответствии с Типовой инструкцией РД 34.09.101–94 [28].

Основным и наиболее перспективным решением проблемы снижения коммерческих потерь электроэнергии является разработка, создание и широкое применение автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ), в том числе для бытовых потребителей, тесная интеграция этих систем с программным и техническим обеспечением автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), обеспечение АСКУЭ и АСДУ надежными каналами связи и передачи информации, метрологическая аттестация АСКУЭ (подробнее в Разделе 6).

Однако эффективное внедрение АСКУЭ – задача долговременная и дорогостоящая, решение которой возможно лишь путем поэтапного развития системы учета, ее модернизации, метрологического обеспечения измерений электроэнергии, совершенствования нормативной базы. На сегодняшний день к первоочередным задачам этого развития относятся:

* осуществление коммерческого учета электроэнергии (мощности) на основе разработанных для энергообъектов и аттестованных методик выполнения измерений (МВИ) по ГОСТ Р 8.563–96. Разработка и аттестация МВИ энергообъектов должны проводиться в соответствии с типовыми МВИ – РД 34.11.333–97 и РД 34.11.334–97 [28];
* замена индукционных счетчиков для коммерческого учета на электронные счетчики (за исключением бытовых индукционных однофазных счетчиков);
* создание нормативной и технической базы для периодической поверки измерительных трансформаторов тока и напряжения в рабочих условиях эксплуатации с целью оценки их фактической погрешности;
* создание льготной системы налогообложения для предприятий, выпускающих АСКУЭ и энергосберегающее оборудование;
* совершенствование правовой основы для предотвращения хищений электроэнергии, ужесточение гражданской и уголовной ответственности за эти хищения, как это имеет место в промышленно развитых странах;
* создание нормативной базы для ликвидации «бесхозных» потребителей и электрических сетей, обеспечение безубыточных условий их принятия на баланс и обслуживание энергоснабжающими организациями;
* создание законодательной и технической базы для внедрения приборов учета электроэнергии с предоплатой.

Очень важное значение на стадии внедрения мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях имеет так называемый человеческий фактор, под которым понимается:

* обучение и повышение квалификации персонала;
* осознание персоналом важности для предприятия в целом и для его работников лично эффективного решения поставленной задачи;
* мотивация персонала, моральное и материальное стимулирование;
* связь с общественностью, широкое оповещение о целях и задачах снижения потерь, ожидаемых и полученных результатах.

Для того чтобы требовать от персонала Энергосбыта, предприятий и работников электрических сетей выполнения нормативных требований по поддержанию системы учета электроэнергии на должном уровне, по достоверному расчету технических потерь, выполнению мероприятий по снижению потерь, персонал должен знать эти нормативные требования и уметь их выполнять. Кроме того, он должен хотеть их выполнять, т.е. быть морально и материально заинтересованным в фактическом, а не в формальном снижении потерь. Для этого необходимо проводить систематическое обучение персонала не только теоретически, но и практически, с переаттестацией и контролем усвоения знаний (экзаменами). Обучение должно проводиться для всех уровней – от руководителей подразделений, служб и отделов до рядовых исполнителей.

Руководители должны уметь решать общие задачи управления процессом снижения потерь в сетях, исполнители – уметь решать конкретные задачи. Целью обучения должно быть не только получение новых знаний и навыков, но и обмен передовым опытом, распространение этого опыта во всех предприятиях энергосистемы.

В энергоснабжающих организациях должна быть разработана, утверждена система поощрения за снижение потерь электроэнергии в сетях, выявление хищений электроэнергии с обязательным оставлением части полученной прибыли от снижения потерь (до 50%) в распоряжении персонала, получившего эту прибыль.

## 2. ОПТИМИЗАЦИЯ СХЕМ И РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 2.1. Технико–экономические расчеты

При проектировании и эксплуатации систем электроснабжения для нахождения наиболее выгодных технических решений проводятся *технико–экономические* расчеты [1]. Они служат для определения капиталовложений, требуемых для сооружения системы электроснабжения, удельных капиталовложений (отнесенные к установленной мощности питаемых электроприемников, к пропускной способности системы электроснабжения или к другим характерным показателям), издержек, возникающих при эксплуатации системы электроснабжения, приведенных годовых затрат на систему электроснабжения или ее отдельные элементы, срока окупаемости более дорогого по капиталовложениям варианта электроснабжения относительно более дешевого, окупаемость реконструкции системы электроснабжения, экономическая эффективность мероприятий по экономии электроэнергии, ущерба от нарушения электроснабжения, окупаемость мер по повышению надежности электроснабжения и др.

*Капитальные вложения,* необходимые для сооружения систем электроснабжения или их частей, складываются: из стоимости устанавливаемого *оборудования*;из стоимости *строительной части* установок, включая расходы, свя­занные с выделением площади или земельных участков под энергообъекты (расходы на увеличение длины цеховых или заводских коммуникаций и т.п.); из стоимости *монтажных работ,* включающих заработную плату строительно–монтажного персонала, затраты на механизацию монтажных работ, стоимость монтажных материалов, энергии и т.п.; из *смежных* расходов, имеющих место, например, в случае сооружения установок электроснабжения на действующих предприятиях (расходы на вре­менную остановку или перестройку технологического процесса, внутрицехового или внутризаводского транспорта и т.п.).

Наиболее точно капиталовложения определяются по *проектно–сметной документации* или путем *сметной калькуляции,* проводимой с использованием прейскурантов на оборудование и материалы, единых Норм и расценок на строительно–монтажные работы, нормативной стоимости использования строительно–монтажных машин и механизмов, норм и тарифов на электрическую и тепловую энергию, горючее и т.п.

Стандартными напряжениями для сетей внутризаводского электроснабжения являются напряжения 6, 10, 20, 35, 110 кВ[1]. Напряжение 35 кВприменяют в том случае, когда отдельные подразделения предприятия расположены на значительном расстоянии от основного производства (в горнорудной, угольной, нефтедобывающей промышленности), когда производственные цехи занимают большую площадь и размещены на значительном расстоянии друг от друга и для питания подстанций электропечных установок, преобразователей и других приемников большой мощности. Для большинства предприятий основными напряжениями из числа перечисленных выше являются 6 и 10 кВ*.* Применение в проектируемых и реконструируемых системах электроснабжения одного из указанных напряжений решается на основе выполнения нескольких вариантов технико–экономического расчета и сопоставления приведенных затрат, потерь мощности и расхода цветного металла, аналогично проектированию сетей внешнего электроснабжения [1].

Напряжение 10 кВследует применять в качестве основного как более экономичное по сравнению с напряжением 6 кВ*.* Однако при проектировании новых объектов электроснабжения, особенно при их реконструкции, приходится учитывать наличие у потребителей электроприемников, рассчитанных на напряжение 6 кВ. К ним в первую очередь относятся двигатели мощностью 200 кВти выше, изготовляемые на напряжение 6 кВ.Поэтому при наличии на предприятии значительного числа двигателей на 6 кВприходится рассматривать вариант электроснабжения предприятия при напряжении 10 кВдля распределительной внутризаводской сети и предусматривать установку промежуточных трансформаторов 10/6 кВдля питания двигателей, рассчитанных на напряжение 6 кВ.

В таблице 2.1 приведены основные параметры сетей 6 и 10 кВпри установке промежуточных трансформаторов 10/6 кВ на 1000 кВА [1].

Из таблицы следует, что: применение напряжения 10 кВ более целесообразно, так как при этом напряжении увеличивается пропускная способность линий и снижаются потери напряжения и мощности в сети; при наличии у потребителей двигателей на 6 кВ следует сравнивать получаемую экономию в стоимости потерь электроэнергии при напряжении 10 кВ с дополнительными затратами па установку промежуточных трансформаторов 6/10 кВ и учитывать уменьшение расхода цветного металла в распределительной сети напряжением 10 кВ.

 Таким образом, эффективность применения напряжения 10 кВс одновременной установкой трансформаторов 6/10 кВбудет достигнута, если выполняется условие [1]

Cп1 – Сп2 *> р∙*К,

где Сп1 – стоимость потерь электроэнергии при напряжении 6 кВ; Сп2 – стоимость потерь электроэнергии при напряжении 10 кВ; *р∙*К– затраты на сооружение трансформаторной подстанции напряжением 10/6 кВ (К *–* капитальные затраты и *р* – амортизационные отчисления).

1. Определению технико–экономических показателей вариантов предшествует этап выбора технических параметров элементов сети – сечений проводов воздушных линий (ВЛ) и кабелей, номинальных мощностей трансформаторов и т.п. Выбор сечений проводов ВЛ осуществляется на основе экономических критериев с учетом ряда технических ограничений.

Таблица 1

**Основные параметры сетей 6 и 10 кВ**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметры сети | Напряжение сети | Эффективность (±) сети 10 кВ перед сетью 6 кВ |
| 6 кВ | 10 кВ |
| Мощность, кВА | 1000 | 1000 | – |
| Ток, А | 100 | 58 | – |
| Сечение провода, мм2 | 25 | 16 | +35% |
| Удельные потери Вт/км | 5,9 | 3,8 | +35% |
| Стоимость сети, тыс. руб/км | 2,03 | 2,13 | –0,1% |
| Стоимость ТП напряжением 10/6 кВ, тыс. руб  | – | 5340 | –5,34 руб/кВА |

В любом *i*–м элементе электрической сети, схема замещения которого содержит продольные и поперечные ветви с активными сопротивлениями и проводимостями, выделяются два вида потерь электроэнергии [1]:

* зависящие от нагрузки элемента, т.е. от протекающего в продольной ветви тока («условно–переменные»);
* не зависящие от нагрузки элемента Δ*Эi*” и определяемые приложенными к поперечным ветвям напряжениями («условно–постоянные»).

Суммарные потери электроэнергии Δ*Эi*Σ складываются из указанных двух составляющих:

ΔЭ*i* Σ = ΔЭ*i*’+ ΔЭ*i*”.

Затраты на компенсацию потерь мощности и электроэнергии в *i*–м элементе сети Зпот *i*, в соответствии с двумя категориями потерь также имеют две оставляющие:

Зпот *i* = З’пот *i* + З”пот *i*

Каждая из этих составляющих определяется умножением потерь (ΔЭ*i*’ или ΔЭ*i*”) на соответствующие удельные затраты (з’э или з”э), которые дифференцированы по трем группам ОЭС (европейcкой части России, Сибири и Востока в виде функций времени *Т*, характеризующего степень неравномерности конфигурации графика нагрузки элемента .сети (рисунок 2.2). Из рисунка видно, что при продолжительности *Т*Лравной 5200 ч/годудельные затраты з’эдля европейской части России составят 1,85 коп/кВт∙ч.

Резкопеременный график нагрузки предъявляет особые требования к системе производства и распределения электроэнергии. Энергосистемы должны обеспечивать выработку и распределение электроэнергии с учетом роста и спада нагрузки. Существует определенное противоречие между структурой генерирующих мощностей и суточным графиком потребления электроэнергии.

Это вызывает трудности бесперебойного электроснабжения, особенно в период похождения системами максимума нагрузки.

Поэтому вопрос экономии электроэнергии должен рассматриваться и решаться в неразрывной связи с вопросами снижения вечернего максимума нагрузки каждой группы потребителей.

Число часов использования максимума нагрузки потребителем, тыс. ч, распределяется следующим образом:

*N = A*год*/P*max,(2.1)

где *А*год – годовое потребление электроэнергии данным потребителем или группой потребителей, кВтч; *Р*mах– максимальная расчетная нагрузка данных потребителей, кВт.



Рис. 2. Зависимость удельных затрат на возмещение потерь мощности и электроэнергии от их условной продолжительности [1]

Технические решения по экономичному расходованию электроэнергии часто требуют для своей реализации установки нового электрооборудования, реконструкции электрических сетей, внедрения средств автоматизации, организационных мероприятий по повышению уровня эксплуатации.

Фактическая стоимость 1 кВт∙ч силовой или технологической электроэнергии по цеху определяется по следующей формуле [1, 4, 14]:

3 = ΣЗ*э ∙*100/ Σ*N∙F ∙ k*и

где Σ3э *–* общие фактические затраты на технологическую или силовую электроэнергию цеха (включая затраты на энергообслуживание цеха) за расчетный период (квартал, год), руб.; Σ*N –* суммарная установленная мощность электродвигателей (технологических электроустановок цеха), кВт; *F –* фактический фонд времени работы оборудования с использованием электродвигателей и электроустановок в цехе за расчетный период, ч; *k*и– коэффициент использования оборудования по времени и мощности.

Экономическая оценка эффективности инвестиций в проектируемые объекты заключается в сопоставлении капитальных затрат по всем источникам финансирования.

Различают два основных подхода к оценке экономической эффективности: без учета фактора времени (равные суммы дохода, получаемые в разное время рассматриваются как равноценные); с учетом фактора времени.

В соответствии с этим методы оценки экономической эффективности подразделяются на две группы: *простые* (статические)и *методы дисконтирования* (интегральные).

Инвестиционные объекты характеризуются поступлениями и выплатами, которые ожидаются при реализации инвестиционных проектов во времени. Проблема адекватной оценки привлекательности проекта, связанного с вложением капитала, заключается в определении того, в какой степени будущие поступления оправдывают сегодняшние затраты. Поскольку принимать решения приходится «сегодня», все показатели будущей деятельности должны быть откорректированы с учетом фактора времени.

Процедура приведения разновременных платежей к базовому моменту (началу процесса инвестирования) называется *дисконтированием,* а получаемая величина – *дисконтированной стоимостью.*

Размер дисконтированной величины ЭД*t* платежа Э*t* , произведенного в момент, отстоящий от базового на / интервалов (месяцев, лет), равен

ЭД *t* = Э*t* /(1+*Е*)*t*,

где Э*t  –* платеж в момент *t*; ЭД *t* *–* дисконтированное значение платежа Э*t*; *Е –* норма дисконтирования.

*Норма дисконтирования –* это тот уровень доходности инвестируемых средств, который может быть обеспечен при их помещении в общедоступные финансовые механизмы (банки, финансовые компании), т.е. это цена выбора, альтернативная стоимости капитала.

*Дисконтированный срок окупаемости* характеризует период, в течение которого полностью возмещаются дисконтированные капитальные вложения за счет чистого дохода, получаемого при эксплуатации объекта. На срок окупаемости помимо доходов и расходов и их распределения во времени, существенное влияние оказывает ставка дисконтирования. Наименьший срок окупаемости наблюдается при отсутствии дисконтирования; по мере увеличения ставки процента он начинает возрастать.

При ставке дисконтирования, равной внутренней норме доходности, срок окупаемости равен периоду эксплуатации объекта (периоду получения доходов). Таким образом, внутренняя норма доходности является предельной нормой дисконтирования, при которой срок окупаемости находится в пределах расчетного периода (периода эксплуатации объекта).

Срок окупаемости дисконтированных затрат всегда больше простого срока окупаемости при условии, что *Е >* 0. Между этими характеристиками существует взаимосвязь, зависящая от вида распределения показателей чистого дохода во времени. Если суммы постоянны, то

*t*ок *=* ln (1 – *t*ок п *Е*) */* ln(1 + *Е*).

Эта зависимость полностью определяется уровнем процентной ставки, причем при *t*ок п *Е ≥* 1 инвестиции не окупаются [1, 14].

### 2.2. Снижение потерь электроэнергии в распределительных сетях предприятий

Фактические потери, как известно, определяются разницей показаний счетчиков поступления электроэнергии в сеть и ее полезного использования потребителем [1, 31]. Экономия электроэнергии означает, прежде всего, уменьшение потерь электроэнергии во всех звеньях системы электроснабжения и в самих электроприемниках. Для оценки резервов снижения каждой составляющей потерь необходимо определить их структуру. Структура потерь электроэнергии приведена на рисунке 2.3.

Фактические потери в распределительных сетях предприятий могут быть разбиты на четыре укрупненных составляющих, каждая из которых имеет свою физическую природу:

1) *технические потери электроэнергии –* Δ*W*т,обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в тепло в элементах электрических сетей;

2) *расход электроэнергии на собственные нужды подстанций –* *W*пс, необходимый для обеспечения работы технологического оборудования подстанций и жизнедеятельности обслуживающего персонала;

3) *недоучет электроэнергии –* Δ*W*y,обусловленный большими отрицательными погрешностями приборов ее учета у потребителей по сравнению с алогичными погрешностями приборов, фиксирующих ее поступление в сеть, погрешности приборов учета (включая трансформаторы тока (ТТ), напряжения (ТН) и соединительные провода (кабели) как составляющие измерительного комплекса) в паспортных данных характеризуются двусторонними погрешностями (плюс – минус), однако в силу ряда причин возникает систематическая; отрицательная погрешность системы учета электроэнергии на объекте, включающей сотни и тысячи измерительных комплексов. Эта погрешность приводит к недоучету электроэнергии, поэтому к ней применяется термин «потери». Следует отметить, что в нынешних условиях эксплуатации приборов учета, недоучет электроэнергии оказывается существенным;

4) *коммерческие потери –* Δ*W*к,обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием между показаниями счетчиков и оплатой за электроэнергию бытовыми потребителями и другими причинами в сфере организации контроля за потреблением энергии.

В настоящее время расход электроэнергии на собственные нужды подстанций отражается в отчетности в составе технических потерь, а потери, обусловленные погрешностями системы учета электроэнергии, – в составе коммерческих потерь. Это является недостатком существующей системы отчетности, так как не обеспечивает ясного представления о структуре потерь и о целесообразных направлениях работ по их снижению.

Таким образом, потери в распределительных сетях предприятий складываются:

Δ*W*0 = Δ*W*т *+ W*пс *+* Δ*W*y *+* Δ*W*к

Технические потери могут быть рассчитаны на основании известных законов электротехники, так как все их составляющие имеют математические описания и алгоритмы расчета. Применение известных методов оптимизации позволяет количественно определить их экономически обоснованный уровень и оценить имеющиеся резервы снижения.

Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах собственных нужд. Имеется и нормативный документ, устанавливающий нормы расхода, хотя и достаточно старый [33].

Разность между этими величинами является резервом снижения этой со­ставляющей потерь. Потери, обусловленные погрешностями учета, также могут быть рассчитаны на основе данных о метрологических характеристиках и условиях работы используемых приборов. Разработанная методология таких расчетов позволяет определить их экономически обоснованный уровень и оценить имеющиеся резервы снижения.

Сумму описанных трех составляющих потерь, обусловленных технологией производственного процесса передачи электроэнергии по сетям и инструментального учета ее поступления и отпуска, назовем *технологическими потерями.* Четвертая составляющая – коммерческие потери – представляет собой воздействие *«человеческого фактора».*

*Технические потери* – эта составляющая потерь не может быть измерена, а может быть определена только с помощью расчета. Для радиальной сети ха­рактеристика технических потерь имеет вид:

Δ *W*ном*= А∙W2*/Д*+С∙*Д, (2.1)

где *W –* отпуск электроэнергии в сеть за Ддней; *А* и *С –* коэффициенты, определяемые непосредственно по результатам одноразового расчета потерь. Первое слагаемое формулы (2.1) отражает нагрузочные потери, второе – потери холостого хода. Простота расчета характеристик технических потерь для радиальных сетей обусловлена тем, что в этих сетях нагрузочные потери зависят лишь от одного фактора – отпуска электроэнергии в сеть.

*Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций* –этот рас­ход, включаемый в состав фактических потерь электроэнергии, фиксируется счетчиками и определяется на основании отчетных данных энергоснабжающей организации.

*Недоучет электроэнергии, обусловленный инструментальными погрешностями ее измерения –* его значение получают расчетным путем на основании данных о метрологических характеристиках и условиях работы используемых приборов.

Как видно из рисунка 2.3, технические потери, состоящие из нагрузочных потерь и потерь холостого хода, могут быть уменьшены оптимизацией схем электроснабжения и режимов. Основными путями снижения потерь электроэнергии в промышленности являются следующие [31]:

1) рациональное построение системы электроснабжения, при ее проектировании и реконструкции, включающее в себя применение рациональных: напряжений; мощности и числа трансформаторов на трансформаторных подстанциях; общего числа трансформаций; места размещения подстанций; схемы электроснабжения; компенсации реактивной мощности и др;

2) снижение потерь электроэнергии в действующих системах электро­снабжения, включающее в себя следующее: управление режимами электропотребления; регулирование напряжения; ограничение холостого хода электроприемников; модернизация существующего и применение нового, более экономичного и надежного технологического и электрического оборудования; повышение качества электроэнергии.

### 2.3. Экономия электроэнергии в сети при переводе ее на более высокое напряжение

Экономия электроэнергии в сети при переводе ее на более высокое напряжение определяется по выражению, кВт∙ч [1]



где  – длина участка сети, на котором производится повышение номинального напряжения, м;  и  – средние значения токов в каждом проводе сети соответственно при НН и ВН, А;  и  – сечения проводов сети при НН и ВН, мм2 (при проведении мероприятий без замены проводов =);  – удельное сопротивление провода сети, Ом∙мм2/м;  – расчетный период времени, ч.

### 2.4. Экономия электроэнергии в сети при проведении реконструкции линий

При проведении реконструкции сетей (замене сечения проводов, их материала, сокращения длины без изменения напряжения) экономия электроэнергии определяется по выражению, кВт∙ч [1]



где  – среднеквадратичное значение тока нагрузки одной фазы, А;  и  – длина данного участка сети до и после реконструкции, м;  и  – сечения проводов сети до и после реконструкции, мм2;  и  – удельные сопротивления проводов сети до и после реконструкции, Ом∙мм2/м;  – расчетный период времени, ч.



Рис. 2. Структура потерь электроэнергии