РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"

ТИПОВАЯ ПРОГРАММА ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ АО-ЭНЕРГО

РД 153-34.3-09.166-00

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ОРГРЭС

Москва 2000

gost.e-ecolog.ru

Разработано Открытым акционерным обществом "Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС"

Исполнители *В.И. АНДРИЯКО, Н.Л. БРОЕРСКАЯ, В.Л. ГРИШИН, Г.Б. МЕЗЕНЦЕВА, Ю.Н. ОРЛОВ, Е.Л.РИВИН, Г.Л. ШТЕЙНБУХ*

Утверждено Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" 04.05.2000 г.

Начальник *Ю.Н. КУЧЕРОВ*

Согласовано с Департаментом государственного энергетического надзора и энергосбережения Министерства топлива и энергетики Российской Федерации 22.04.2000 г.

Начальник *Б.П. ВАРНАВСКИЙ*

© СПО ОРГРЭС, 2000

Подписано к печати 07 08 2000 Формат 60 x 84 1/16
Печать ризография Усл печ л 1,5 Уч -изд л 1,6 Тираж 300 экз.
Заказ № 219 Издат № 00-154

Лицензия № 040998 от 27 08 99 г

Производственная служба передового опыта эксплуатации энергопредприятий ОРГРЭС
105023, Москва, Семеновский пер , д 15

УДК 621.311

ТИПОВАЯ ПРОГРАММА ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ АО-ЭНЕРГО

РД 153-34 3-09 166-00
Введено впервые

Вводится в действие с 01.06.2000 г.

Настоящая Типовая программа разработана в соответствии с требованиями [1], [2] с учетом специфики эксплуатации электрических сетей АО-энерго и устанавливает отраслевой порядок проведения энергетических обследований сетей.

Типовая программа предназначена для подразделений электрических сетей АО-энерго и энергоаудиторов, осуществляющих энергетическое обследование.

1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1.1. Основные термины и определения

Подразделение (филиал) электрических сетей (ПЭС) — структурная единица АО-энерго.

Показатель энергоэффективности ПЭС — абсолютная и относительная величина потерь электроэнергии в электрических сетях.

Энергоаудитор — юридическое лицо (организация, кроме государственных надзорных органов), осуществляющее энергетическое обследование и имеющее лицензию на производство этих работ.

Расчетный (коммерческий) учет электроэнергии — учет электроэнергии для денежного расчета за нее.

Технический (контрольный) учет электроэнергии — учет электроэнергии для контроля расхода электроэнергии по ПЭС для расчета и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях, а также для учета расхода электроэнергии на производственные нужды.

Измерительный комплекс средств учета электроэнергии — совокупность устройств одного присоединения, предназначенных для измерения и учета электроэнергии (трансформаторы тока и напряжения, счетчики электроэнергии, датчики импульсов, сумматоры и линии связи) и соединенных между собой по установленной схеме.

Система учета электроэнергии — совокупность измерительных комплексов, установленных на подстанциях.

АСКУЭ — автоматизированная система контроля и управления потреблением и сбытом электроэнергии.

Отчетные потери электроэнергии — разность между электроэнергией, поступившей в сеть и отпущенной из сети ПЭС за отчетный период в соответствии с формами отчетности 46-ЭС и 5-энерго.

Технические потери электроэнергии — технологический расход электроэнергии на ее транспорт по электрическим сетям, определяемый расчетным путем.

Коммерческие потери электроэнергии — разность между отчетными и техническими потерями.

Нормативные потери электроэнергии — величина технических потерь с учетом погрешности систем измерения электроэнергии.

Мероприятия по снижению потерь электроэнергии — комплекс организационных и технических мероприятий, направленных на снижение потерь электроэнергии в ПЭС с целью их последовательного доведения до нормативного уровня.

1.2. Предмет и цель обследования

Основной единицей обследования в электрических сетях АО-энерго принимается ПЭС. В случае отсутствия отчетнос-

ти по энергобалансу в ПЭС в качестве единицы обследования принимается АО-энерго (в части электрических сетей).

Энергетические обследования проводятся в целях определения соответствия уровня эксплуатации энергообъектов требованиям нормативно-технической документации, оценки показателя энергоэффективности передачи и распределения электроэнергии, определения возможностей его снижения, разработки и реализации эффективных энергосберегающих мероприятий.

Все ПЭС подлежат обязательному энергетическому обследованию согласно [2], выполняемому региональными (территориальными) управлениями Госэнергонадзора России или энергоаудиторами, имеющими лицензию на производство этих работ.

Настоящая Типовая программа определяет необходимый объем и порядок проведения энергетических обследований ПЭС.

1.3. Виды энергетических обследований ПЭС

Для оценки эффективности передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям в целом по ПЭС, учитывая специфику их эксплуатации, принимается два вида энергетических обследований ПЭС: первичное и внеочередное.

При проведении энергетического обследования ПЭС с целью определения состояния оборудования и системы учета электроэнергии выборочно намечаются подстанции — представители по всем классам напряжения.

Первичное энергетическое обследование

Первичному энергетическому обследованию подлежат все ПЭС, находящиеся в эксплуатации в соответствии с утвержденным планом проверок, в котором должна быть отражена приоритетная очередность проверки ПЭС с высоким уровнем потерь.

При первичном обследовании проводятся оценка потерь электроэнергии в электрических сетях ПЭС, состояния обо-

рудования, расчетного и технического учета электроэнергии на намеченных подстанциях в соответствии с требованиями [3, 7, 8], сопоставление отчетных потерь электроэнергии с их нормативными значениями и выявляются причины их несоответствия.

По итогам первичного энергетического обследования составляется акт, отражающий результаты проверки, выдаются рекомендации по устранению выявленных нарушений и определяются мероприятия по снижению потерь электроэнергии.

Внеочередное энергетическое обследование

Внеочередное энергетическое обследование проводится в случае необоснованного роста потерь электроэнергии по инициативе руководителя энергоснабжающей организации (АО-энерго), регионального (территориального) управления Госэнергонадзора России, территориальной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей (Энерготехнадзора), органа администрации субъекта Российской Федерации, Представительства РАО "ЕЭС России" по управлению акционерными обществами, а также если результаты обследования, проведенного энергоаудитором, вызывают сомнение в их достоверности.

По результатам внеочередного обследования составляется акт, который должен содержать заключение о причинах нарушений и рекомендации по их устранению.

2. ВОПРОСЫ, РАССМАТРИВАЕМЫЕ АУДИТОРАМИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ ПЭС

2.1. Ознакомление с организацией работы ПЭС и энергосбыта по учету, расчету и отчетности по потерям электроэнергии (методы, формы, распределение обязанностей, эффективность работы по контролю за снижением потерь).

2.2. Состояние расчетного и технического учета электроэнергии в ПЭС и его соответствие требованиям [3, 8].

2.3. Результаты проверки измерительных цепей трансформаторов тока и напряжения на соответствие нормативным требованиям.

2.4. Организация работы энергосбыта с потребителями по выявлению безучетного электропотребления (хищений), снижению абонентской задолженности, повышению компенсации реактивной мощности и др.

2.5. Оценка балансов активной и реактивной мощности характерных режимов.

2.6. Анализ ограничений, препятствующих реализации режимов с наименьшими потерями.

2.7. Организация работы по анализу балансов электроэнергии на подстанциях (ПС) ПЭС. Количество ПС, где балансы не составляются.

2.8. Структура потерь электроэнергии в соответствии с требованиями [5]. Анализ причин изменения структуры, методы и программы расчета потерь электроэнергии.

2.9. Порядок формирования планов и отчетов о выполнении мероприятий по снижению потерь электроэнергии.

3. НЕОБХОДИМЫЙ ОБЪЕМ РАБОТ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ОСНОВНЫХ ВИДОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ ПОДСТАНЦИЙ

3.1. Проверить эффективность работы основного силового оборудования и собственных нужд подстанций:

уровень загрузки, расчет и учет потерь электроэнергии в силовых трансформаторах, шунтирующих реакторах, трансформаторах собственных нужд (СН);

режимы работы синхронных компенсаторов и батарей статических конденсаторов, резервных трансформаторов СН (нормально включены или отключены), освещения во всех помещениях, устройств вентиляции и электрического отопления помещений и т.д.

3.2. Определить загрузку сетей ПЭС с целью выявления перегруженных линий.

3.3. Проанализировать схемы питания собственных нужд ПС и потребительских КРУ с целью:

проверки выполнения требований нормативно-технической документации в части недопустимости подключения к шинам собственных нужд сторонних потребителей. При выявлении фактов проверить порядок учета электроэнергии по этим линиям и ее списание [7, п. 6.6.3];

оценки правильности учета и списания электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды ПС (в случае наличия производственных нужд провести по ним аналогичную проверку) [3, приложения № 1, 4].

3.4. Проверить состояние схем и средств учета электроэнергии согласно [8, п. 1.5.15, 9].

В том числе:

соответствие класса точности расчетных счетчиков требованиям [8, п. 1.5.15];

отсутствие паек в электропроводах к счетчикам расчетного учета [8, п. 1.5.33];

наличие на счетчиках двух пломб: на винте, крепящем кожух счетчика, — пломба госповерителя; на зажимной крышке — пломба энергоснабжающей организации;

соответствие класса точности счетчиков реактивной энергии требованиям [8, п. 1.5.15];

наличие в схемах учета электроэнергии других включенных приборов и устройств, влияющих на точность учета или на приборы учета, включенные в схемы РЗА и т.п.;

нагрузку вторичных обмоток измерительных трансформаторов с определением (инструментально) значений потерь в цепях напряжения расчетных счетчиков и счетчиков технического учета [8, п. 1.5.19];

наличие (утвержденной руководителем) схемы размещения приборов расчетного и технического учета электрической энергии, соответствующей полному вводу электроустановки в эксплуатацию в соответствии с проектом [3, пп. 10.1; 10.2];

периодичность и объемы калибровки расчетных счетчиков в соответствии с местной инструкцией [3, пп. 10.11; 10.13; 10.14; 10.15; 10.16].

3.5. Проверить соответствие АСКУЭ основным нормируемым метрологическим характеристикам [10].

3.6. Проконтролировать достоверность учета электроэнергии по фактическому и допустимому небалансам, а также анализа расчетов предела допустимой относительной погрешности [3, пп. 4.9-4.11].

3.7. Проверить помещения и температурный режим в них, где установлены приборы учета (не ниже 0°С, не выше 40°С).

3.8. Проверить соответствие класса точности трансформаторов тока и напряжения для присоединения расчетных счетчиков (не более 0,5). При первичном обследовании ПЭС проверить реальную погрешность ТТ для коммерческого учета на всех присоединениях.

4. СОСТАВ РАБОТ ПО ВЫЯВЛЕНИЮ РЕЗЕРВОВ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

4.1. Провести анализ отчетных и технических (расчетных) потерь электроэнергии за последние три года как в целом за год, так и поквартально.

Технические (расчетные) потери электроэнергии в электрических сетях в соответствии с [5] включают в себя "переменные" или "нагрузочные" потери, зависящие от нагрузки линий и силовых трансформаторов, и "условно-постоянные" потери, не зависящие от нагрузки.

4.2. Провести анализ методики и программы расчета технических потерь электроэнергии и их соответствие требованиям [5].

4.3. Провести оценку коммерческих потерь электроэнергии.

Коммерческая составляющая потерь электроэнергии характеризует деятельность энергосбыта по сбору информации о полезном отпуске электроэнергии и ее оплате. Она включает в себя такие факторы, как неодновременное снятие показаний счетчиков, погрешности систем учета, безучетное пользование электроэнергией (в том числе хищения) и др.

В соответствии с [3] анализировать деятельность ПЭС следует путем определения фактического и допустимого небалансов электроэнергии за отчетный период (квартал, год).Если значение фактического небаланса превышает его допустимое значение, это означает, что имеют место коммерческие потери электроэнергии и следует рекомендовать персоналу ПЭС выявить причины этого и принять меры по их устранению. Для этого необходимо в первую очередь проверить соответствие фактического и допустимого небалансов по крупным подстанциям. Формулы определения небалансов приведены в [3].

4.4. Провести анализ нормативной характеристики потерь электроэнергии (НХПЭ), которая представляет собой зависимость потерь электроэнергии от факторов на них влияющих. В основу этой зависимости должны быть положены расчеты технических потерь электроэнергии в соответствии с [5]. Отразить в акте, кем и по какой методике разработана используемая НХПЭ.

4.5. Провести анализ выполненных мероприятий по снижению потерь электроэнергии [6], в том числе организационных, технических, и мероприятий по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии (за последние три года и на плановый период):

определить номенклатуру и количество выполненных и планируемых мероприятий;

определить динамику удельного эффекта от выполнения мероприятий по снижению потерь электроэнергии (тыс.кВт·ч на единицу измерения в год);

определить эффективность выполненных мероприятий (% значения потерь электроэнергии);

проанализировать деятельность энергосбыта по выявлению безучетного потребления электроэнергии, внедрению АСКУЭ и других работ по снижению потерь;

дать рекомендации по дополнительному снижению потерь электроэнергии в ПЭС на основании проведенного анализа потерь электроэнергии и выполненных мероприятий по их снижению.

5. ТРЕБОВАНИЯ К ПЭС ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ

Персонал обследуемых ПЭС и подстанций обязан оказывать содействие проведению обследования, а именно:

5.1. Предварительно до начала обследования подготовить справку в соответствии с разд. 2 настоящей Типовой программы и заполнить форму, приведенную в приложении.

5.2. Обеспечить доступ аудиторов к обследуемым объектам.

5.3. Назначить лицо, ответственное за проведение энергетического обследования.

5.4. Представить необходимую техническую документацию.

6. ПОРЯДОК ОФОРМЛЕНИЯ И СОГЛАСОВАНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБСЛЕДОВАНИЙ

По завершении энергетического обследования региональные (территориальные) управления Госэнергонадзора России или энергоаудиторы оформляют акт о проведении энергетического обследования с приложениями:

баланс электроэнергии по ПЭС за отчетный период;

энергетический паспорт по выборочным подстанциям;

рекомендации по снижению потерь электроэнергии.

В результатах энергетического обследования должно быть проанализировано значение потерь электроэнергии, раскрыты причины выявленных нарушений в организации технического и коммерческого учета электроэнергии, предложены технические и организационные мероприятия по снижению потерь электроэнергии с указанием их прогнозируемого значения в результате внедрения мероприятий, а при необходимости внесены изменения в энергетический паспорт ПС.

Акты по результатам проведенных энергетических обследований подписываются уполномоченными аудиторами и представителями ПЭС. После подписания актов в них запрещается вносить изменения и дополнения. При наличии раз-

ногласий по содержанию актов окончательное решение принимает энергоаудитор, а представитель ПЭС вправе изложить свое собственное мнение, которое прилагается к акту. Акт доводится до сведения руководителя организации, эксплуатирующей энергообъект, который им подписывается. В случае его отказа от подписи в акте энергетического обследования делается соответствующая запись.

Энергоаудитор передает полный акт о проведенном энергетическом обследовании не менее чем в двух экземплярах в ПЭС, а в десятидневный срок после подписания акта о проведенном энергетическом обследовании — региональному (территориальному) управлению Госэнергонадзора России.

Региональное (территориальное) управление Госэнергонадзора России обобщает результаты энергетических обследований по поднадзорной территории и передает оформленные обобщенные результаты в вышестоящие органы: в Департамент государственного энергетического надзора и энергосбережения Минтопэнерго России, в региональные представительства РАО "ЕЭС России", в отдел энергосбережения Департамента стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России", Департамент финансового аудита РАО "ЕЭС России" и администрации субъектов Российской Федерации.

6.1. Акт о проведении энергетического обследования ПЭС

В указанном документе следует отразить результаты проверки в соответствии с п. 1.2 настоящей Типовой программы. Отчет должен содержать подробную информацию о проведенной работе.

6.2. Форма баланса электроэнергии по ПЭС (ежемесячная, типовая)

№ п п	Номера счетчиков расчетных, технических	Наименование объектов учета	Показание счетчиков		Разность показаний счетчиков за месяц	Коэффициент счетчиков	Количество электроэнергии, учтенной счетчиком, тыс кВт·ч	Примечание
			на 0 ч 1-го числа текущего месяца	на 0 ч 1-го числа истекшего месяца				
1	2	3	4	5	6	7	8	9

I. Поступило электроэнергии от АО-энерго и других собственников (РАО "ЕЭС России", другие АО-энерго)

1								
2								
*m*1								

Всего по разд. I _____,

где *m*1 — количество точек учета, фиксирующих поступление электроэнергии в сети ПЭС.

II. Отпуск электроэнергии в сети АО-энерго и других собственников (РАО "ЕЭС России", другие АО-энерго)

1								
2								
*m*2								

Всего по разд. II _____,

где *m*2 — количество точек учета, фиксирующих отпуск электроэнергии в сети других собственников.

III. Полезный отпуск потребителям, включая хозяйственные нужды

Обозначение	Количество точек учета	Суммарное количество электроэнергии
$n1$		
$n3$		
n		

Всего по разд. III _____ ,

где $n1$ — число точек учета однофазных потребителей;

$n3$ — число точек учета трехфазных потребителей;

$n = n1 + n3$.

IV. Производственные нужды (по данным энергосбыта)

Всего _____ тыс.кВт·ч.

V. Отчетные относительные потери электроэнергии в сети ПЭС

$$\Delta W_{\text{отн}} = \frac{\text{I} - \text{II} - \text{III} - \text{IV}}{\text{I}} 100\%.$$

VI. Технические потери электроэнергии в сети ПЭС

Определяются расчетным путем _____

_____

VII. Допустимый небаланс

Определяется в соответствии с [3] _____ %.

VIII. Фактический баланс электроэнергии по ПЭС

1. Поступило в сети ПЭС, всего (I)_____

2. Технические потери электроэнергии в сети ПЭС, всего (VI) _____

3. Полезный отпуск электроэнергии потребителям и отпуск другим собственникам, всего (II + III) _____

4. Производственные нужды (IV) _____

5. Фактический небаланс $\frac{I-(II+III)-IV-IV}{I}100\%$ _____

6. Коммерческие потери, % к отчетному значению потерь _____

7. Допустимый небаланс (доля коммерческих потерь от допустимой погрешности учета электроэнергии) (VII), % _____

6.3. Содержание и порядок составления энергетического паспорта электросетевого объекта

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер ПЭС
"____"_____ 2000 г.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПОДСТАНЦИИ

_____

наименование ПЭС, ПС

Составлен на основании результатов энергетического обследования, проведенного

_____

наименование организации, проводившей обследования

с _____ по____ _____г.

Начальник ПС

_____ _____ _____ _____

ф.и.о подпись дата

Лицензия №_____
Кем выдана_____
Дата выдачи_____

Аудитор организации, проводившей энергетические обследования

_____ _____ _____ _____

наименование организации ф.и.о. подпись дата

_____

полное наименование подразделения и его адрес

_____

вид собственности

_____

наименование вышестоящей организации

_____

ф.и.о. руководителя

_____

телефон

_____

код электронной почты

1. Характеристика ПС

1.1. Год пуска в эксплуатацию основного оборудования по группам (очередям)

1.2. Характеристика схем электрических соединений ПС

1.2.1. Характеристика главных схем электрических соединений ПС (класс напряжения, тип главной схемы, количество отходящих линий, трансформаторов и автотрансформаторов связи с энергосистемой, наличие шунтирующих реакторов, синхронных компенсаторов, вид исполнения распределительных устройств и т.п.).

1.2.2. Характеристика схем собственных нужд ПС.

1.3. Перечень основного электротехнического оборудования с краткой технической характеристикой (трансформаторы и автотрансформаторы, трансформаторы тока и напряжения, реакторы, синхронные компенсаторы и т.п.).

Номер по схеме	Наименование оборудования	Тип	Основные технические характеристики	Примечание (режим работы оборудования)
1	2	3	4	5
	Силовые трансформаторы		ΔP_{xx}	
	Трансформаторы тока		Класс точности	
	Трансформаторы напряжения		Класс точности	
	Реакторы		$\Delta P_{р}$	
	Синхронные компенсаторы		$\Delta P_{сх}$	
	БСК		$\Delta P_{бсх}$	

1.4. Баланс электроэнергии на ПС (типовая форма)

№ п.п	Номера счетчиков расчетных, технических	Наименование объектов учета	Показание счетчиков		Разность показаний счетчиков за месяц	Коэффициент счетчиков	Количество электроэнергии, учтенной счетчиком, тыс.кВт·ч	Примечание
			на 0 ч 1-го числа текущего месяца	на 0 ч 1-го числа истекшего месяца				
1	2	3	4	5	6	7	8	9

I. Поступило от АО-энерго и других собственников (РАО "ЕЭС России", другие АО-энерго)

1								
2								
3								

Всего по разд. I _____

№ п п	Номера счетчиков расчетных, технических	Наименование объектов учета	Показание счетчиков		Разность показаний счетчиков за месяц	Коэффициент счетчиков	Количество электроэнергии, учтенной счетчиком, тыс кВт·ч	Примечание
			на 0 ч 1-го числа текущего месяца	на 0 ч 1-го числа истекшего месяца				
1	2	3	4	5	6	7	8	9

II. Расход на собственные нужды

1								
2								
3								

Всего по разд. II _____

III. Расход на хозяйственные нужды

1								
2								
3								

Всего по разд. III _____

IV. Расход на производственные нужды

1								
2								
3								

Всего по разд. IV _____

V. Отпуск электроэнергии потребителям

1								
2								
3								

Всего по разд. V _____

VI. Отпуск электроэнергии в сети АО-энерго и других собственников (РАО "ЕЭС России", другие АО-энерго)

1								
2								
3								

Всего по разд. VI _____

VII. Потери электроэнергии в понижающих трансформаторах

Определяются расчетным путем на основе графиков нагрузки и технических данных трансформаторов_____

VIII. Допустимый небаланс

Определяется в соответствии с [3]

_____ % _____

IX. Баланс электроэнергии на подстанции

1. Поступило на шины, всего (I) _____

2. Расход электроэнергии на подстанции,
всего (II + III) _____

3. Отпуск электроэнергии потребителям
и в АО-энерго, всего (V + VI) _____

4. Фактический небаланс $\frac{I-(II+III)-(IV+V+VI)-VII}{I}$ 100%

5. Допустимый небаланс (VIII),% _____

6. Отпуск электроэнергии с шин подстанции,
всего (I − II) _____

В том числе по классам напряжения: _____

Приложение

ДАННЫЕ ДЛЯ АНАЛИЗА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПЭС ПО СНИЖЕНИЮ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Показатель		_ г	_ г	_ г
1		2	3	4
1 Отпуск электроэнергии в сеть, млн кВт·ч (форма 46-ЭС)				
2 Потери электроэнергии, млн кВт ч (форма 46-ЭС)				
3 Нормативные потери электроэнергии	млн кВт ч			
	%			
4 Технические потери электроэнергии, млн кВт·ч	Условно-постоянные			
	Нагрузочные			
5. Фактический эффект от выполнения мероприятий по снижению потерь электроэнергии с учетом переходящего эффекта, тыс. кВт ч				
6. Фактическая эффективность от выполнения мероприятий, % значения потерь электроэнергии				
7 Количество трансформаторов и автотрансформаторов с РПН, шт/МВ А	35 кВ			
	110 кВ			
	220 кВ			
	330 кВ			
	500 кВ			
8 То же с установленными автоматическими регуляторами коэффициента трансформации (АРКТ), шт/МВ·А	35 кВ			
	110 кВ			
	220 кВ			
	330 кВ			
	500 кВ			
9. Количество трансформаторов и автотрансформаторов с РПН с действующими АРКТ, шт/МВ А	35 кВ			
	110 кВ			
	220 кВ			
	330 кВ			
	500 кВ			

Окончание приложения

1			2	3	4
10. Установленная реактивная мощность компенсирующих устройств, Мвар	ПЭС	БСК			
		СК			
	У потребителей				
11 Ввод компенсирующих устройств	ПЭС				
	У потребителей				
12 Коэффициент использования средств компенсации реактивной мощности в режиме наибольших нагрузок ($\frac{Q_{факт}}{Q_{уст}}$)	БСК				
	СК				
	Генераторы в режиме СК				
13 Уровень компенсации реактивной мощности $\left(\frac{\frac{Q_{уст}}{P_{наиб}}}{\frac{Q_{факт}}{P_{наиб}}}\right)$					
14 Количество абонентов	Всего				
	В том числе бытовых				
15 Количество счетчиков	Трехфазных				
	Однофазных				
16 Количество автоматизированных систем учета электроэнергии (АСКУЭ)	Получено				
	Установлено				
	В работе				
17. Количество счетчиков с просроченными сроками госповерки	Трехфазных				
	Однофазных				
18. Количество безучетных потребителей					
19. Учет электропотребления на собственные нужды подстанций	Необходимое количество счетчиков				
	В том числе установленных				
20. Учет электропотребления на хозяйственные нужды ПС	Необходимое количество счетчиков				
	В том числе установленных				
21. Работа по выявлению хищений электроэнергии	Количество проверенных счетчиков				
	Составлено актов шт				
	тыс кВт ч				
	Сумма взыскиваемых штрафов				

Список использованной литературы

1. Федеральный закон "Об энергосбережении" от 3 апреля 1996 г. № 28-ФЗ.
2. Правила проведения энергетических обследований организаций (утверждены Минтопэнерго России 25.03.98 г.).
3. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении: РД 34.09.101-94.– М.: СПО ОРГРЭС, 1995.
4. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро.– М.: Энергоатомиздат, 1985.
5. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений: И 34-70-030-87.– М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.
6. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений: И 34-70-028-86.– М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.
7. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. РД 34.20.501-95.– М.: СПО ОРГРЭС, 1996.
8. Правила устройства электроустановок. 6–е изд.– М.: Энергоатомиздат, 1985.
9. Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии: РД 34.11.333-97.– М.: АО ВНИИЭ, 1997.
10. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования: РД 34.11.114-98.– М.: АО ВНИИЭ, 1997.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Основные положения проведения энергетических обследований подразделений электрических сетей 3

2. Вопросы, рассматриваемые аудиторами при проведении энергетического обследования ПЭС 6

3. Необходимый объем работ при выполнении основных видов энергетических обследований подстанций 7

4. Состав работ по выявлению резервов снижения потерь электроэнергии в электрических сетях 9

5. Требования к ПЭС при проведении энергетических обследований 11

6 Порядок оформления и согласования результатов энергетических обследований 11

Приложение. Данные для анализа деятельности ПЭС по снижению потерь электроэнергии 21

Список использованной литературы 23

gost.e-ecolog.ru