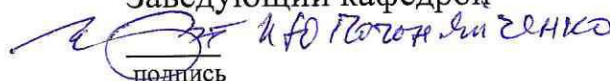


Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал
институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись

«05» июня 2018 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ


**Исследование величины собственного потребления
электроэнергии станции при модернизации оборудования.
Анализ коммерческого учета электроэнергии расчетным
методом, корректировка и учет по отпуску с шин**

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

13.04.02.06 Гидроэлектростанции

Заместитель главного
инженера по
эксплуатации филиала

Научный
руководитель


05.06.18г.
подпись, дата

ПАО «РусГидро»
«Саяно-Шушенская
ГЭС им. П. С.
Непорожнего»

В. В. Луференко
инициалы, фамилия

должность

Выпускник


05.06.18г.
подпись, дата

И. В. Сазанаква
инициалы, фамилия

Рецензент

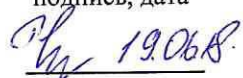

05.06.18г.
подпись, дата

Руководитель группы
«Служба оперативной службы»

К.В. Терехов
инициалы, фамилия

должность

Нормоконтролёр


19.06.18г.
подпись, дата

зав. РЧО

А. А. Чабанова
инициалы, фамилия

должность

Саяногорск, Черемушки 2018

АННОТАЦИЯ

к магистерской диссертации Сазанакowej Ирины Викторовны, студента 2 курса магистратуры Саяно– Шушенского филиала Сибирского федерального университета на тему «Исследование величины собственного потребления электроэнергии станции при модернизации оборудования. Анализ коммерческого учета электроэнергии расчетным методом, корректировка и учет по отпуску с шин».

Проблема: при проведении реконструкции на объектах филиалов ПАО «РусГидро» с переходом от расчетного метода определения потерь в схеме выдачи мощности для оценки собственного потребления электроэнергии участника ОРЭМ к расчетам собственного потребления по отпуску с шин имеется вероятность увеличения собственного потребления электроэнергии. Увеличение указанного собственного потребления электроэнергии приведет к затратам на покупку электроэнергии и мощности на ОРЭМ из-за превышения ранее согласованных нормативов и к снижению объемов поставляемой электроэнергии на ОРЭМ.

Для анализа собственного потребления электроэнергии Жигулевской ГЭС были использованы два метода:

- определение собственного потребления электроэнергии расчетным методом;
- анализ измеренного по отпуску с шин собственного потребления электроэнергии при поэтапном переводе присоединений схемы выдачи мощности.

Рассмотрены причины и методы снижения потерь в станционной сети Жигулёвской ГЭС.

Структура и объём диссертации. Магистерская диссертация состоит из введения, 6 глав, заключения, списка использованных источников, приложения. Весь материал изложен на 73 страницах. Содержит 7 рисунков, 20 таблиц.

Ключевые слова: АИИС КУЭ, Жигулевская ГЭС, условно-постоянные потери, технические потери, ТН, ТТ, электроэнергия, собственные нужды, энергосбережение, энергоэффективность, собственный максимум, счётчики.

АВТОРЕФЕРАТ

В настоящее время, тема энергосбережения и энергоэффективности на объектах электроэнергетики имеет важную значимость.

Потребление электроэнергии на собственные нужды гидроэлектростанций определяются особыми (льготными) условиями в части оплаты стоимости отклонений по электроэнергии и мощности, и оплаты потерь, так как данное потребление зависит от величины выработки электроэнергии и мощности станции.

Однако, потребление сверх указанных максимально допустимых величин – считается обычным потреблением станции и учитывается на ОРЭМ на общих основаниях.

В работе проведен анализ потерь в станционной сети, с переходом от расчетного метода определения потерь в схеме выдачи мощности для оценки собственного потребления электроэнергии участника ОРЭМ к определению собственного потребления по отпуску с шин. В ходе анализа результатов методов определения потребляемой электроэнергии на собственные нужды, наблюдается увеличение собственного потребления электроэнергии при методе по отпуску с шин. Увеличение указанного собственного потребления электроэнергии приводит к затратам на покупку электроэнергии и мощности на ОРЭМ из-за превышения ранее согласованных нормативов и к снижению объемов поставляемой электроэнергии на ОРЭМ.

Для предотвращения увеличения собственного потребления при реконструкции станции заказчику с применением расчетного метода, необходимо, контролировать каждый этап замены оборудования, применяя расчетный метод для корректировки показаний счетчиков, выявляя причины увеличения собственного потребления станции, а также мероприятия по устранению повышения потребления.

Для снижения технических потерь в станционной сети, уменьшения абсолютной величины условно-постоянных потерь необходима замена оборудования на новое, с улучшенными характеристиками, что для условий Жигулёвской ГЭС является актуальным.

Для снижения потерь электроэнергии в блочных трансформаторах необходимо максимальное совмещение планируемого и фактического графиков нагрузки, а также, равномерное распределение нагрузки между агрегатами, что снизит потери электроэнергии при прочих равных величинах.

AUTOABSTRACT

At present, the topic of energy saving and energy efficiency at power facilities is of great importance.

Consumption of electricity for the needs of hydroelectric power plants is determined by special (preferential) conditions in terms of paying for the cost of deviations in electricity and capacity, and payment of losses, since this consumption depends on the amount of power generation and capacity of the station.

However, consumption in excess of the indicated maximum permissible values is considered to be a normal consumption of the plant and is accounted for in the OREM on a general basis.

The analysis of losses in the station network, with the transition from the calculated method for determining the losses in the power delivery scheme for estimating the own power consumption of the participant in the OREM, to the calculations of own consumption for transmission from tires. In the course of the analysis, there is an increase in own consumption of electric power of own consumption by the method of transmission from tires. The increase in this own electricity consumption will lead to costs for the purchase of electricity and capacity at the Wholesale Electric Energy Market because of the excess of previously agreed standards and a reduction in the amount of electricity supplied to the Wholesale Electric Energy Market.

To prevent the increase in own consumption during the reconstruction of the station, the customer, using the calculation method, needs to monitor each stage of equipment replacement, to identify the reason for increasing the station's own consumption and to make decisions to eliminate the increase in consumption.

To reduce technical losses in the station network, reducing the absolute value of conditionally permanent losses, it is necessary to replace the equipment with a new one, with improved characteristics, which is actual for the conditions of the Zhigulevskaya HPP.

In order to reduce power losses in block transformers, it is necessary to maximize the combination of the planned and actual load curves, as well as the uniform load distribution between the units, which will reduce the loss of electricity with other equal values.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Требования действующей НТД к определению нормативов собственного потребления и собственного максимума потребления	8
2 Требования действующей НТД к системам АИИС КУЭ.....	12
2.1 Общие требования к АИИС	13
2.2 Требования к ИИК	17
2.3 Требования к трансформаторам тока и напряжения	17
2.4 Требования к вторичным цепям	19
2.5 Требования к счетчикам электроэнергии	19
2.6 Требования к ИВКЭ	21
2.7 Требования к ИВК.....	22
3 Общие сведения. Жигулёвская ГЭС	24
4 Определение собственного потребления электроэнергии расчетным методом.....	26
4.1 Расчет технических потерь электроэнергии в станционной электрической сети Жигулёвской ГЭС расчетным методом.....	26
4.2 Расчет условно-постоянных потерь электроэнергии	35
4.3 Расчет нагрузочных потерь электроэнергии	42
4.4 Анализ расчета потерь электрической энергии в станционной сети Жигулёвской ГЭС	47
5 Анализ измеренного по отпуску с шин собственного потребления электроэнергии при поэтапном переводе присоединений схемы выдачи мощности.....	52
6 Общие требования к АИИС КУЭ. Рекомендации по устранению повышения собственного потребления	61
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	67
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	68
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчет технических потерь	Ошибка! Залка не определена.

ВВЕДЕНИЕ

В 2008 году Указом Президента Российской Федерации от 4 июня 2008 г. № 889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» была определена цель – снизить к 2020 году энергоёмкость валового внутреннего продукта на 40% от уровня 2007 года. Именно поэтому, тема анализа величины собственного потребления электроэнергии гидроэлектростанции актуальна.

При определении собственного потребления электроэнергии методом по отпуску с шин, может регистрироваться значительное увеличение собственного потребления станции.

Увеличение указанного собственного потребления электроэнергии приводит к затратам на покупку электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) из-за превышения ранее согласованных нормативов и к снижению объемов поставляемой электроэнергии на ОРЭМ.

Потребление электроэнергии и мощности в пределах указанных максимально допустимых величин – считается потреблением на собственные нужды генерации, и как следствие определяются особые (льготные) условия в части оплаты стоимости отклонений по электроэнергии и мощности, и оплаты потерь, так как данное потребление зависит от величины выработки электроэнергии и мощности станции.

Потребление сверх указанных максимально допустимых величин – считается обычным потреблением станции (производственные нужды и прочие нужды станции, потребление розничных потребителей) – и учитывается на ОРЭМ на общих основаниях.

На стадии строительства, эксплуатации и ликвидации гидроэлектростанции, эксплуатирующие организации ПАО «РусГидро» (согласно СТО РусГидро 04.02.75-2011 «ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ») должны соблюдать режим энергосбережения и повышения энергоэффективности путем систематического контроля показателей работы оборудования, основанного на показаниях контрольно-измерительных приборов и информационно-измерительных систем, анализа технико-экономических показателей отдельных агрегатов и гидроэлектростанции в целом [12].

На гидроэлектростанциях программа АИИС КУЭ предназначена для организации автоматизированного измерения объемов (количества) электроэнергии, используемые в финансовых расчетах на ОРЭ. Кроме того, система обеспечивает получение информации, необходимой для решения технических, технико-экономических и статистических задач учета электроэнергии и мощности, коммерческого учета электроэнергии в точках учета.

АИИС КУЭ обеспечивает проведение финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии, а также получение всеми заинтересованными

субъектами ОРЭ достоверной, соответствующей действующим нормативным документам информации о поставке электроэнергии и мощности.

В ходе написания магистерской диссертации был проведен анализ потребления электроэнергии на собственные нужды Жигулёвской ГЭС, разобраны причины и предложены рекомендации по снижению потребления электроэнергии станцией.

1 Требования действующей НТД к определению нормативов собственного потребления и собственного максимума потребления

Основаниями для разработки и реализации Программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «РусГидро» являются следующие нормативные акты:

1. Федеральный закон от 26.03.2003 г. №35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
2. Федеральный закон от 23.11.2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
3. Указ Президента РФ от 04.06.2008 г. №889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности Российской экономики»;
4. Приказ от 17.02.2010 №61 «Об утверждении примерного перечня мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности» Министерство экономического развития Российской Федерации;
5. Методические рекомендации по разработке программ энергосбережения хозяйствующих субъектов с долей государственной собственности, утвержденные Министерством энергетики Российской Федерации 02.10.2008 г.

Федеральный закон №261-ФЗ от 23 ноября 2009 года «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Настоящий Федеральный закон регулирует отношения по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Целью настоящего Федерального закона является создание правовых, экономических и организационных основ стимулирования энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Законодательство об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности состоит из настоящего Федерального закона, других федеральных законов, принимаемых в соответствии с ними иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также законов и иных нормативных правовых актов субъектов Российской Федерации, муниципальных правовых актов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

В настоящем Федеральном законе:

Энергосбережение - реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг);

Энергетическая эффективность - характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к

затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю [1].

Обеспечение учета используемых энергетических ресурсов:

1. Производимые, передаваемые, потребляемые энергетические ресурсы подлежат обязательному учету с применением приборов учета используемых энергетических ресурсов.

2. Расчеты за энергетические ресурсы должны осуществляться на основании данных о количественном значении энергетических ресурсов, произведенных, переданных, потребленных, определенных при помощи приборов учета используемых энергетических ресурсов.

Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций и подстанций – это потребление, обеспечивающие необходимые условия функционирования электростанций и подстанций в технологическом процессе выработки, преобразования и распределения электрической энергии.

Расход электроэнергии на *производственные нужды* электростанции - это потребление электроэнергии котельными и электробойлерными установками, как состоящими на самостоятельном балансе, так и на балансе электростанций.

Расход электроэнергии на *хозяйственные нужды* электростанции - это потребление электроэнергии вспомогательными и непромышленными подразделениями, находящимися на балансе электрической станции, необходимое для обслуживания основного производства, но непосредственно не связанное с технологическими процессами выработки, передачи и распределения электрической энергии.

Для целей нормирования потери электроэнергии могут быть разделены на четыре составляющие:

а) *Технические потери электроэнергии (ЭЭ)*, обусловленные физическими процессами, происходящими при производстве и передаче электроэнергии и выражающимися в преобразовании части энергии в тепло в элементах сетей. Технические потери не могут быть измерены, их значение получают расчетным путем;

б) *Собственное потребление ЭЭ станциями (СН)*, необходимое для обеспечения работы технологического оборудования станций. Расход ЭЭ на СН станций регистрируется счетчиками, установленными на трансформаторах СН станции;

в) *Потери ЭЭ, обусловленные инструментальными погрешностями ее измерения (инструментальные потери)*. Эти потери получают расчетным путем на основе данных о метрологических характеристиках и режимах работы используемых приборов;

г) *Коммерческие потери*, обусловленные несоответствием показаний счетчиков оплате за ЭЭ бытовыми потребителями. Коммерческие потери не имеют самостоятельного математического описания и не могут быть рассчитаны автономно. Их значение определяется как разница между фактическими (отчетными) потерями и суммой первых трех составляющих.

Сумму трех первых составляющих структуры потерь описывают термином «технологические потери» [1].

Каждая укрупненная составляющая имеет свою более детальную структуру (рисунок 1.1)

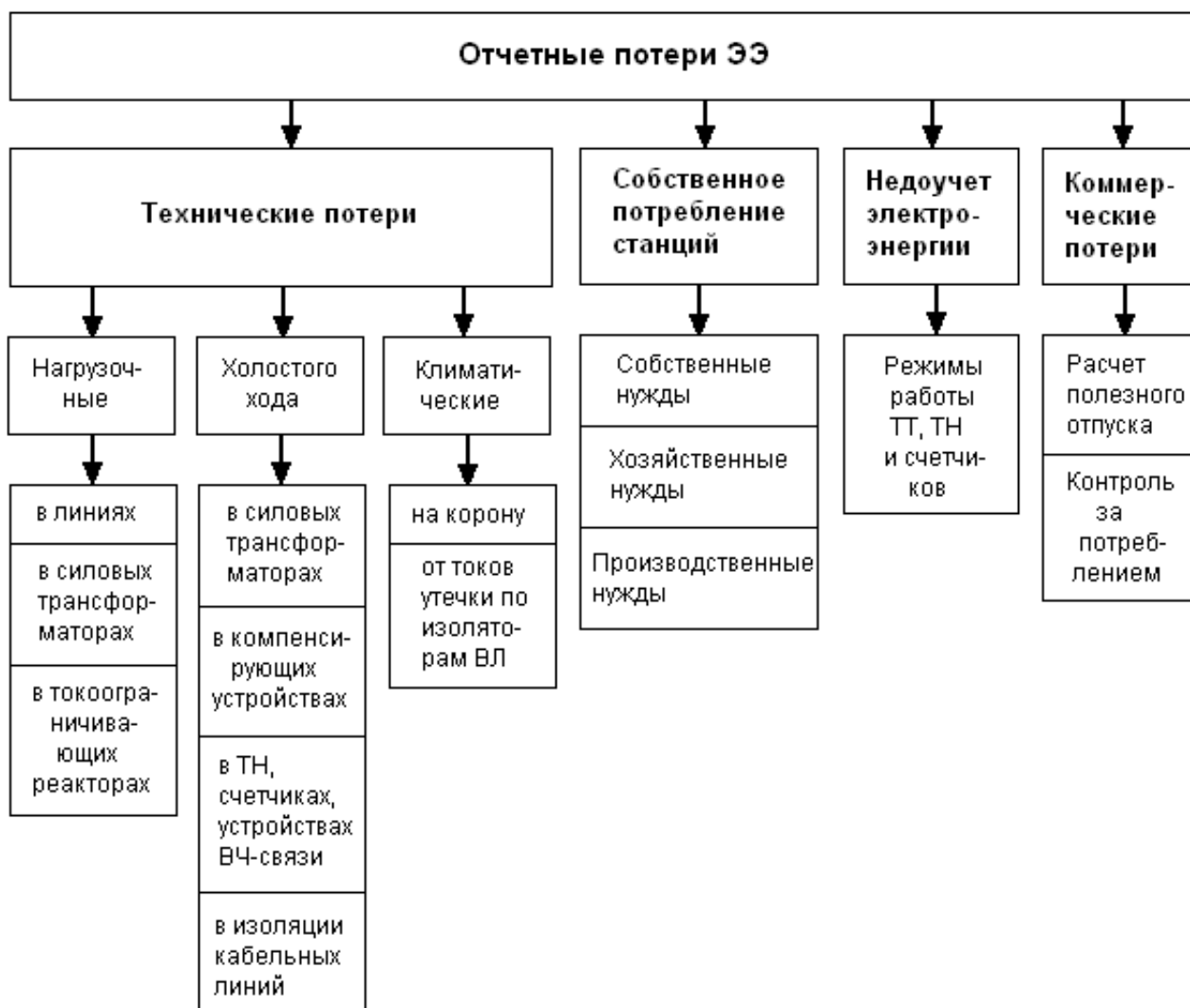


Рисунок 1.1 - Детальная структура потерь электроэнергии

Согласно регламенту актуализации расчетной модели (приложение №3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) [4]:

- максимально допустимая величина месячного расхода электроэнергии на собственные нужды генерации для электростанции участника оптового рынка [МВт·ч]:

1) решением Экспертной комиссии Совета рынка по установлению поставщикам величин расхода на собственные нужды генерации (далее – Экспертная комиссия) установлена максимально допустимая величина месячного расхода электроэнергии на собственные нужды генерации;

2) минимальная величина из Баланса ФСТ и среднемесячного значения за пять предыдущих лет.

- максимально допустимая величина собственного максимума потребления на нужды генерации для электростанции участника оптового рынка [МВт]:

1) решением Экспертной комиссии Совета рынка;

2) минимальная величина из Баланса ФСТ и максимального значения за пять предыдущих лет[4].

Потребление электроэнергии и мощности в пределах указанных максимально допустимых величин – считается потреблением на собственные нужды гидроэлектростанции, следовательно, определяют особые (льготные) условия в части оплаты стоимости отклонений по электроэнергии и мощности, и оплаты потерь, так как данное потребление зависит от величины выработки электроэнергии и мощности станции. Потребление сверх указанных максимально допустимых величин – считается обычным потреблением станции (производственные нужды и прочие нужды станции, потребление розничных потребителей) – и учитывается на ОРЭ на общих основаниях.

Отклонение по потреблению в ГТП поставщика в пределах заявленной максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды оплачиваются по цене РСВ (т.е. не штрафуются).

Отклонения по потреблению в ГТП потребления поставщика сверх максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды оплачиваются по цене на балансирование (т.е. по срезкам как для всех обычных ГТП потребления):

В случае если в отчётный месяц фактический собственный максимум потребления в ГТП потребления Поставщика превышает максимально допустимую величину собственного максимума потребления на нужды генерации, то поставщик покупает дополнительный объём мощности на общих основаниях.

Фактический собственный максимум потребления Участника оптового рынка определяется НП «АТС» на основе фактических максимальных часовых значений потребления электроэнергии с 2-го по 19-й час рабочих суток месяца (для второй ценовой зоны; конкретные часы задаются СО).

2 Требования действующей НТД к системам АИИС КУЭ

АИИС обеспечивают выполнение измерений в отношении всех точек поставки в составе зарегистрированных ГТП заявителя. При этом выполнение измерений такими средствами измерений (в том числе измерительными комплексами) должно выполняться в соответствии с методикой (методиками) измерений (далее – МВИ). Если данные точки поставки (измерений) не отражены ваттестованной в установленном порядке МВИ, то:

1) в отношении средств измерений, функционирующих в составе автоматизированных систем коммерческого учета, созданных в соответствии с «Положением об организации коммерческого учета электроэнергии и мощности на оптовом рынке», при выполнении измерений применяется РД 153-34.0-11.209-99 «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности»;

2) в отношении средств измерений (в том числе измерительных комплексов), установленных на энергообъектах в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) и «Типовой инструкции по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении» РД 34.09.101-94, при выполнении измерений применяется РД 34.11.333-97 «Типовая методика выполнения измерений электрической энергии»;

3) в остальных случаях при выполнении измерений применяются МВИ, содержащиеся в руководствах по эксплуатации счетчиков соответствующих утвержденных типов.

Требования к проведению процедуры установления соответствия АИИС КУЭ заявителя техническим требованиям оптового рынка электрической энергии и мощности определяется договором о присоединении к торговой системе оптового рынка и приложениями к нему (регламентами оптового рынка):

- технические требования к АИИС КУЭ и входящим в ее состав средствам измерений (приложение № 11.1 к положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка);

- процедура установления соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка и ее место в системе процедур допуска к торговой системе оптового рынка (приложение № 1.1 к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка и приложения №№ 11.3, 11.4 к положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка);

- процедура сбора данных коммерческого учета, порядок и условия их использования для расчетов на оптовом рынке (приложение № 11 к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка и приложение №№ 11.1.1 к положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка).

ГОСТы, РД, МИ, ПУЭ регулируют техническое и метрологическое обеспечение коммерческого учета электроэнергии при создании и эксплуатации субъектами ОРЭМ АИИС КУЭ.

Перечень используемых ГОСТы, РД и МИ приведен в приложении № 11.1 к положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка.

2.1 Общие требования к АИИС

Целью создания и функционирования АИИС является измерение количества электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом рынке электроэнергии [6].

Функции АИИС:

- измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут (30-минутные приращения электроэнергии) и нарастающим итогом на начало расчетного периода (далее – результаты измерений), используемое для формирования данных коммерческого учета;

- формирование данных о состоянии средств измерений («Журналы событий») и в случае использования для расчета значений учетных показателей данных о вариантах схем электроснабжения и (или) о положении коммутационной аппаратуры предоставление в КО данных о состоянии объектов измерений (далее – данные о состоянии средств и объектов измерений);

- ведение единого времени при выполнении измерений количества активной и реактивной электрической энергии, и формирования данных о состоянии средств и объектов измерений;

- периодический (1 раз в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии и данных о состоянии средств и объектов измерений;

- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений, данных о состоянии средств и объектов измерений;

- обработку, формирование и передачу результатов измерений и в случае использования для расчета значений учетных показателей данных о вариантах схем электроснабжения и (или) о положении коммутационной аппаратуры данных о состоянии объектов измерений в XML-формате по электронной почте КО и внешним организациям с электронной подписью;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;

- обеспечение по запросу КО дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений и в случае использования для расчета значений учетных показателей данных о вариантах схем электроснабжения и (или) о положении коммутационной аппаратуры объектов измерений с сервера (АРМа) ИВК АИИС КУЭ на всех уровнях АИИС КУЭ.

В зависимости от полноты соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям, установленным Приложением № 11.1 [6] к Положению о реестре субъектов оптового рынка, коммерческим оператором (КО) могут быть оформлены акты о соответствии АИИС КУЭ следующих классов (далее – класс АИИС КУЭ):

1) класс А – соответствие АИИС КУЭ всем техническим требованиям, указанным в Приложении № 11.1 к Положению о реестре;

2) класс N – соответствие АИИС КУЭ техническим требованиям, указанным в Приложении № 11.1 к Положению о реестре, за исключением требования о внесении АИИС КУЭ в Государственный реестр средств измерений Российской Федерации и наличия действующего свидетельства о поверке АИИС КУЭ, а также за исключением подтверждения требований к метрологическим характеристикам измерительных комплексов, входящих в АИИС КУЭ (классы точности измерительных трансформаторов тока и напряжения).

Процедура установления соответствия АИИС КУЭ проводится в отношении сечения коммерческого учета, для которого в порядке, предусмотренном Положением о реестре, выполнены следующие требования:

- проведено кодирование точек поставки и точек измерений в сечении коммерческого учета в рамках процедуры согласования ГТП, либо коды указанных точек поставки и точек измерений получены заявителем в ином порядке, предусмотренном Положением о реестре;

- КО осуществляется или завершена с положительным результатом процедура проверки документов в отношении соответствующей ГТП / сечения коммерческого учета, либо зарегистрирован перечень средств измерений для действующего состава точек поставки и точек измерений.

Функции АИИС КУЭ реализуются на следующих уровнях:

1. Уровень измерительно-информационных комплексов (далее – ИИК), в состав которых входят:

- счетчики электрической энергии;
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- вторичные измерительные цепи;
- технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура).

2. Уровень информационно-вычислительных комплексов электроустановок (далее – ИВКЭ), в состав которых входят:

- устройства сбора и передачи данных (УСПД);
- технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура).

3. Уровень информационно-вычислительного комплекса (далее – ИВК), в состав которого входят:

- сервер (сервера) баз данных с установленным программным обеспечением (ПО);
- автоматизированные рабочие места (АРМ);

- технические средства приема-передачи данных и каналы связи (каналообразующая аппаратура).

На рисунке 2.1 представлена структура АИИС КУЭ.

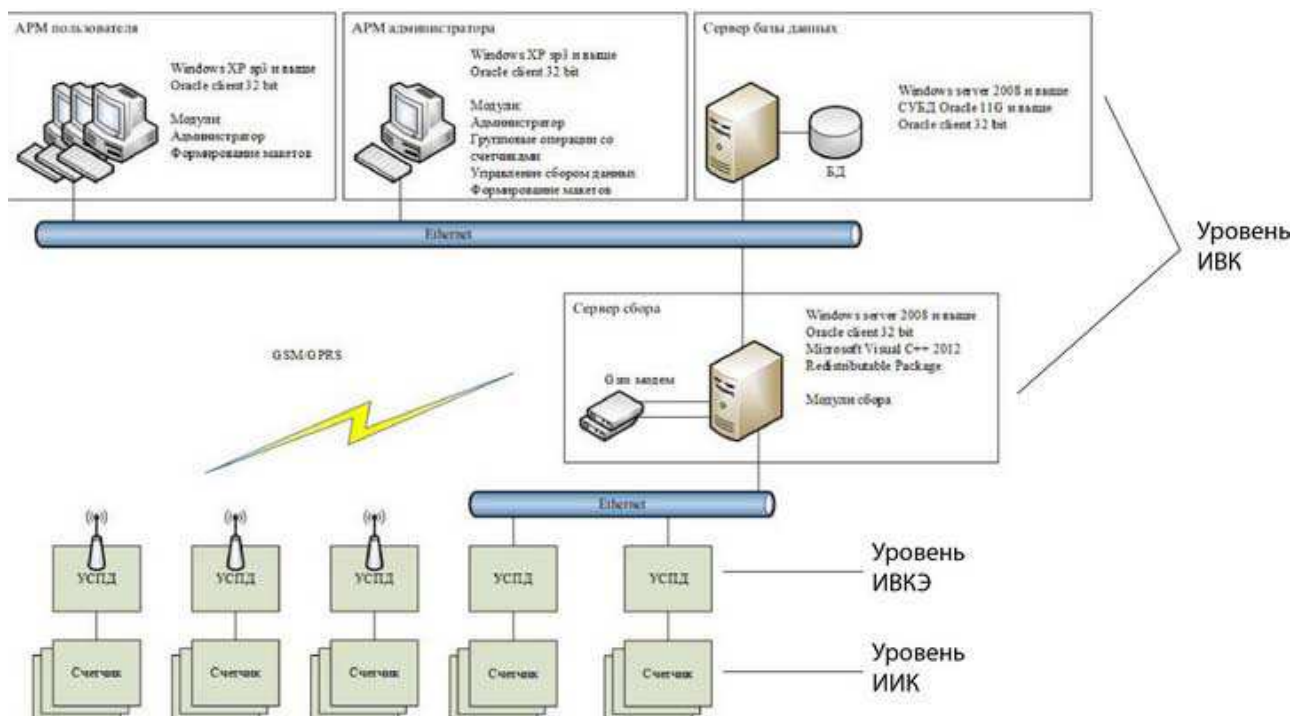


Рисунок 2.1 – Структура АИИС КУЭ

При отсутствии уровня ИВКЭ его функции выполняет уровень ИВК.

Система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ) формируется на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает синхронизацию времени от источника точного времени при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже $\pm 5,0$ с. В СОЕВ входят все средства измерений времени, влияющие на процесс измерения количества электроэнергии, и учитываются временные характеристики (задержки) линий связи между ними, которые используются при синхронизации и коррекции времени. СОЕВ должна быть привязана к единому календарному времени.

Значения показателей надежности СОЕВ должны быть не ниже:

- коэффициент готовности – не менее 0,95;
- время восстановления – не более 24 часов.

Передача результатов измерений, данных о состоянии средств и объектов измерений в XML-формате КО и внешним организациям производится по электронной почте с электронной подписью в соответствии с требованиями Формата и регламента предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам (Приложение № 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка

(Приложение № 1.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

При создании АИИС КУЭ выбираются точки измерений электрической энергии (и (или) соответствующие точкам измерений измерительные комплексы), результаты измерений в которых должны обеспечивать определение количества поставленной (потребленной) электрической энергии в точках поставки оптового рынка электрической энергии (мощности) с минимальной величиной потерь электрической энергии от точек измерений до точек поставки. В случае отсутствия согласия смежного собственника объектов электросетевого хозяйства (энергопринимающего оборудования) на включение в АИИС КУЭ такой точки измерений (такого измерительного комплекса), допускается выбрать точки измерений (измерительные комплексы) на стороне заявителя и согласовать со смежным субъектом оптового рынка Перечень средств измерений с алгоритмом расчета учетного показателя с учетом потерь от точек измерений до точек поставки.

В соответствии с Приложением № 11.3 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка существует порядок установления АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка и присвоения класса АИИС КУЭ [5].

Настоящим порядком определяются требования к проведению процедуры установления соответствия АИИС КУЭ заявителя техническим требованиям оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – установление соответствия), в том числе:

- требования к комплекту документов, предоставляемому Коммерческому оператору (КО) в рамках процедуры установления соответствия;
- перечень параметров, по которым КО осуществляет установление соответствия. Установление соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям ОРЭМ.

Процедура установления соответствия АИИС КУЭ заявителя проводится в четыре этапа:

- определение группы (области) передаваемой информации, соответствующей заявляемому составу точек поставки и точек измерений («area»);
- техническая экспертиза представленного комплекта документов (техническая экспертиза);
- проверка передачи результатов измерений от АИИС КУЭ в ПАК КО;
- испытание АИИС КУЭ.

В таблице А.5 (приложение А) указан перечень параметров, проверяемых при установлении соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям ОРЭМ согласно заявленному классу АИИС КУЭ.

Для установления соответствия АИИС КУЭ субъекта оптового рынка техническим требованиям оптового рынка в связи с истечением срока действия ранее выданного Акта о соответствии АИИС КУЭ, заявитель вправе

инициировать настоящую процедуру установления соответствия АИИС КУЭ в связи с истечением срока действия ранее выданного Акта о соответствии АИИС КУЭ (за исключением класса N) по каждому сечению коммерческого учета при выполнении всех нижеследующих условий:

- срок действия вышеуказанного Акта о соответствии АИИС КУЭ истекает не менее чем через 18 (восемнадцать) и не более чем через 90 (девяносто) календарных дней;
- вышеуказанный Акт о соответствии АИИС КУЭ выдан на действующий состав точек измерений и точек поставки;
- отсутствие изменений, внесенных в свидетельство об утверждении типа средств измерений АИИС КУЭ (описание типа средства измерений АИИС КУЭ), в части точек измерений, входящих в сечение коммерческого учета; отсутствие изменений структуры и состава технических средств АИИС КУЭ;
- наличие свидетельства о поверке соответствующей АИИС КУЭ, срок действия которого истекает не менее чем через 18 (восемнадцать) календарных дней.

2.2 Требования к ИИК

ИИК обеспечивает:

- автоматическое выполнение измерений величин активной и реактивной электроэнергии (измерение реактивной электроэнергии не является обязательным техническим требованием);
- автоматическое выполнение измерений времени в составе СОЕВ;
- автоматическую регистрацию событий, сопровождающих процессы измерения, в «Журнале событий» ИИК;
- хранение результатов измерений, информации о состоянии средств измерений («Журналов событий»);
- предоставление доступа к измеренным значениям и «Журналам событий» ИИК со стороны ИВКЭ или ИВК.

2.3 Требования к трансформаторам тока и напряжения

Классы точности измерительных трансформаторов тока:

1. Классы точности измерительных трансформаторов тока должны быть не хуже 0,5, при этом в каждом из следующих случаев: плановой замене, истечении срока службы, отрицательных результатах поверки измерительных трансформаторов тока, а также новом строительстве и (или) модернизации сетевого оборудования энергообъектов или модернизации АИИС КУЭ, влекущих за собой установку измерительных трансформаторов тока в точках измерений коммерческого учета электрической энергии, – рекомендуется устанавливать измерительные трансформаторы тока класса точности не хуже 0,5S [7].

2. Классы точности измерительных трансформаторов напряжения должны быть не хуже 0,5, при этом [9]:

– допускается применение измерительных трансформаторов напряжения класса точности не хуже 1,0 при условии, если обеспечено выполнение требований пункта 3;

– в каждом из следующих случаев: плановой замене, истечении срока службы, отрицательных результатах поверки измерительных трансформаторов напряжения, а также новом строительстве и (или) модернизации сетевого оборудования энергообъектов или модернизации АИИС КУЭ, влекущих за собой установку измерительных трансформаторов напряжения в точках измерений коммерческого учета электрической энергии, – должны устанавливаться измерительные трансформаторы напряжения класса точности не хуже 0,5.

3. Нормы основной относительной погрешности измерения активной электрической энергии по каждому ИИК в случае, если в ИИК включены измерительные трансформаторы напряжения классов точности не хуже 1,0, должны соответствовать указанным ниже значениям [10]:

1) для значений $\cos \varphi$ в промежутке $>0,8$ и ≤ 1 :

- для области нагрузок до 2 % (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;

- для области малых нагрузок (2–20 % включительно) не хуже 2,9 %;

- для диапазона нагрузок 20–120 % не хуже 1,7 %;

2) для значений $\cos \varphi$ в промежутке $\geq 0,5$ и $\leq 0,8$:

- для области нагрузок до 2 % (относительная величина нагрузки трансформатора тока) не регламентируется;

- для области малых нагрузок (2–20 % включительно) не хуже 5,5 %;

- для диапазона нагрузок 20–120 % не хуже 3,0 %.

4. Допускаемые к применению комбинации классов точности измерительных трансформаторов тока и счетчиков, включенных в состав ИИК, при наличии в составе ИИК измерительных трансформаторов напряжения класса точности 1,0 приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Допускаемые к применению комбинации классов точности измерительных трансформаторов тока и счетчиков

Класс точности измерительных трансформаторов тока	Класс точности измерительных трансформаторов напряжения	Класс точности счетчика
0,1	1,0	0,2S
0,1	1,0	0,5S
0,2S	1,0	0,2S
0,2S	1,0	0,5S
0,2	1,0	0,2S
0,2	1,0	0,5S
0,5S	1,0	0,2S

5. В случае использования трансформатора напряжения только в целях коммерческого учета необходимо обеспечить контроль целостности вторичных цепей трансформатора напряжения.

6. Не допускается применение промежуточных трансформаторов тока.

7. Во всех эксплуатационных режимах необходимо не допускать перегрузку измерительных трансформаторов [8].

8. Измерительные трансформаторы должны соответствовать ПУЭ по классу напряжения, электродинамической и термической стойкости, климатическому исполнению.

2.4 Требования к вторичным цепям

Потери напряжения в цепи «трансформатор напряжения – электросчетчик» не должны превышать 0,25 % номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения [3].

Электросчетчик должен быть подключен к измерительным трансформаторам через испытательную коробку, предусматривающую возможность замены электросчетчика и подключения образцового счетчика без отключения присоединения (кроме счетчиков прямого включения).

2.5 Требования к счетчикам электроэнергии

Счетчики для расчета электроснабжающей организации с потребителями электроэнергии рекомендуется устанавливать на границе раздела сети (по балансовой принадлежности) электроснабжающей организации и потребителя.

Расчетные счетчики активной электроэнергии на электростанции должны устанавливаться:

1) для каждого генератора с таким расчетом, чтобы учитывалась вся выработанная генератором электроэнергия;

2) для всех присоединений шин генераторного напряжения, по которым возможна реверсивная работа, - по два счетчика со стопорами;

3) для межсистемных линий электропередачи - два счетчика со стопорами, учитывающих отпущенную и полученную электроэнергию;

4) для линий всех классов напряжений, отходящих от шин электростанций и принадлежащих потребителям.

Для линий до 10 кВ, отходящих от шин электростанций, во всех случаях должны быть выполнены цепи учета, сборки зажимов, а также предусмотрены места для установки счетчиков;

5) для всех трансформаторов и линий, питающих шины основного напряжения (выше 1 кВ) собственных нужд (СН).

Счетчики устанавливаются на стороне высшего напряжения; если трансформаторы СН электростанции питаются от шин 35 кВ и выше или ответвлением от блоков на напряжении выше 10 кВ, допускается установка счетчиков на стороне низшего напряжения трансформаторов;

6) для линий хозяйственных нужд (например, питание механизмов и установок ремонтнопроизводственных баз) и посторонних потребителей, присоединенных к распределительному устройству СН электростанций;

7) для каждого обходного выключателя или для шиносоединительного (междусекционного) выключателя, используемого в качестве обходного для присоединений, имеющих расчетный учет, - два счетчика со стопорами [2].

Класс точности – не хуже $0,5S$ по активной электрической энергии. Допускается применять счетчики прямого включения (без применения в составе ИИК измерительных трансформаторов тока и напряжения) с классом точности не хуже 1,0.

Подключение по цифровым интерфейсам для автономного считывания результатов измерений и «Журнала событий», удаленного доступа и параметрирования.

Наличие энергонезависимой памяти для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 35 суток (с 01.01.2018 г. – не менее 45 суток), данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом на начало расчетного периода.

Наличие энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже $+5,0$ с/сут с внешней автоматической коррекцией, работающей в составе СОЕВ).

Автоматическое ведение «Журнала событий» счетчика, фиксирующего время и даты наступления событий:

- факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
- факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;
- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения (обязательно с 01.01.2021);
- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления.

Обеспечение защиты от несанкционированного изменения параметров счетчика, при этом защита должна быть обеспечена на программном (логическом) уровне (установка паролей) и аппаратном (физическом) уровне (установка пломб, марок и т.п.).

Предоставление доступа к результатам измерений и «Журналам событий» счетчика со стороны ИВКЭ или ИВК.

Среднее время наработки на отказ счетчика должно составлять не менее 35 000 часов, время восстановления не более $t_B = 3$ суток, межповерочный интервал – не менее 8 лет.

2.6 Требования к ИВКЭ

Общие требования к ИВКЭ

ИВКЭ обеспечивает:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналов событий» электросчетчиков) со всех ИИК, опрашиваемых непосредственно данным ИВКЭ;
- возможность масштабирования долей именованных величин электроэнергии;
- ведение «Журнала событий» ИВКЭ;
- предоставление дистанционного доступа до счетчика с сервера (АРМа АИИС КУЭ);
- предоставление доступа ИВК к результатам измерений, к данным о состоянии средств измерений, объектов измерений (при наличии автоматического сбора информации о состоянии объектов измерений);
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- синхронизацию (коррекцию) времени в ИВКЭ (допускается синхронизация времени ИВК) и коррекцию времени в счетчиках электроэнергии;
- самодиагностику с фиксацией результатов в «Журнале событий».

В «Журнале событий» ИВКЭ автоматически фиксируются время и даты наступления следующих событий:

- ввода расчетных коэффициентов измерительных каналов (коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения);
- попыток несанкционированного доступа;
- связей с ИВКЭ, приведших к каким-либо изменениям данных;
- перезапусков ИВКЭ;
- фактов корректировки времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
- результатов самодиагностики;
- отключения питания.

Наличие энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже $\pm 5,0$ с/сут с автоматической коррекцией (синхронизацией), работающих в составе СОЕВ).

ИВКЭ должен обеспечивать хранение суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, а также электропотребление (выработку) за месяц по каждому каналу не менее 35 суток (с 01.01.2018 г. – не менее 45 суток).

Подключение резервного источника питания и автоматического переключения на источник резервного питания при пропадании основного (резервного) питания (обязательно при создании АИИС).

Компоненты, входящие в состав ИВКЭ должны быть защищены от несанкционированного доступа как в аппаратной части (разъемы, функциональные модули и т.п.), так и в программно-информационном обеспечении (установка паролей).

При отсутствии ИВКЭ его функции выполняет ИВК.

Значения показателей надежности ИВКЭ не ниже:

- наработка на отказ – не менее 35 000 часов;
- время восстановления – не более 24 часов.

2.7 Требования к ИВК

Общие требования к ИВК

ИВК обеспечивает:

- периодический (1 раз в сутки) и (или) по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений со всех ИИК, ИВКЭ, опрашиваемых непосредственно данным ИВК, и состоянии объектов измерений (при наличии автоматического сбора информации о состоянии объектов измерений);
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений, данных о состоянии объектов измерений (при наличии автоматического сбора информации о состоянии объектов измерений), данных о состоянии средств измерений («Журнал событий»);
- возможность масштабирования долей именованных величин количества электроэнергии;
- синхронизацию времени в ИВК (допускается синхронизация ИВКЭ времени ИВК) и коррекцию времени в счетчиках электроэнергии и ИВКЭ, передающих информацию в данный ИВК;
- расчеты потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки в случае использования данных от АИИС в качестве замещающей информации либо для расчета величины сальдо перетоков электроэнергии по внутреннему сечению коммерческого учета;
- автоматический сбор результатов измерений и данных о состоянии средств измерений со всех ИИК, ИВКЭ, опрашиваемых данным ИВК, и состоянии объектов измерений (при наличии автоматического сбора информации о состоянии объектов измерений) после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- формирование и передачу в XML-формате по электронной почте КО и внешним организациям с электронной подписью:
 - результатов измерений;
 - данных о состоянии объектов измерений (при наличии автоматического сбора информации о состоянии объектов измерений);
- дистанционный доступ КО к компонентам АИИС;
- ведение «Журнала событий» ИВК, в котором фиксируется:

- изменение значений результатов измерений;
- изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- факт и величина синхронизации (коррекции) времени;
- пропадание питания;
- замена счетчика;
- полученные с уровней ИВКЭ «Журналы событий» ИВКЭ и ИИК.

- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;

- конфигурирование и параметрирование технических средств и программного обеспечения ИВК.

Программное обеспечение ИВК должно иметь русифицированный интерфейс пользователя (включая вспомогательные и сервисные функции).

Требования к каналу связи при организации дистанционного доступа КО к АИИС КУЭ.

3 Общие сведения. Жигулёвская ГЭС

Жигулевская ГЭС – гидроэлектростанция на реке Волге в Самарской области, в городе Жигулёвск. Входит в Волжско-Камский каскад ГЭС, являясь шестой ступенью каскада ГЭС на Волге.

Здание гидроэлектростанции расположено на правом берегу Волги, частично выходя в русло. Жигулёвская ГЭС представляет собой низконапорную русловую гидроэлектростанцию. Сооружения гидроэлектростанции имеют I класс капитальности и включают в себя земляную плотину с сопрягающими дамбами, здание ГЭС с донными водосбросами и сороудерживающим сооружением, водосбросную плотину, судоходные шлюзы с дамбами и подходными каналами, ОРУ 110, 220 и 500кВ. ОРУ 500кВ расположено на правом берегу, оборудовано 24 выключателями. ОРУ 220кВ расположено на уширении земляной плотины, оборудовано 13 элегазовыми выключателями. ОРУ 110кВ расположено на правом берегу, оборудовано 13 элегазовыми выключателями.

По сооружениям ГЭС проложены автомобильная и железная дороги.

Площадь территории, занимаемой сооружениями ПАО «РусГидро», (филиал «Жигулевская ГЭС») составляет 505 328м².

Гидроэлектростанция является второй по мощности в Европе. Основной продукцией предприятия является электроэнергия, которая вырабатывается 20-ю гидроагрегатами мощностью 125,5 МВт (ст. №№ 1,2,4,6,7-9,11-14,16-20), 120 МВт (ст. №№ 3,5,10,15), с поворотно-лопастными гидротурбинами типа ПЛ-587-ВБ-930, ПЛ-30/877-В-930 и ПЛ 30/587-В-930. Гидроагрегаты выдают электроэнергию на напряжении 13,8кВ на однофазные трансформаторы и автотрансформаторы, расположенные на здании ГЭС со стороны нижнего бьефа.

Помимо выработки электроэнергии, обеспечивает крупнотоннажное судоходство, водоснабжение, защиту от наводнений. Водохранилище Жигулёвской ГЭС является основным регулирующим водохранилищем Волжско-Камского каскада.

Режим работы Жигулевского гидроузла, устанавливается на заседании Межведомственной оперативной группы по регулированию режимов работы Волжско-Камского каскада. В зависимости от задания по суммарному среднесуточному сбросу и энергопотребления в энергосистеме, которое устанавливается ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», часть стока из Куйбышевского водохранилища может быть пропущена через донные водосбросы здания ГЭС и водопропускные отверстия водосливной плотины (холостые сбросы).

Жигулевская ГЭС осуществляет автоматическое вторичное регулирование частоты в энергосистеме, которое выполняется путем приема, преобразования и реализации управляющих воздействий, поступающих по каналам ТМ от ЦКС АРЧМ ЕЭС.

В настоящее время на Жигулёвской ГЭС производится перемаркировка оборудования за счет реконструкции проточной части гидроагрегатов, замены гидротурбин ПЛ-587-ВБ-930 с мощностью 115МВт генераторов Г1, Г2, Г4, Г6-

Г9, Г11-Г14, Г16-Г20 на гидротурбины ПЛ-30/877-В-930 с мощностью 125,5 МВт.

На рисунке 3.1. представлено географическое положение Жигулёвской ГЭС.



Рисунок 3.1 – Географическое положение Жигулёвской ГЭС

4 Определение собственного потребления электроэнергии расчетным методом

4.1 Расчет технических потерь электроэнергии в стационарной электрической сети Жигулёвской ГЭС расчетным методом

Применительно к Жигулёвской ГЭС технические потери электроэнергии в стационарной электросети включают в себя потери электроэнергии в следующем оборудовании:

- силовые трансформаторы (автотрансформаторы);
- воздушные линии;
- кабельные линии;
- токоограничивающий реактор;
- шунтирующие реакторы;
- вентильные разрядники;
- ограничители перенапряжений;
- устройства присоединения высокочастотной связи;
- трансформаторы тока;
- трансформаторы напряжения.

Технические потери электроэнергии состоят из условно-постоянных, нагрузочных потерь электроэнергии и потерь, обусловленных допустимыми погрешностями системы учета.

Условно-постоянные потери включают в себя:

- потери на холостой ход силовых трансформаторов (автотрансформаторов);
- потери на корону в воздушных линиях (ВЛ) 110 кВ и выше;
- потери в компенсирующих устройствах – шунтирующих реакторах (ШР);
- потери в системе учета электроэнергии (ТТ, ТН, счетчиках);
- потери в вентильных разрядниках (РВ), ограничителях перенапряжений (ОПН) и в устройствах присоединений высокочастотной связи (ВЧ-связи);
- потери в изоляции в КЛ;
- потери от токов утечки по изоляторам ВЛ.

Нагрузочные потери электроэнергии включают в себя:

- потери в воздушных линиях электропередачи;
- потери в кабельных линиях;
- потери в токоограничивающем реакторе;
- потери в шинпроводах;
- потери в трансформаторах (автотрансформаторах).

Ниже представлена упрощенная однолинейная схема сети Жигулёвской ГЭС (рисунок 4.1) с изображением элементов, в которых производится расчет потерь электроэнергии.

Собственные нужды гидроэлектростанции питаются через трансформаторы собственных нужд ТС, трансформаторы 1ТБ—8ТБ от каждой трансформаторной группы (от одной из её обмоток генераторного напряжения).

Учет электроэнергии на собственные нужды станции производится по высшему напряжению трансформаторов «1ТС», «2ТС» на ОРУ-110 кВ и учитывает потери в них, в сети СН, включая потери во всех общестанционных трансформаторах 10,5/0,4-0,23кВ, которые подключены к КРУ-10,5кВ, и расход электроэнергии на хозяйственные нужды ГЭС.

Однолинейная схема присоединения электрооборудования входящего в ОАО «РусГидро» (Жигулевская ГЭС) к внешней сети

ОАО «РусГидро»
Начальник Департамента
управления режимами
Т.Р. Хазинашвили
2011г.

Филиал ОАО «РусГидро» - «Жигулевская ГЭС»
Директор
О.В. Лесков
2011г.

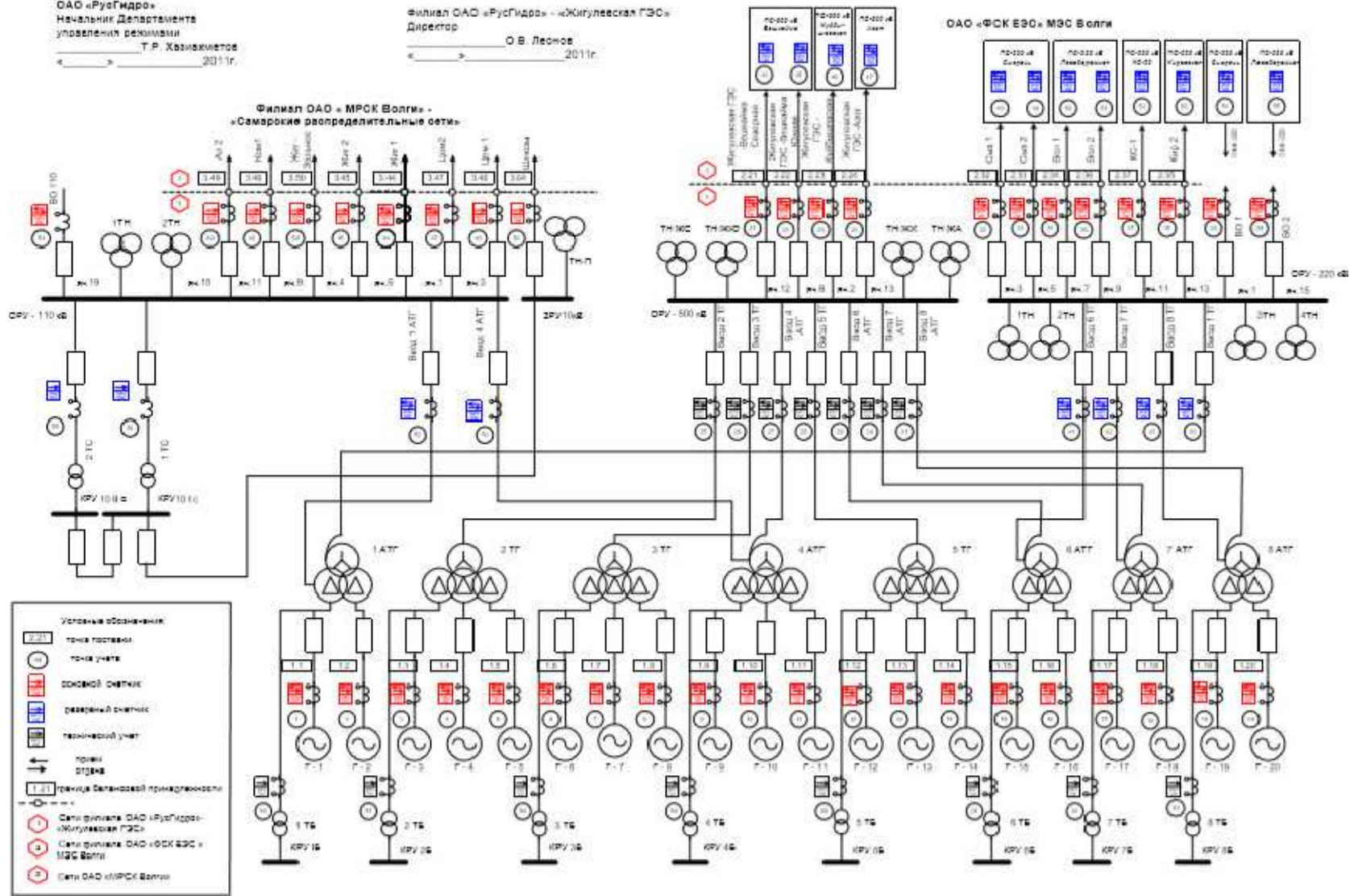


Рисунок 4.1 - Упрощенная однолинейная схема элементов сети Жигулёвской ГЭС

Для непосредственного расчета потерь в соответствии с однолинейной схемой составляется перечень оборудования с указанием номинальных параметров, представленных в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Перечень оборудования для расчета технических потерь Жигулёвской ГЭС с указанием номинальных параметров

Наименование оборудования	Станционное обозначение	Тип оборудования	Место расположения	Основные параметры	
				Параметр	Значение
Гидрогенератор	Г3, Г5, Г10, Г15	СВ 1500/200-88	-	SN, МВА	133,3
				PN, МВт	120
				Uнст, В	13800
				Iнст, А	5350
				Uнр, В	380
				Iнр, А	1900
Гидрогенератор	Г1, Г2, Г4, Г6-Г9, Г11-Г14, Г16-Г20	СВ1 1500/200-88	-	SN, МВА	139,4
				PN, МВт	125,5
				Uнст, В	13800
				Iнст, А	5840
				Uнр, В	380
				Iнр, А	1920
Автотрансформатор	1ТГ	АОРЦТ-90000/220/110	-	SN, кВА	3*90000
				Uвн, кВ	242
				Uнн, кВ	13,8
				Iвн, А	-
				Iнн, А	-
				ΔPxx, кВт	63
				ΔPкз, кВт	180,0
Силовой однофазный трансформатор	2ТГ, 3ТГ, 5ТГ	ОРЦ-135000/500	-	SN, кВА	3*135000
				Uвн, кВ	525
				Uнн, кВ	13,8
				Iвн, А	-
				Iнн, А	-
				ΔPxx, кВт	303
				ΔPкз, кВт	270,0
Автотрансформатор	4ТГ	АОРЦТ135000/500/110	-	SN, кВА	3*135000
				Uвн, кВ	525
				Uнн, кВ	13,8
				Iвн, А	-
				Iнн, А	-
				ΔPxx, кВт	510,0
				ΔPкз, кВт	270,0

Продолжение таблицы 4.1

Наименование оборудования	Станционное обозначение	Тип оборудования	Место расположения	Основные параметры	
				Параметр	Значение
Автотрансформатор	6ТГ- 8ТГ	АОРЦТ135000/ 500/220	-	S _н , кВА	3*135000
				U _{вн} , кВ	525
				U _{нн} , кВ	13,8
				I _{вн} , А	-
				I _{нн} , А	-
				ΔP _{хх} , кВт	390,0
				ΔP _{кз} , кВт	270,0
Трансформатор СН	1ТС, 2ТС	ТМ	Питание шин 10кВ распределительных устройств КРУ-10кВ-Іс и КРУ-10кВ-Іс	S _н , кВА	10000
				U _{вн} , кВ	121
				ΔP _{хх} , кВт	43,65
				ΔP _{кз} , кВт	106,19
Трансформатор СН	7ТС, 8ТС	ТС	Питание собственных нужд ОРУ-500кВ	S _н , кВА	560
				U _{вн} , кВ	10
				ΔP _{хх} , кВт	-
				ΔP _{кз} , кВт	-
Трансформатор СН	11ТС, 12ТС	ТМ	Питание собственных нужд ОРУ-110кВ	S _н , кВА	180
				U _{вн} , кВ	10
				ΔP _{хх} , кВт	1,2
				ΔP _{кз} , кВт	-
Трансформатор СН	9ТС, 10ТС	аТSE	Питание собственных нужд ОРУ-220кВ	S _н , кВА	250
				U _{вн} , кВ	10
				ΔP _{хх} , кВт	0,58
				ΔP _{кз} , кВт	3,3
Трансформатор СН	3ТС-6ТС, 13ТС, 14ТС	ТС	Питание общестанционных собственных нужд напряжением 0,4кВ, питание потребителей монтажного блока	S _н , кВА	750
				U _{вн} , кВ	10,5/0,4
				ΔP _{хх} , кВт	3,1
				ΔP _{кз} , кВт	9,8
Трансформатор СН	1ТО-4ТО	ТС	Освещение здания ГЭС	S _н , кВА	180
				U _{вн} , кВ	10,5/0,4
				ΔP _{хх} , кВт	1,84
				ΔP _{кз} , кВт	2,86

Продолжение таблицы 4.1

Наименование оборудования	Станционное обозначение	Тип оборудования	Место расположения	Основные параметры	
				Параметр	Значение
Трансформатор СН	1ТБ-8ТБ	ТС-560	Питание шин 0,4кВ КРУ-0,4 - 1Б ÷ 8Б	S _н , кВА	560
				U _{вн} , кВ	13,8/0,4
				ΔP _{хх} , кВт	3,5
				ΔP _{кз} , кВт	7,4
Трансформатор СН	15ТС-18ТС	ТС	Питание потребителей отметки 50,5 и котельной служебного корпуса, питание потребителей СУСа	S _н , кВА	1000
				U _{вн} , кВ	10,5/0,4
				ΔP _{хх} , кВт	4,9
				ΔP _{кз} , кВт	15
Трансформатор СН	19ТС-23ТС	RESIBLOC	Питание потребителей водосливной плотины	S _н , кВА	630
				U _{вн} , кВ	10,5/0,4
				ΔP _{хх} , кВт	1,5
				ΔP _{кз} , кВт	9,4
Трансформатор СН	31ТС	ТМ	Питание базы оборудования	S _н , кВА	160
				U _{вн} , кВ	10,5/0,4
				ΔP _{хх} , кВт	0,46
				ΔP _{кз} , кВт	2,65
Трансформатор СН	32ТС-33ТС	ТМГ	Питание теплицы, ПЧ-23, стройдвора	S _н , кВА	630
				U _{вн} , кВ	10,5/0,4
				ΔP _{хх} , кВт	1,4
				ΔP _{кз} , кВт	7,7
Трансформатор СН	ТСН-Ю, ТСН-С	ТСКС		S _н , кВА	38
				U _{вн} , кВ	10/0,4
				ΔP _{хх} , кВт	0,3
				ΔP _{кз} , кВт	0,5
Трансформатор СН	26ТС	ТМ	Питание КНД-1, КНД-2	S _н , кВА	1000
				U _{вн} , кВ	10,5/6
				ΔP _{хх} , кВт	0,73
				ΔP _{кз} , кВт	2,4
Трансформатор СН	5ТО	ТМ	Наружное освещение территории ГЭС	S _н , кВА	250
				U _{вн} , кВ	10,5/0,4
				ΔP _{хх} , кВт	0,55
				ΔP _{кз} , кВт	4,1
Трансформатор СН	27ТС-28ТС	ТМ	Питание щита собственных нужд 0,4кВ ОПУ-500кВ	S _н , кВА	250
				U _{вн} , кВ	10,5/0,4
				ΔP _{хх} , кВт	0,82
				ΔP _{кз} , кВт	3,7

Продолжение таблицы 4.1

Наименование оборудования	Станционное обозначение	Тип оборудования	Место расположения	Основные параметры	
				Параметр	Значение
Трансформатор СН	29ТС, 30ТС	ТМ	Питание здания ВОХР	Sn, кВА	630
				Uвн, кВ	10,5/0,4
				ΔРхх, кВт	1,56
				ΔРкз, кВт	7,6
Трансформатор СН	34ТС-35ТС	ТМЗ	Питание помещения складского хозяйства и стройдвора	Sn, кВА	1000
				Uвн, кВ	10,5/0,4
				ΔРхх, кВт	1,65
				ΔРкз, кВт	10,8
Трансформатор СН	36ТС	ТМ	Питание КНД-3, КНД-4	Sn, кВА	1600
				Uвн, кВ	10,5/0,4
				ΔРхх, кВт	-
				ΔРкз, кВт	-
Трансформатор СН	6ТО, 7ТО	ТМГ	Освещение дороги на земляной плотине	Sn, кВА	63
				Uвн, кВ	10,5/0,4
				ΔРхх, кВт	0,22
				ΔРкз, кВт	1,3
Трансформатор тока	ТГФ-220, ТГФ-110		Ячейки присоединений ОРУ-110, 220 кВ	Un, кВ	110 (220)
				In, А	750/1500 (1200/600)
				I2н, А	1
				кл.г.	0,2
Шунтирующий реактор	РС-220	TRENCH CLR-1050/325/149.3	ОРУ 220кВ	Sn, кВА	71,5
				Uном, кВ	220
				Uср, кВ	228
				ΔРкз, кВт	87
Дугогасящий реактор	ДГР1 (2)		КРУ 10кВ, I – II секции	Sn, кВА	243
				Uвн, кВ	10,5
				In, А	40
				ΔРкз, кВт	-
Шунтирующий реактор (бетонный реактор)	Р1Б – Р8Б	РБ-15-100-2,5%	Подключение блочных трансформаторов 1ТБ-8ТБ к обмоткам 13,8кВ	Sn, кВА	1,5
				Uном, кВ	15
				Uср, кВ	13,8
				ΔРкз, кВт	222

Продолжение таблицы 4.1

Наименование оборудования	Станционное обозначение	Тип оборудования	Место расположения	Основные параметры	
				Параметр	Значение
Воздушный переход 3-7ТГ			Трансформаторные группы - ОРУ 500кВ	Уном, кВ	500
				Число и сечение проводов в фазе	2*509
				Кол-во цепей	1
				Длина линии, км	3,5
Воздушный переход 2,8ТГ			Трансформаторные группы - ОРУ 500кВ	Уном, кВ	500
				Число и сечение проводов в фазе	2*700
				Кол-во цепей	1
				Длина линии, км	1,2
Воздушный переход 6 ТГ			Трансформаторные группы - ОРУ 220кВ	Уном, кВ	220
				Число и сечение проводов в фазе	2*240
				Кол-во цепей	1
				Длина линии, км	0,6
Воздушный переход 1 ТГ			Трансформаторные группы - ОРУ 110кВ	Уном, кВ	110
				Число и сечение проводов в фазе	2*240
				Кол-во цепей	1
				Длина линии, км	0,6
Воздушный переход 4 ТГ			Трансформаторные группы - ОРУ 110кВ	Уном, кВ	110
				Число и сечение проводов в фазе	2*480
				Кол-во цепей	1
				Длина линии, км	0,8
Кабель 220 кВ		2XS(FL)2Y 1x1600RMS83+ 2TFO 127/220(245)кV	Кабель 220 кВ между ОРУ-220кВ и воздушными линиями Сыз1 и Сыз2	Un, кВ	220
				Sn, МВА	400
				In, А	-
				l, м	1420/1427/1425

Продолжение таблицы 4.1

Наименование оборудования	Станционное обозначение	Тип оборудования	Место расположения	Основные параметры	
				Параметр	Значение
Вентильный разрядник	-	РВС-220	6ТГ, 7ТГ, 8ТГ трансформаторная эстакада	Ун, кВ	220
				Иразр, кА	-
				Упр, кВ	250
Вентильный разрядник	-	РВС-110	1ТГ, 4ТГ трансформаторная эстакада	Ун, кВ	110
				Иразр, кА	-
				Упр, кВ	250
Вентильный разрядник	-	РВС-33		Ун, кВ	27
				Иразр, кА	-
				Упр, кВ	80
Вентильный разрядник	-	РВС-30		Ун, кВ	24
				Иразр, кА	-
				Упр, кВ	62,5
Вентильный разрядник	-	РВМ-15	3ТГ, 8ТГ - трансформаторная эстакада	Ун, кВ	15
				Иразр, кА	-
				Упр, кВ	43
Ограничитель перенапряжений	ОПН	ОПН-500	-	Ун, кВ	500
				Количество, шт	11
Ограничитель перенапряжений	ОПН	ОПНГ-220	-	Ун, кВ	500
				Количество, шт	4
Ограничитель перенапряжений	ОПН	ОПН-110	-	Ун, кВ	110
				Количество, шт	5
Вентильный разрядник	РВС	РВС-220	-	Ун, кВ	110
				Количество, шт	5
Вентильный разрядник	РВМ	РВМ-15	-	Ун, кВ	15
				Количество, шт	3
Трансформатор тока	ТТ	ТТ-500	-	Ун, кВ	500
				Количество, шт	28
Трансформатор тока	ТТ	ТТ-220	-	Ун, кВ	220
				Количество, шт	15
Трансформатор тока	ТТ	ТТ-110	-	Ун, кВ	110
				Количество, шт	13
Трансформатор тока	ТТ	ТТ-10	-	Ун, кВ	10
				Количество, шт	46
Трансформатор тока	ТТ	ТТ-6	-	Ун, кВ	6
				Количество, шт	4

Окончание таблицы 4.1

Наименование оборудования	Станционное обозначение	Тип оборудования	Место расположения	Основные параметры	
				Параметр	Значение
Трансформатор напряжения	ТН	ТН-500	-	Ун, кВ	500
				Количество, шт	4
Трансформатор напряжения	ТН	ТН-220	-	Ун, кВ	220
				Количество, шт	4
Трансформатор напряжения	ТН	ТН-110	-	Ун, кВ	110
				Количество, шт	2
Трансформатор напряжения	ТН	ТН-13,8	-	Ун, кВ	13,8
				Количество, шт	20
Трансформатор напряжения	ТН	ТН-10	-	Ун, кВ	10
				Количество, шт	3
Трансформатор напряжения	ТН	ТН-6	-	Ун, кВ	6
				Количество, шт	2
Устройства присоединения ВЧ-связи	УПВЧ	УПВЧ-500	-	Ун, кВ	500
				Количество, шт	12
Устройства присоединения ВЧ-связи	УПВЧ	УПВЧ-220	-	Ун, кВ	220
				Количество, шт	9
Устройства присоединения ВЧ-связи	УПВЧ	УПВЧ-110	-	Ун, кВ	110
				Количество, шт	4

4.2 Расчет условно-постоянных потерь электроэнергии

На основании данных, представленных в таблице 4.1, произведем расчет потерь электроэнергии в станционной сети Жигулёвской ГЭС согласно методике расчета расхода электроэнергии на собственные нужды и потерь электроэнергии при производстве и поставке электроэнергии электрическими станциями на оптовый рынок электроэнергии [11].

Условно-постоянные потери – это часть технических потерь в электрических сетях, не зависящая от передаваемой мощности.

Потери электроэнергии холостого хода в силовом трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta W_{XX} = \Delta P_{XX} \cdot T \cdot \left(\frac{U_{cp}}{U_{ном}} \right)^2, \quad (4.1)$$

где ΔW_{XX} – потери ЭЭ холостого хода, кВт·ч;

ΔP_{XX} – номинальное значение потерь мощности холостого хода в силовом трансформаторе, определяемое по его паспортным данным, кВт;

T – число часов работы силового трансформатора в расчетном периоде, ч;

U_{CP} – среднее значение фактического напряжения обмотки высшего напряжения трансформатора за расчетный период T , кВ;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение трансформатора, кВ.

На Жигулёвской ГЭС установлены силовые трансформаторы типа ОРЦ-135000/500, автотрансформаторы типа АОРЦТ-90000/220/110, АОРЦТ135000/500/110, АОРЦТ135000/500/220, а также силовые трансформаторы собственных нужд типа ТНД-10/110, ТС-560. За время расчетного периода приняты календарные месяцы 2017 года, за исключением времени простоя оборудования вследствие ремонта.

Расчитанные потери электроэнергии в стали силовых блочных трансформаторов за 2017 год представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Потери электроэнергии в стали силовых блочных трансформаторов за 2017 год

Станционное обозначение и номер	Тип трансформатора	$U_{НОМ}$, кВ	Часы работы	ΔW_{XX} , кВт·ч
1ТГ	АОРЦТ-90000/220/110	242	8472	1421303,133
2ТГ	ОРЦ-135000/500	525	8472	2422424,895
3ТГ	ОРЦ-135000/500	525	8472	3237894,661
4ТГ	АОРЦТ135000/500/110	525	8472	4077348,833
5ТГ	ОРЦ-135000/500	525	8400	3210377,143
6ТГ	АОРЦТ135000/500/220	525	8400	3091474,286
7ТГ	АОРЦТ135000/500/220	525	8400	3091474,286
8ТГ	АОРЦТ135000/500/220	525	2232	821448,8816
Всего				21373746,12

Потери электроэнергии в стали трансформаторов собственных нужд за 2017 год представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Потери электроэнергии в стали трансформаторов собственных нужд за 2017 год

Станционное обозначение и номер	Тип трансформатора	U _{ном} , кВ	Часы работы	ΔW _{xx} , кВт·ч
1ТС	ТНД-10/110	115	8472	383215,82
2ТС	ТНД-10/110	115	8472	383215,82
1ТБ	ТС-560	10	8472	29652,00
2ТБ	ТС-560	10	8472	29652,00
3ТБ	ТС-560	10	8472	29652,00
4ТБ	ТС-560	10	8472	29652,00
5ТБ	ТС-560	10	8400	29400,00
6ТБ	ТС-560	10	8400	29400,00
7ТБ	ТС-560	10	8400	29400,00
8ТБ	ТС-560	10	2232	7812,00
Всего				981051,64

Расчет потерь электроэнергии на корону при отсутствии данных о продолжительности типов погоды проводится на основе данных об удельных потерях электроэнергии для конкретного региона (таблица Г.1 - Г.2, Приложение А).

Потери электроэнергии на корону при отсутствии данных о продолжительностях видов погоды в течение расчетного периода определяются по формуле:

$$\Delta W_K = L \cdot \Delta W_{Ki} \cdot 10^{-3}, \quad (4.2)$$

где ΔW_K – потери ЭЭ на корону, кВт·ч;

ΔW_{Ki} – удельные годовые потери электроэнергии на корону (таблица А1, Приложение А), тыс.кВт·ч/км в год;

L – длина линии, км.

Самарская область в соответствии с территориальным разделением Российской Федерации относится к четвертому региону. Потери электроэнергии на корону за 2017 год представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Потери электроэнергии на корону за 2017 год

Диспетчерское наименование линии	U _{ном} , кВ	Число и сечение проводов в фазе	Длина, L, км	Удельные потери электроэнергии на корону, тыс.кВт·ч/км в год	ΔW _к , кВт·ч
Воздушный переход 3-7ТГ	500	2x509	3,5	93,2	326,20
Воздушный переход 2,8ТГ	500	2x700	1,2	93,2	111,84
Воздушный переход 6ТГ	220	2x240	0,6	24,7	14,82
Воздушный переход 1ТГ	110	2x240	0,6	0,72	0,43
Воздушный переход 4ТГ	110	2x480	0,8	1,72	453,29
Всего					906,58

Расчет потерь электроэнергии в изоляции силовых кабелей выполняется по формуле (4.3) с использованием удельной зарядной мощности кабеля по паспортным данным завода-изготовителя.

$$\Delta W_{кл} = Q_0 \cdot L \cdot tg\delta \cdot T, \quad (4.3)$$

где Q_0 – удельная зарядная мощность кабеля по его паспортным данным, квар/км;

L – длина КЛ, км;

$tg\delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь по данным заводов - изготовителей кабелей. При отсутствии таких данных допускается принимать $tg\delta=0,004$;

T – число часов работы кабельной линии в отчетном периоде, ч.

Потери электроэнергии в изоляции силовых кабелей за 2017 год представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Потери электроэнергии в изоляции силовых кабелей за 2017 год

Наименование КЛ	Марка и сечение КЛ	U _{ном} , кВ	Длина линии, км	Удельные потери электроэнергии в изоляции силовых кабелей, тыс.кВт ч/км	DW _{кл} , кВт ч
1,7,8ТГ	МВДТ- 550/220	220	1,77	98	173460
КЛ-10кВ	-	10	50	1	50000
КЛ-6кВ	-	6	3	0,33	990
Всего					224450,00

Потери электроэнергии в шунтирующем реакторе определяются на основе приведенных в паспортных данных потерь мощности по формуле:

$$\Delta W_{ШР} = \Delta P_{ХР} \cdot T \cdot \left(\frac{U_{ср}}{U_{ном}} \right)^2, \quad (4.4)$$

где $\Delta W_{ШР}$ – потери ЭЭ в шунтирующем реакторе, кВт·ч;

$\Delta P_{ХР}$ – номинальное значение потерь мощности холостого хода шунтирующего реактора, определяемое по его паспортным данным, кВт;

T – число часов работы реактора в расчетном периоде, ч;

$U_{ср}$ – среднее значение фактического напряжения на шунтирующем реакторе, кВ;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение шунтирующего реактора, кВ.

Потери электроэнергии в шунтирующих реакторах за 2017 год представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Потери электроэнергии в шунтирующих реакторах за 2017 год

Станционное обозначение и номер	Тип	U _{ном} , кВ	Часы работы	$\Delta W_{ШР}$, кВт·ч
Р-1Б	РБ-15	15	8472	1591895,578
Р-2Б	РБ-16	15	8472	1591895,578
Р-3Б	РБ-17	15	8472	1591895,578
Р-4Б	РБ-18	15	8472	1591895,578
Р-5Б	РБ-19	15	8400	1578366,72

Окончание таблицы 4.6

Станционное обозначение и номер	Тип	Уном, кВ	Часы работы	$\Delta W_{\text{ШР}}$, кВт·ч
Р-6Б	РБ-20	15	8400	1578366,72
Р-7Б	РБ-21	15	8400	1578366,72
Р-8Б	РБ-22	15	2232	419394,5856
РС-220	TRENCH CLR-1050/325/149.3	220	8472	791643,2846
Всего				2 383 538,862

Потери электроэнергии в вентильных разрядниках (РВ), ограничителях перенапряжения (ОПН), устройствах присоединения высокочастотной связи (УПВЧ), измерительных трансформаторах тока и напряжения (ТТ, ТН) рассчитываются в зависимости от величины удельных потерь электроэнергии для каждого устройства.

Потери электроэнергии в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжения, устройствах присоединения высокочастотной связи, измерительных трансформаторах тока и напряжения определяются в соответствии по формуле:

$$\Delta W = \sum \Delta W_i \cdot n_i \cdot 10^3, \quad (4.5)$$

где ΔW – суммарные потери электроэнергии в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, измерительных трансформаторах тока и напряжения и устройствах присоединения ВЧ связи, кВт·ч;

ΔW_i – удельные годовые потери электроэнергии в РВ, ОПН, УПВЧ, ТТ и ТН, тыс.кВт·ч в год;

n_i – количество i -ого оборудования.

Потери электроэнергии в РВ, ОПН, УПВЧ, ТТ, ТН за 2017 год представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Потери электроэнергии в РВ, ОПН, УПВЧ, ТТ, ТН за 2017 год

Вид оборудования	Uном, кВ	Потери электроэнергии, тыс. кВт ч в год на шт.	Потери электроэнергии, кВт ч
ОПН	500	3,940	43340
ОПН	220	0,740	2960
ОПН	110	0,220	1100
РВС	220	1,590	4770
РВМ	15	0,033	165
ОПН	15	0,002	6
ТТ	500	5,000	140000
ТТ	220	2,200	33000
ТТ	110	1,100	14300
ТТ	10	0,100	4600
ТТ	6	0,060	240
ТН	500	28,900	115600
ТН	220	13,100	52400
ТН	110	11,000	22000
ТН	13,8	2,350	47000
ТН	10	1,900	5700
ТН	6	1,540	3080
УПВЧ	500	3,240	38880
УПВЧ	220	0,430	3870
УПВЧ	110	0,220	880
Всего			173810,00

Расчет потерь электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушных линий производится на основе данных по удельным потерям мощности в зависимости от региона расположения станции (таблица А.2, Приложение А).

Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам воздушной линии 6(10) - 750 кВ при отсутствии данных о продолжительностях различных погодных условий определяются по формуле:

$$\Delta W_{TY} = L \cdot \Delta W_{TYi} \cdot 10^3, \quad (4.6)$$

где ΔW_{TY} – потери ЭЭ от токов утечки, кВт·ч;

L – длина линии, км.

ΔW_{TYi} – удельные годовые потери электроэнергии от токов утечки, тыс.кВт.ч/км (таблица А.3, Приложение А).

Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ за 2017 год представлены в таблице 4.8

Таблица 4.8 – Потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ за 2017 год

Наименование линии	Уном, кВ	Удельные годовые потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам, тыс. кВт ч /км	ΔW_{TY} , кВт·ч
Воздушный переход 3-7ТГ	500	4,75	16625,00
Воздушный переход 2,8ТГ	500	4,75	5700,00
Воздушный переход 6ТГ	220	2,1	1260,00
Воздушный переход 1ТГ	110	1,68	1008,00
Воздушный переход 4ТГ	110	1,68	1344,00
Всего			25937,00

4.3 Расчет нагрузочных потерь электроэнергии

Нагрузочные (переменные) потери – это потери в линиях, силовых трансформаторах и токоограничивающих реакторах. Величина нагрузочных потерь электроэнергии зависит от количества электроэнергии, выработанной станцией за определенный промежуток времени. Рассмотрим расчет нагрузочных потерь электроэнергии методом средних нагрузок.

Нагрузочные потери электроэнергии в воздушной линии электропередачи за расчетный период определяются по формуле:

$$\Delta W_{нВЛ} = k_k \cdot \Delta P_{cp} \cdot T \cdot k_{\phi}^2, \quad (4.7)$$

где $\Delta W_{нВЛ}$ – нагрузочные потери электроэнергии, кВт·ч;

k_k – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается равным 0,99), о.е.;

ΔP_{cp} – потери мощности в ВЛ при средних за расчетный интервал нагрузках узлов, кВт, определяются по формуле (9.8);

T – число часов в расчетном периоде, ч;

k_ϕ – коэффициент формы графика за расчетный период (принимается равным 1,33), о.е.

Переменные потери мощности при средних за расчетный период нагрузках в ВЛ 6(10) кВ и выше определяются по формуле:

$$\Delta P_{cp} = 3 \cdot I_{cp}^2 \cdot R = \frac{P_{cp}^2 + Q_{cp}^2}{U_{cp}^2} \cdot R, \quad (4.8)$$

где I_{cp} – среднее значение токовой нагрузки, А;

R – активное сопротивление ВЛ;

P_{cp}, Q_{cp} – средние значения активной и реактивной мощности за расчетный период T , кВт, кВАр;

U_{cp} – среднее напряжение элемента, кВ.

Активное сопротивление ВЛ определяется в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$R_{ВЛ} = r_0^{20} \cdot \frac{L}{n_\psi}, \quad (4.9)$$

где $R_{ВЛ}$ – активное сопротивление ВЛ, Ом;

r_0^{20} – активное удельное сопротивление провода при его температуре 20°C, Ом/км;

L – длина линии, км;

n_ψ – количество цепей, шт.

В формуле (4.9) принимается, что при средней загрузке линий ниже экономической плотности тока, температура провода приблизительно равна температуре воздуха.

Нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ за 2017 год представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Нагрузочные потери электроэнергии в ВЛ за 2017 год

Диспетчерское наименование линии	Класс напряжения, кВ	Число и сечение проводов в фазе	Часы работы	$\Delta W_{\text{нвл}}$, кВт·ч
Воздушный переход 4ТГ	500	2x509	8472	1 428 176,50
Воздушный переход 6ТГ	500	2x510	8400	62 728,00
Воздушный переход 7ТГ	500	2x511	8472	1 179 206,00

Окончание таблицы 4.9

Диспетчерское наименование линии	Класс напряжения, кВ	Число и сечение проводов в фазе	Часы работы	$\Delta W_{\text{нвЛ}}$, кВт·ч
Воздушный переход 8ТГ	500	2х700	1536	119 123,50
Воздушный переход 6ТГ	220	2х240	8400	1 437 962,06
Воздушный переход 1ТГ	110	2х240	8472	652 710,47
Воздушный переход 4ТГ	110	2х480	8472	234 958,68
Всего				264876,75

Нагрузочные потери электроэнергии в кабельной линии ($\Delta W_{\text{нКЛ}}$, кВт·ч) за расчетный период определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{нКЛ}} = \sum 3 \cdot R_{\text{КЛ}} \cdot I_{\text{КЛ}}^2 \cdot T = \sum \frac{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}{U_{\text{ср}}^2} \cdot R \cdot T, \quad (4.10)$$

где $R_{\text{КЛ}}$ – активное сопротивление КЛ, Ом;
 $I_{\text{КЛ}}$ – токовая нагрузка КЛ, принимаемая на интервале времени Δt ; неизменной, А;
 $P_{\text{КЛj}}$, $Q_{\text{КЛj}}$ – значения активной и реактивной мощности КЛ, принимаемые на интервале времени T неизменными, кВт, квар, соответственно;
 $U_{\text{ср}}$ – значение напряжения на КЛ, принятое на интервале T неизменным, кВ;
 T – число часов в интервале времени, ч.
 Активное сопротивление КЛ определяется в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$R_{\text{КЛ}} = r_0 \cdot L \cdot n_{\text{ц}}, \text{ Ом}, \quad (4.11)$$

где r_0 – активное удельное сопротивление кабеля (паспортные или справочные данные провода), Ом/км;
 L – длина кабеля по цепям, км;
 $n_{\text{ц}}$ – количество цепей, шт.

Нагрузочные потери электроэнергии в КЛ 220кВ за 2017 год представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Нагрузочные потери электроэнергии в кабельных линиях за 2017 год

Диспетчерское наименование линии	Класс напряжения, кВ	Сечение КЛ	Часы работы	$\Delta W_{\text{нвл}}$, кВт·ч
КЛ 1 ТГ	220	550	8472	983,20
КЛ 2 ТГ	220	550	8472	7,12
КЛ 3 ТГ	220	550	1536	14876,14
Всего				15866,46

Нагрузочные потери электроэнергии в двухобмоточном трансформаторе (силовые трансформаторы Жигулёвской ГЭС) за расчетный период определяются по формуле 9.7.

Активное сопротивление двухобмоточного трехфазного трансформатора определяется в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2}, \quad (4.12)$$

где R_T – активное сопротивление, Ом;

ΔP_{K3} – потери мощности короткого замыкания, МВт;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ;

$S_{\text{ном}}$ – полная номинальная мощность трансформатора, МВА.

Нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах, и в реакторе за 2017 год представлены в таблицах 4.11 - 4.13.

Таблица 4.11 – Нагрузочные потери электроэнергии в двухобмоточных трансформаторах за 2017 год

Станционное обозначение	Тип	U _{ном} , кВ		Часы работы	$\Delta W_{\text{н тр}}$, кВт·ч
		U _{вн}	U _{нн}		
2ТГ	ОРЦ-135/500	525	13,8	8472	2,835E-05
3ТГ	ОРЦ-135/500	525	13,8	8472	3,424E-05
5ТГ	ОРЦ-135/500	525	13,8	8400	1,730E-04
1ТС	ТНД-10/110	115	10	8472	6,781E+04
2ТС	ТНД-10/110	115	10	8472	4,252E+04
1ТБ	ТС-560	13,8	0,4	8472	1,807E+02
2ТБ	ТС-560	13,8	0,4	8472	1,470E+03
3ТБ	ТС-560	13,8	0,4	8472	4,682E+02

Окончание таблицы 4.11

Станционное обозначение	Тип	U _{ном} , кВ		Часы работы	$\Delta W_{нтр}$, кВт·ч
		U _{вн}	U _{нн}		
4ТБ	ТС-560	13,8	0,4	8472	1,333E+03
5ТБ	ТС-560	13,8	0,4	8400	5,337E+02
6ТБ	ТС-560	13,8	0,4	8400	1,600E+02
7ТБ	ТС-560	13,8	0,4	8400	3,050E+02
8ТБ	ТС-560	13,8	0,4	2232	9,347E+02
Всего					115 716,9

Таблица 4.12 – Нагрузочные потери электроэнергии в автотрансформаторах и трехобмоточных трансформаторах 2017 год

Станционное обозначение	Тип	U _{ном} , кВ			Часы работы	$\Delta W_{нтр}$, кВтч
		U _{вн}	U _{сн}	U _{нн}		
1ТГ	АОРЦТ-90/220/110	242	121	13,8	8472	3116696,2
4ТГ	АОРЦТ-135/500/110	525	242	13,8	8472	2083477,2
6ТГ	АОРЦТ-135/500/220	525	242	13,8	8400	1712761,1
7ТГ	АОРЦТ-135/500/220	525	242	13,8	8400	1128591,9
8ТГ	АОРЦТ-135/500/220	525	242	13,8	2232	1924632,8
Всего					9966159,211	

Таблица 4.13 – Нагрузочные потери электроэнергии в токоограничивающем реакторе за 2017 год

Станционное обозначение	Тип	U _{ном} , кВ	Часы работы	$\Delta W_{н ат}$, кВт·ч
РС-220	TRENCH CLR-1050/325/149.3	220	8472	1240950,9
Всего				1240950,9

4.4 Анализ расчета потерь электрической энергии в станционной сети Жигулёвской ГЭС

Для анализа структуры потерь энергии, полученные результаты расчетов сведем в итоговую таблицу 4.14.

Таблица 4.14 – Сводные технические потери электроэнергии в сети Жигулёвской ГЭС за 2017 год

Оборудование	Потери, кВт·ч
Потери холостого хода, Σ	25 163 440,20
Силовые трансформаторы (блочные)	21373746,12
Трансформаторы собственных нужд	981051,6355
Корона в воздушных линиях	906,584
Изоляция силовых кабелей 220кВ	224450
Шунтирующие реакторы	2383538,862
РВ, ОПН, ТТ, ТН, УПВЧ	173810,0
Потери от токов утечки по изоляторам	25937
Нагрузочные потери, Σ	11 603 570,33
Токоограничивающий реактор	21373746,12
Двухобмоточные трансформаторы	981051,6355
Автотрансформаторы и 3-х обмоточные	906,584
Кабельные линии	224450
Воздушные линии	2383538,862
Технические потери, Σ	36 767 010,53

Определим процентное содержание каждого вида потерь в общей структуре. Процентное содержание условно-постоянных и нагрузочных потерь представлено на рисунках 4.2, 4.3.

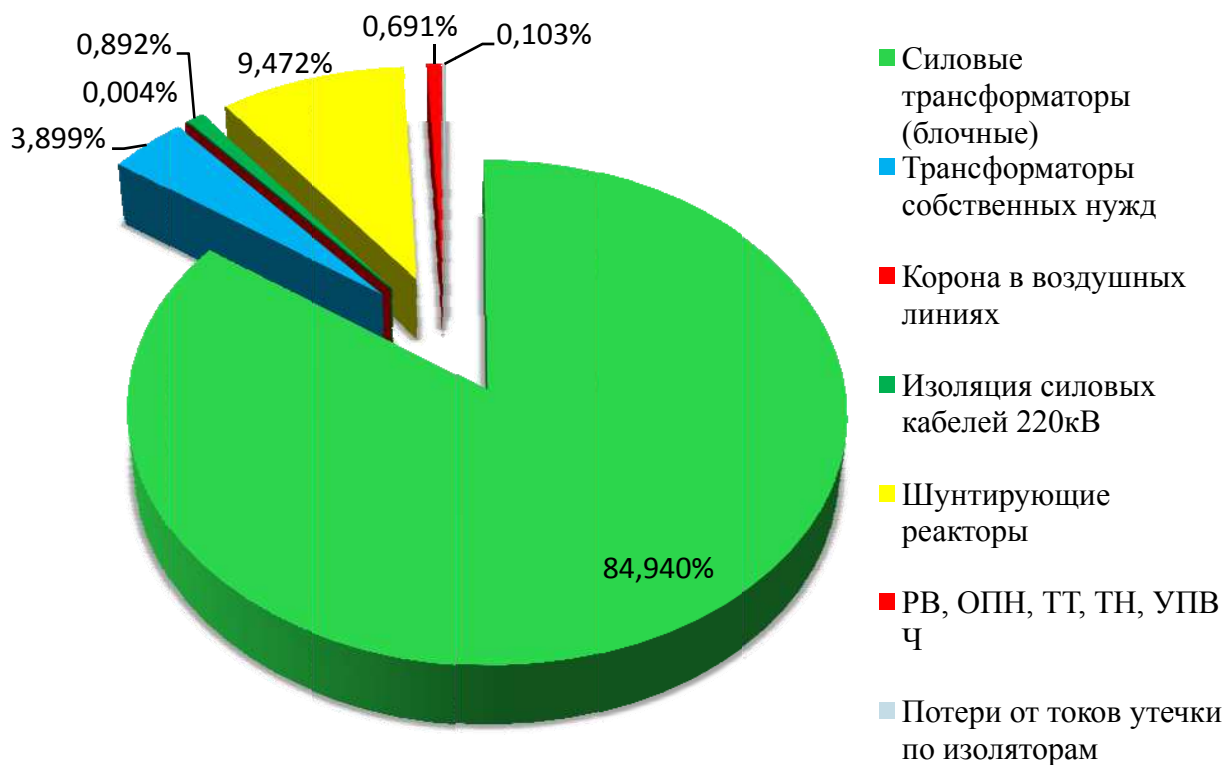


Рисунок 4.2 - Условно-постоянные потери Жигулёвской ГЭС за 2017 год

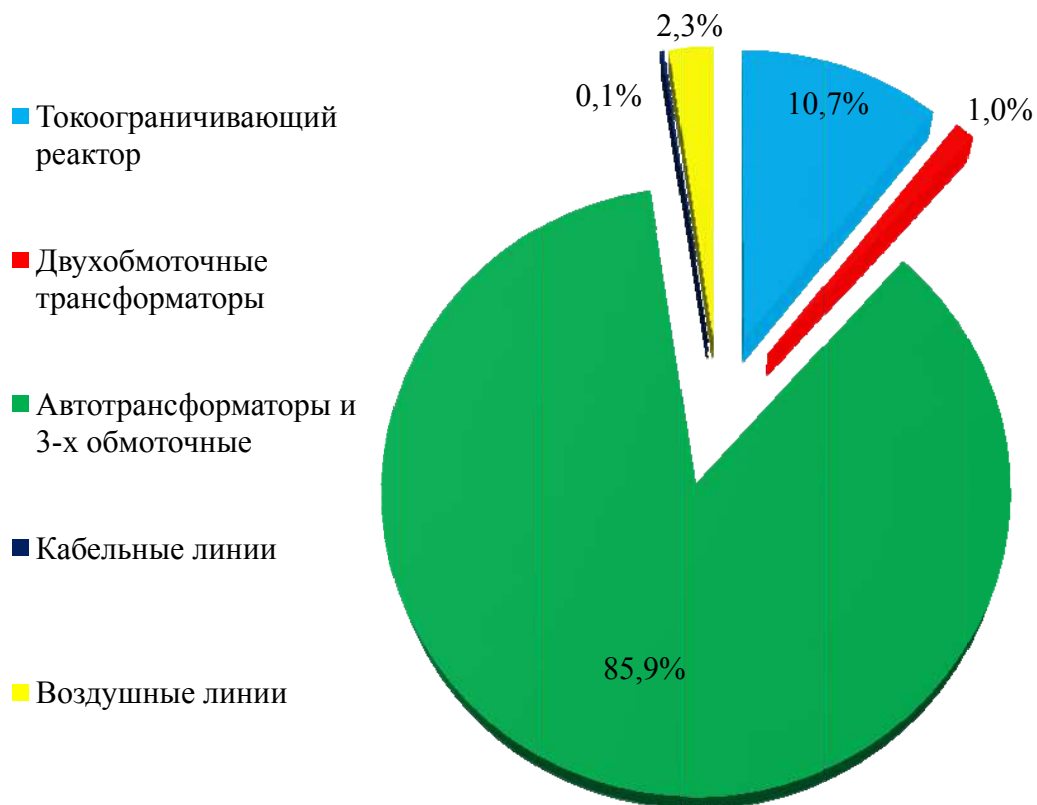


Рисунок 4.3 - Нагрузочные потери Жигулёвской ГЭС за 2017 год

Анализируя структуру условно-постоянных потерь, видно, что основную долю составляют потери в силовых трансформаторах (84,94%).

В структуре нагрузочных потерь основной объем потерь электроэнергии (85,9%) приходится на потери в автотрансформаторах и трехобмоточных трансформаторах.

Такие потери определяются конструктивными особенностями оборудования, а также количеством часов работы оборудования в расчетном периоде.

При снижении общей выработки станции доля потерь на холостой ход блочных трансформаторов увеличивается. Уменьшить абсолютную величину условно-постоянных потерь можно заменой оборудование на новое, с улучшенными характеристиками, что для условий Жигулёвской ГЭС является актуальным.

Характер запланированной нагрузки станции на определенный промежуток времени, как правило, резко отличается от фактического режима.

Значительное изменение общей нагрузки станции приводит к изменениям режимов работы блочных трансформаторов, что сопровождается увеличением потерь электроэнергии в них.

Для идеального решения этой проблемы необходимо максимальное совмещение планируемого и фактического графиков нагрузки, но с технической точки зрения это не представляется возможным.

Охарактеризовать зависимость потерь блочного трансформатора от нагрузки можно при помощи диаграммы, представленной на рисунке 4.4:

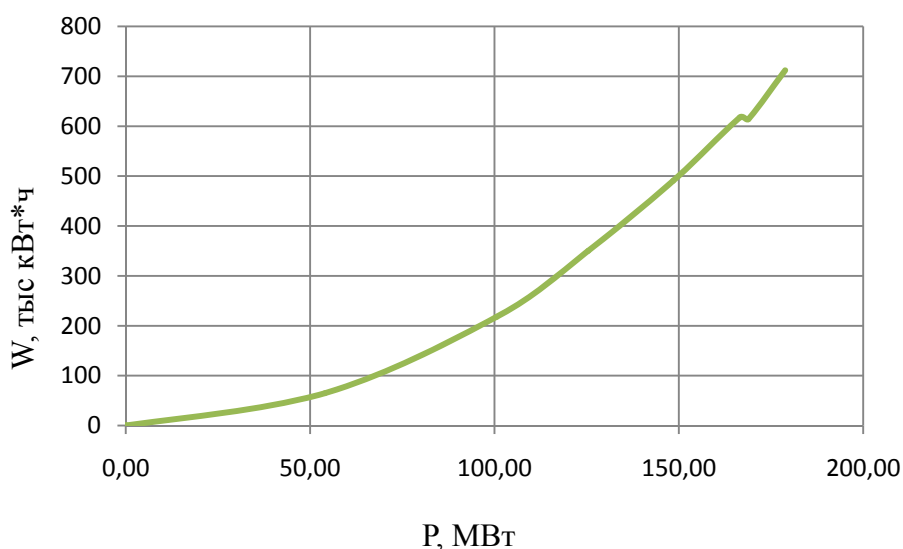


Рисунок 4.4 - Зависимость нагрузочных потерь от величины нагрузки блока 1 ТГ

Зависимость потерь ЭЭ от нагрузки имеет нелинейный характер, отсюда следует, чем не равномерней распределена нагрузка между блоками, тем большее количество электрической энергии теряется в оборудовании.

Рассмотрим влияние распределения нагрузки между блочными автотрансформаторами на величину потерь электроэнергии в них.

Будем использовать расчет нагрузочных потерь блочных автотрансформаторов за декабрь 2017 года.

В таблице 4.15 представлены расчеты нагрузочных потерь электроэнергии в автотрансформаторах с одинаковыми параметрами за декабрь 2017 года.

Таблица 4.15 – Нагрузочные потери электроэнергии в автотрансформаторах за декабрь 2017 год

Станционное обозначение	Тип	U _{ном} , кВ			W, МВт·ч, счетчики	Часы работы	ΔW _{н тр} , кВт·ч
		U _{вн}	U _{сн}	U _{нн}			
6ТГ	АОРЦТ-135/500/220	525	242	13,8	138066,70	744	162890,14
7ТГ	АОРЦТ-135/500/220	525	242	13,8	97634,15	744	81455,50
8ТГ	АОРЦТ-135/500/220	525	242	13,8	104857,30	744	93953,78
Всего							338299,43

Из таблицы 4.15 видно, что при равных часах работы, но неодинаковой средней загрузке трансформатора суммарные потери составляют около 338299,43 кВт·ч в месяц.

Распределим мощность между шестью агрегатами поровну. В таблице 4.16 представлены расчеты нагрузочных потерь электроэнергии в автотрансформаторах с одинаковыми параметрами за декабрь 2017 года при распределении мощности между шестью агрегатами поровну.

Таблица 4.16 – Нагрузочные потери электроэнергии в автотрансформаторах за декабрь 2017 год при распределении мощности между агрегатами поровну

Станционное обозначение	Тип	U _{ном} , кВ			W, МВт·ч, счетчики	Часы работы	ΔW _{н тр} , кВт·ч
		U _{вн}	U _{сн}	U _{нн}			
6ТГ	АОРЦТ-135/500/220	525	242	13,8	113519,38	744	110117,66
7ТГ	АОРЦТ-135/500/220	525	242	13,8	113519,38	744	110117,66
8ТГ	АОРЦТ-135/500/220	525	242	13,8	113519,38	744	110117,66
Всего							330352,90

При равномерном распределении нагрузки между трансформаторами потери электроэнергии при прочих равных величинах снижаются на величину 7946,53 кВт·ч.

5 Анализ измеренного по отпуску с шин собственного потребления электроэнергии при поэтапном переводе присоединений схемы выдачи мощности

«Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (мощности) ПАО «Жигулёвская ГЭС». Условное обозначение: АИИС КУЭ «Жигулёвская ГЭС».

АИИС КУЭ «Жигулёвская ГЭС» создается на базе «Информационно-измерительной системы контроля и учета энергопотребления «Пирамида» (ИИС «Пирамида»).

Цели создания системы:

- 1) измерение количества электрической энергии, позволяющее определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом рынке электроэнергии (ОРЭ);
- 2) контроль заданного режима потребления электроэнергии;
- 3) снижение потерь и исключение возможности хищений электроэнергии;
- 4) повышение эффективности использования энергетических ресурсов, на базе получаемой информации о потреблении электроэнергии.

АИИС состоит из следующих компонентов:

- 1) измерительный компонент – ИИК точек измерений электроэнергии и обеспечение единого времени субъекта ОРЭ;
- 2) вычислительный компонент – ИВКЭ;
- 3) связующий компонент – технические средства приёма-передачи данных (каналообразующая аппаратура) и каналы связи;
- 4) комплексный компонент, выполняющий функции связующего и вычислительного компонентов – ИВК субъекта ОРЭ.

В таблице 5.1 представлена структура АИИС КУЭ «Жигулёвская ГЭС».

Таблица 5.1 – АИИС КУЭ «Жигулёвская ГЭС»

Компоненты АИИС КУЭ	Тип	Количество
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03	41
Устройства сбора и передачи данных	СИКОН С10	5
Информационно-вычислительный комплекс	ИКМ-Пирамида	1

На рисунке 4.1. представлена однолинейная электрическая схема Жигулёвской с обозначением точек коммерческого учета.

В таблице 5.2 представлен перечень точек технического и коммерческого учета электроэнергии, входящих в АИИС КУЭ Жигулёвской ГЭС.

Таблица 5.2 - Перечень точек технического и коммерческого учета электроэнергии, входящих в АИИС КУЭ Жигулёвской ГЭС

Наименование присоединения	Место установки	Тип	Класс точности	Тип ТТ	Тип ТН	Вид учета	Метод снятия показаний
Г1	АЩУ2	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТШЛ 20-1	ЗНОЛ 06	Коммерческий	Автоматический
Г2	АЩУ2	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТШЛ 20-1	ЗНОЛ 06	Коммерческий	Автоматический
Г3	АЩУ2	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТШЛ 20-1	ЗНОЛ 06	Коммерческий	Автоматический
Г4	АЩУ2	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТШЛ 20-1	ЗНОЛ 06	Коммерческий	Автоматический
Г5	АЩУ2	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТШЛ 20-1	ЗНОЛ 06	Коммерческий	Автоматический
Г6	АЩУ2	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТШЛ 20-1	ЗНОЛ 06	Коммерческий	Автоматический
Г7	АЩУ2	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТШЛ 20-1	ЗНОЛ 06	Коммерческий	Автоматический
Г8	АЩУ2	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТШЛ 20-1	ЗНОЛ 06	Коммерческий	Автоматический
Г9	АЩУ2	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТШЛ 20-1	ЗНОЛ 06	Коммерческий	Автоматический
Г10	АЩУ2	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТШЛ 20-1	ЗНОЛ 06	Коммерческий	Автоматический
Г11	АЩУ2	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТШЛ 20-1	ЗНОЛ 06	Коммерческий	Автоматический
Г12	АЩУ2	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТШЛ 20-1	ЗНОЛ 06	Коммерческий	Автоматический
Г13	АЩУ2	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТШЛ 20-1	ЗНОЛ 06	Коммерческий	Автоматический
Г14	АЩУ2	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТШЛ 20-1	ЗНОЛ 06	Коммерческий	Автоматический
Г15	АЩУ2	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТШЛ 20-1	ЗНОЛ 06	Коммерческий	Автоматический
Г16	АЩУ2	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТШЛ 20-1	ЗНОЛ 06	Коммерческий	Автоматический
Г17	АЩУ2	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТШЛ 20-1	ЗНОЛ 06	Коммерческий	Автоматический
Г18	АЩУ2	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТШЛ 20-1	ЗНОЛ 06	Коммерческий	Автоматический
Г19	АЩУ2	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТШЛ 20-1	ЗНОЛ 06	Коммерческий	Автоматический

Продолжение таблицы 5.2

Наименование присоединения	Место установки	Тип	Класс точности	Тип ТТ	Тип ТН	Вид учета	Метод снятия показаний
Г20	АЦУ2	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТШЛ 20-1	ЗНОЛ 06	Коммерческий	Автоматический
ВЛ 500кВ КС	М1а	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТФНКД-400	НКФ-500	Коммерческий	Автоматический
ВЛ 500кВ КЮ	М1а	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТФНКД-400	НКФ-500	Коммерческий	Автоматический
ВЛ 500кВ ЖК	М1а	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТФНКД-400	НКФ-500	Коммерческий	Автоматический
ВЛ 500кВ ЖА	М1а	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТФНКД-500-П	НКФ-500	Коммерческий	Автоматический
ВЛ 220кВ Сыз1	28Р	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТГФ 220-П	НАМИ 220	Коммерческий	Автоматический
ВЛ 220кВ Сыз-2	28Р	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТГФ 220-П	НАМИ 220	Коммерческий	Автоматический
ВЛ 220кВ Вол 1	28Р	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТГФ 220-П	НАМИ 220	Коммерческий	Автоматический
ВЛ 220кВ Кир 2	28Р	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТГФ 220-П	НАМИ 220	Коммерческий	Автоматический
ВЛ 220кВ Вол 2	28Р	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТГФ 220-П	НАМИ 220	Коммерческий	Автоматический
ВЛ 220кВ КС 1	28Р	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТГФ 220-П	НАМИ 220	Коммерческий	Автоматический
220кВ ВО1	28Р	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТГФ 220-П	НАМИ 220	Коммерческий	Автоматический
220кВ ВО2	28Р	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТГФ 220-П	НАМИ 220	Коммерческий	Автоматический
ВЛ 110кВ. Жиг-1	28Р	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТГФ 110-П	НАМИ-110	Коммерческий	Автоматический
ВЛ 110кВ Жиг-2	28Р	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТГФ 110-П	НАМИ-110	Коммерческий	Автоматический
ВЛ 110кВ Цем -1	28Р	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТГФ 110-П	НАМИ-110	Коммерческий	Автоматический

Продолжение таблицы 5.2

Наименование присоединения	Место установки	Тип	Класс точности	Тип ТТ	Тип ТН	Вид учета	Метод снятия показаний
ВЛ 110кВ Цем-2	28Р	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТГФ 110-П	НАМИ-110	Коммерческий	Автоматический
ВЛ 110кВ Ком-1	28Р	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТГФМ 110-П	НАМИ-110	Коммерческий	Автоматический
ВЛ 110кВ Ал-2	28Р	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТГФМ 110-П	НАМИ-110	Коммерческий	Автоматический
ВЛ 110кВ Жиг-Зол.	28Р	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТПФМ-10	НАМИ-110	Коммерческий	Автоматический
ВО110	28Р	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТПФМ-10	НАМИ-110	Коммерческий	Автоматический
РУ-10кВ. Шлюза	ТП «Северная»	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТПФМ-10	НТМК-10	Коммерческий	Автоматический
2ТГ 500кВ	2ТГ	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТФНКД-400, ТФНКД-500-П	НКФ-500	Технический	Автоматический
3ТГ 500кВ	3ТГ	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТФНКД-500-П	НКФ-500	Технический	Автоматический
4ТГ 500кВ	4ТГ	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТФНКД-400	НКФ-500	Технический	Автоматический
5ТГ 500кВ	5ТГ	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТФНКД-400	НКФ-500	Технический	Автоматический
6ТГ 500кВ	6ТГ	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТФНКД-400	НКФ-500	Технический	Автоматический
7ТГ 500кВ	7ТГ	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТФНКД-400, ТФНКД-500-П	НКФ-500	Технический	Автоматический
8ТГ 500кВ	8ТГ	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТФНКД-400	НКФ-500	Технический	Автоматический
1ТГ 220кВ	1ТГ	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТГФ 220-П	НАМИ-220	Технический	Автоматический

Окончание таблицы 5.2

Наименование присоединения	Место установки	Тип	Класс точности	Тип ТТ	Тип ТН	Вид учета	Метод снятия показаний
6ТГ 220кВ	6ТГ	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТГФ 220-П	НАМИ-220	Технический	Автоматический
7ТГ 220кВ	7ТГ	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТГФ 220-П	НАМИ-220	Технический	Автоматический
8ТГ 220кВ	8ТГ	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТГФ 220-П	НАМИ-220	Технический	Автоматический
1ТГ 110кВ	1ТГ	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТГФ 110-П	НАМИ-110	Технический	Автоматический
4ТГ 110кВ	4ТГ	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТГФ 110-П	НАМИ-110	Технический	Автоматический
1ТС 110кВ	1ТС	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТГФ 110-П	НАМИ-110	Технический	Автоматический
2ТС 110кВ	2ТС	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТГФ 110-П	НАМИ-110	Технический	Автоматический
РУ-13,8кВ 1ТБ	1ТБ	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТПФМУ-15	ЗНОЛ 06	Технический	Автоматический
РУ-13,8кВ 2ТБ	2ТБ	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТПФМ-15	ЗНОЛ 06	Технический	Автоматический
РУ-13,8кВ 3ТБ	3ТБ	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТПФМ-15	ЗНОЛ 06	Технический	Автоматический
РУ-13,8кВ 4ТБ	4ТБ	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТПФМ-15	ЗНОЛ 06	Технический	Автоматический
РУ-13,8кВ 5ТБ	5ТБ	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТПОФД-15	ЗНОЛ 06	Технический	Автоматический
РУ-13,8кВ 6ТБ	6ТБ	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТПОЛ-15	ЗНОЛ 06	Технический	Автоматический
РУ-13,8кВ 7ТБ	7ТБ	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТПФМ-15	ЗНОЛ 06	Технический	Автоматический
РУ-13,8кВ 8ТБ	8ТБ	СЭТ-4ТМ.03	0,2S	ТПФМ-15	ЗНОЛ 06	Технический	Автоматический

АИИС КУЭ является многоуровневой информационно-измерительной системой с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений. АИИС КУЭ Жигулёвской ГЭС состоит из следующих функциональных уровней:

1) первый уровень включает в себя ИИК и выполняет функцию проведения измерений в точке учета на станции;

2) второй уровень включает в себя ИВКЭ и выполняет функцию консолидации информации (размещается в ЦСОИ (центр сбора и обработки информации));

3) третий уровень ИВК включает в себя информационно-вычислительный комплекс (размещается в ЦСОИ).

Передача результатов измерений и состояний средств измерений в ИАСУ КУ осуществляется по электронной почте, в виде XML-файла макета 80020.

АИИС КУЭ обеспечивает обмен данными со следующими организациями ОРЭ: 1) ОАО «АТС»; 2) ПАО «РусГидро»; 3) ОАО «СО ЕЭС»; 4) ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Волги; 5) ОАО «МРСК Волги»; 6) ОАО «Самараэнерго».

Структура собственного потребления ГЭС включает в себя:

- расход электроэнергии на собственные (технологические) нужды;
- расход электроэнергии на хозяйственные нужды;
- технологические потери электроэнергии в пристанционном оборудовании (пристанционные потери).

Основными потребителями электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды являются:

- Тиристорные системы возбуждения генераторов;
- Маслонасосы МНУ системы регулирования и системы охлаждения;
- Лекажные насосы;
- Насосы высокого и низкого давления компрессорного хозяйства;
- Насосы системы осушения, дренажные насосы, насосы технической воды и пожаротушения;
- Электродвигатели кранов машинного зала, водоприемника и СУС;
- Система вентиляции и кондиционирования;
- Системы рабочего, аварийного и наружного освещения ГЭС;
- Охлаждение трансформаторов главной схемы [14].

На Жигулёвской ГЭС на основании показаний счетчиков учета электроэнергии составляется акт баланса электроэнергии, представленный в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Акт о составлении баланса электроэнергии Жигулёвской ГЭС

Наименование линии, место установки прибора учета	Количество учтенной электроэнергии (тыс.кВт·час), параметры точки учета	
	прием	отдача
I Перетоки в трансформаторных группах		
Сторона 500кВ		
2ТГ	1 967 881,000	2,500
3ТГ	1 856 915,500	2,500
4ТГ	1 428 176,500	5 763,000
5ТГ	1 821 945,700	5,500
6ТГ	62 728,000	85,000
7ТГ	1 179 206,000	411,000
8ТГ	119 123,500	436,000
Всего по ст. 500:	8 435 976,200	6 705,500
Сальдо по ст. 500:	-8 429 270,700	
Сторона 220кВ		
1ТГ	285 382,944	1 384,152
6ТГ	1 437 962,064	62,304
7ТГ	35 527,536	6,864
8ТГ	699 559,608	41,184
Всего по ст. 220:	2 458 432,152	1 494,504
Сальдо по ст. 220:	-2 456 937,648	
Сторона 110кВ		
1ТГ	652 710,465	0,330
4ТГ	234 958,680	19,470
Всего по ст. 110:	887 669,145	19,800
Сальдо по ст. 110:	-887 649,345	
Всего по ст. 500кВ,220кВ,110кВ:	11 782 077,497	8 219,804
Сальдо по ст. 500кВ,220кВ,110кВ:	-11 773 857,693	
II Потери в станционной электросети (силовые трансформаторы)		
1 ТГ	2 497,624	
2 ТГ	2 188,816	
3 ТГ	3 589,692	
4 ТГ	8 375,698	
5 ТГ	8 022,717	
6 ТГ	3 604,203	
7 ТГ	6 565,413	
8 ТГ	3 574,119	
Всего, тыс. кВт*ч:	38 418,283	
Всего потери, тыс. кВт*ч:	46 638,087	

Основываясь на таблице 5.3 можно сделать вывод о том, что потери в акте о составлении баланса электроэнергии Жигулёвской ГЭС значительно превышают потери, полученные расчетным методом определения потерь в сети Жигулёвской ГЭС.

Выработка электроэнергии Жигулёвской ГЭС за 2017 год составила 11 814 870,29 тыс. кВт·ч, в процентном содержании потери в станционной сети:

- при расчетном методе определения технических потерь, потери в станционной сети составляют 0,31%.

- при измерении методом поэтапного перевода присоединений схемы выдачи мощности, потери составляют 0,39%.

Такая разница потерь может быть связана с техническими причинами, неточностью каналов измерения (погрешности трансформаторов тока и напряжения).

Счетчики технического учета электроэнергии установлены на всех присоединениях КРУ-10,5 кВ. В свою очередь, электрическая схема такова, что для полного и комплексного анализа потребления электроэнергии на собственные нужды необходима дополнительная установка технических счетчиков (возможно по стороне 0,4 кВ) по следующим направлениям:

- 1ТО—4ТО (4шт.);

- 3ТС—6ТС (4шт.);

- ТС: 7,8,19,20,21,22,23,27,28,32,33,34,35 (13шт.);

Следует отметить, что одно лишь наличие счетчиков технического учета не может обеспечить разработку и тем более выполнение мероприятий по энергосбережению. Только всестороннее использование системы технического учета позволит повысить энергоэффективность станции.

В настоящее время сбора, анализа и статистического контроля информации о потреблении электроэнергии на СН по отдельным присоединениям как 10 кВ, так и 0,4 кВ не ведется.

На Жигулёвской ГЭС на основании Федерального Закона от 23 ноября 2009 года №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», приказа ОАО «РусГидро» №597 от 29.09.2009 «Об утверждении Методических указаний по разработке Программ повышения энергоэффективности и порядка проведения энергетических обследований ГЭС/ГАЭС» проводится энергетическое обследование. Целью энергетического обследования является:

- сбор и анализ исходных данных и актуализированных сведений о системе электроснабжения и энергопотребления;

- определение объективных данных об объеме используемых энергетических ресурсов;

- выявление и анализ возможных причин перерасхода энергоресурсов;

- определение потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности;

- разработка перечня типовых, общедоступных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и проведение их стоимостной оценки;
- определение фактических и целевых значений показателей энергетической эффективности, сравнение их с нормативными значениями;
- составление энергетического баланса;
- выявление причин нерационального и неэффективного расходования водных ресурсов, определение потенциала снижения потребления электроэнергии на собственные, хозяйственные, производственные нужды и возможности устранения потерь;
- разработка требований к организации технического учета и контроля расхода электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды, потери;
- разработка программы повышения энергетической эффективности ГЭС с горизонтом планирования 5 лет;
- разработка мероприятий по повышению эффективности использования водных ресурсов, снижению собственного потребления электроэнергии и рекомендаций по организации коммерческого учета.

6 Общие требования к АИИС КУЭ. Рекомендации по устранению повышения собственного потребления

Для предотвращения увеличения собственного потребления при реконструкции станции заказчику с применением расчетного метода, необходимо, контролировать каждый этап замены оборудования, для выявления причин увеличения собственного потребления станции и принятия решений по устранению повышения потребления.

Точность коммерческого учета электроэнергии в системе определяется работой измерительных трансформаторов тока (ТТ), напряжения (ТН) и электросчетчика. Повышение класса точности только одного элемента системы – электросчетчиков не даст желаемого эффекта. Необходимо также обеспечить соответствующую работу трансформаторов тока и напряжения.

Точность работы ТТ характеризуется токовой f_{mm} и угловой j_{mm} погрешностями. Как угловые, так и токовые погрешности работы ТТ носят систематический характер и зависят от величины протекающего первичного тока, от величины вторичной нагрузки и ее активно-индуктивного характера.

ТТ могут иметь как отрицательные, так и положительные значения токовых погрешностей работы (из метрологические испытания, проведенных в широком диапазоне изменения первичных токов и вторичных нагрузок). Зависимость токовой погрешности работы ТТ можно выразить следующим образом:

$$f_{mm} = \left(\frac{I_2 - n_n}{I_1} - 1 \right) \cdot 100\%, \quad (6.1)$$

где I_1, I_2 – действующие значения первичного и вторичного токов ТТ;

n_n – номинальный коэффициент трансформации ТТ.

Токовая погрешность обусловлена потерями в стали ТТ, намагничиванием сердечника при трансформации первичного тока во вторичную цепь и величиной вторичной нагрузки. Если витковый коэффициент трансформации ТТ $k_{вит}$ (по формуле 6.2) равен коэффициенту трансформации n_n (по формуле 6.3), то токовая погрешность ТТ всегда отрицательная.

$$k_{вит} = \frac{w_2}{w_1}, \quad (6.2)$$

где $k_{вит}$ – коэффициент трансформации;

w_2 – число витков вторичной обмотки;

w_1 – число витков первичной обмотки.

$$n_n = \frac{I_{1n}}{I_{2n}}, \quad (6.3)$$

где I_{1n}, I_{2n} – номинальные значения первичного и вторичного токов ТТ.

Если же $k_{вит}$ меньше n_n из-за витковой коррекции вторичной обмотки (уменьшение числа ее витков отмоткой 1-2 витков от номинального значения), то токовая погрешность ТТ в зависимости от величины первичного тока может быть как отрицательной, так и положительной.

Отрицательная токовая погрешность наблюдается при малых первичных токах ТТ, когда ток, расходуемый на намагничивание и потери в стали, превышает часть увеличения вторичного тока, вызванную отмоткой витков вторичной обмотки ТТ.

По мере увеличения первичного тока ТТ отрицательная токовая погрешность уменьшается до нуля, а затем становится положительной. Дальнейшее увеличение первичного тока приводит к росту вторичного тока за счет коррекции вторичной обмотки и росту положительной токовой погрешности ТТ. На указанные процессы в ТТ влияет величина вторичной нагрузки и ее активно-индуктивный характер.

Отрицательная токовая погрешность ТТ обуславливает недоучет выработанной производителем электрической энергии при использовании традиционных систем учета электрической энергии. Токовая погрешность ТТ зависит от величины протекающего первичного тока, вторичной нагрузки и ее активно-индуктивного характера.

Если погрешности работы измерительных ТТ и ТН носят систематический характер, то для повышения точности учета электроэнергии их следует знать и учитывать в алгоритмах расчета и учета АСКУЭ, корректируя значения измеренных токов и напряжений. Это снизит недоучет отпускаемой электроэнергии и метрологические потери энергосистем.

ТТ с коррекцией по виткам вторичной обмотки (с отмоткой витков) при первичных токах в пределах $(1 - 20\%) \cdot I_{ном}$, обладают отрицательной токовой погрешностью, а при токах $(20 - 30\%) \cdot I_{ном}$, она равна или близка к нулю. При первичных токах $(50 - 100\%) \cdot I_{ном}$, токовая погрешность положительная [18].

Такая коррекция в АСКУЭ сделает излишними требования в части повышения класса точности ТТ, используемых в системах учета электроэнергии. При этом может быть получен значительный экономический эффект как за счет повышения точности работы АСКУЭ, так и за счет того, что отпадает необходимость менять имеющиеся ТТ на аппараты с повышенным классом точности.

Для точного измерения количества электрической энергии, позволяющей определить величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом рынке электроэнергии в зависимости от

полноты соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям необходимо устанавливать АИИС КУЭ с классом А и N.

Система обеспечения единого времени должна быть сформирована на всех уровнях АИИС КУЭ.

Значения показателей надежности СОЕВ должны быть не ниже:

- коэффициент готовности – не менее 0,95;
- точность при проведении измерений не хуже $\pm 0,5$ с.
- время восстановления – не более 24 часов.

При создании АИИС КУЭ необходимо выбирать точки измерений электрической энергии результаты измерений, в которых должны обеспечивать определение количества поставленной (потребленной) электрической энергии в точках поставки оптового рынка электрической энергии (мощности) с минимальной величиной потерь электрической энергии от точек измерений до точек поставки.

Классы точности измерительных трансформаторов тока должны быть не хуже 0,5. При плановой замене, истечении срока службы, отрицательных результатах поверки измерительных трансформаторов тока, а также новом строительстве и (или) модернизации сетевого оборудования энергообъектов или модернизации АИИС КУЭ, влекущих за собой установку измерительных трансформаторов тока в точках измерений коммерческого учета электрической энергии, – рекомендуется устанавливать измерительные трансформаторы тока класса точности не хуже 0,5S.

Классы точности измерительных трансформаторов напряжения должны быть не хуже 0,5 (допускается применение измерительных трансформаторов напряжения класса точности не хуже 1,0). При плановой замене, истечении срока службы, отрицательных результатах поверки измерительных трансформаторов напряжения, а также новом строительстве и (или) модернизации сетевого оборудования энергообъектов или модернизации АИИС КУЭ, влекущих за собой установку измерительных трансформаторов напряжения в точках измерений коммерческого учета электрической энергии, – должны устанавливаться измерительные трансформаторы напряжения класса точности не хуже 0,5.

Во всех эксплуатационных режимах необходимо не допускать перегрузку измерительных трансформаторов.

Измерительные трансформаторы должны соответствовать ПУЭ по классу напряжения, электродинамической и термической стойкости, климатическому исполнению.

Потери напряжения в цепи «трансформатор напряжения – электросчетчик» не должны превышать 0,25 % номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения.

Электросчетчик должен быть подключен к измерительным трансформаторам через испытательную коробку, предусматривающую возможность замены электросчетчика и подключения образцового счетчика без отключения присоединения (кроме счетчиков прямого включения).

Класс точности счетчиков электроэнергии должен быть не хуже 0,5S по активной электрической энергии. Допускается применять счетчики прямого включения (без применения в составе ИИК измерительных трансформаторов тока и напряжения) с классом точности не хуже 1,0.

Среднее время наработки на отказ счетчика должно составлять не менее 35 000 часов, время восстановления не более $t_B = 3$ суток, межповерочный интервал – не менее 8 лет.

Подключение резервного источника питания и автоматического переключения на источник резервного питания при пропадании основного (резервного) питания (обязательно при создании АИИС).

Компоненты, входящие в состав ИВКЭ должны быть защищены от несанкционированного доступа как в аппаратной части (разъемы, функциональные модули и т.п.), так и в программно-информационном обеспечении (установка паролей).

При отсутствии ИВКЭ его функции выполняет ИВК.

Значения показателей надежности ИВКЭ не ниже:

- наработка на отказ – не менее 35 000 часов;
- время восстановления – не более 24 часов.

При снижении общей выработки станции доля потерь на холостой ход блочных трансформаторов увеличивается. Уменьшить абсолютную величину условно-постоянных потерь можно заменой оборудования на новое, с улучшенными характеристиками, что для условий Жигулёвской ГЭС является актуальным.

Характер запланированной нагрузки станции на определенный промежуток времени, как правило, резко отличается от фактического режима. Значительное изменение общей нагрузки станции приводит к изменениям режимов работы блочных трансформаторов, что сопровождается увеличением потерь электроэнергии в них.

Для идеального решения этой проблемы необходимо максимальное совмещение планируемого и фактического графиков нагрузки, но с технической точки зрения это не представляется возможным.

Зависимость потерь ЭЭ от нагрузки имеет нелинейный характер, отсюда следует, чем не равномерней распределена нагрузка между блоками, тем большее количество электрической энергии теряется в оборудовании.

При равномерном распределении нагрузки между трансформаторами потери электроэнергии при прочих равных величинах значительно снижаются.

В 2015 году разработана и утверждена Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности ПАО «РусГидро» на 2016-2020гг.

Программа соответствует Технической политике ПАО «РусГидро» и содержит перечень основных мероприятий в области повышения эффективности использования энергетических и водных ресурсов, а также ряд первоочередных энергосберегающих решений.

Цели Программы:

- Повышение эффективности использования энергоресурсов;

- Снижение издержек производства и себестоимости производства электроэнергии;
- Повышение энергетической эффективности филиалов ПАО «РусГидро»;
- Повышение роста эффективности экономики ПАО «РусГидро» за счет реализации потенциала энергосбережения.

Все мероприятия программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности можно разделить на три основных блока:

1. Первый блок – это мероприятия с энергосберегающим эффектом, с низкой капиталоемкостью и по экономическим показателям имеют малые сроки окупаемости:

- модернизации систем внутреннего и наружного, рабочего и аварийного освещения (частично с автоматизацией управления);
- модернизации систем вентиляции и кондиционирования основных и вспомогательных зданий ГЭС (в т.ч. внедрение погодного регулирования);
- реконструкции отапливаемых зданий и сооружений, устранение утечек тёплого воздуха, снижения степени инфильтрации помещений;
- реконструкции систем отопления и горячего водоснабжения, электродвигательных, модернизация насосных станций, лифтов (с заменой механизмов, с применением частотно-регулируемых приводов);
- очистка поверхностей стен и оконных блоков с целью повысить коэффициент использования световых потоков;
- автоматизация управления системами жизнеобеспечения.

2. Второй блок мероприятий по экономической целесообразности во многом зависит от других производственных факторов, сложившихся в определенный период (одновременности выполнения работ). Это мероприятия, относящиеся к среднетратным и высокотратным. Они направлены на повышение эффективности производственного цикла, в т.ч. на повышение степени отказоустойчивости. Имеют длительный срок окупаемости. Инвестиционная составляющая по данному блоку мероприятий очень велика и не может рассматриваться только с точки зрения самоокупаемости:

- замены гидроагрегатов на гидроагрегаты с более высоким коэффициентом полезного действия; модернизация систем автоматического управления гидроагрегатами и систем возбуждения генераторов;
- модернизация и реконструкции ГТС, в т.ч. рабочих и аварийно-ремонтных затворов, поэтапная реконструкция узлов и участков водозаборов и промводоотведения;
- замена силовых трансформаторов на энергосберегающие аналоги, замена воздушных выключателей с переходом на элегазовые выключатели (учитывая вывод из работы компрессорных);
- устранение течей в пазах перед турбиной.

3. Третий блок – это энергоэффективные мероприятия с косвенным (отложенным) эффектом, мероприятия, которые позволят контролировать и анализировать расходы энергоресурсов и вовремя вносить корректировки в режимы эксплуатации как отдельных систем, так и по ГЭС в целом:

- широкое внедрение систем технологического учета энергоресурсов;
- модернизации измерительного оборудования и автоматизированных систем;
- проведение повторных энергетических обследований филиалов в соответствии с приказом ПАО «РусГидро» от 23 декабря 2015 г №1145 [13].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время тема анализа величины собственного потребления электроэнергии гидроэлектростанции является актуальной.

Потребление электроэнергии на собственные нужды станции, а также неточность каналов измерения и потери в станционной сети влияют на общую выработку станции, а, следовательно, и на прибыль, получаемую от передачи электроэнергии потребителям.

В ходе написания магистерской диссертации выполнена проработка требований действующей НТД к определению нормативов собственного потребления и собственного максимума потребления, проработка требований действующей НТД к системам АИИС КУЭ.

Для анализа собственного потребления электроэнергии Жигулевской ГЭС в ходе написания магистерской диссертации с целью снижения общего потребления электроэнергии на собственные нужды станции были использованы два метода:

- определение собственного потребления электроэнергии расчетным методом;
- анализ измеренного по отпуску с шин собственного потребления электроэнергии при поэтапном переводе присоединений схемы выдачи мощности.

При анализе полученных данных измеренного по отпуску с шин собственного потребления электроэнергии при поэтапном переводе присоединений схемы выдачи мощности относительно расчетного метода регистрируется увеличение потребления электроэнергии на собственные нужды в сети Жигулёвской ГЭС.

Увеличение указанного собственного потребления электроэнергии приводит к затратам на покупку электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ) из-за превышения ранее согласованных нормативов и к снижению объемов поставляемой электроэнергии на ОРЭМ.

Для предотвращения увеличения собственного потребления при реконструкции станции заказчику с применением расчетного метода, необходимо, контролировать каждый этап замены оборудования, для выявления причины увеличения собственного потребления станции и принятия решений по устранению повышения потребления.

Для снижения технических потерь в станционной сети, уменьшения абсолютной величины условно-постоянных потерь необходима замена оборудования на новое, с улучшенными характеристиками, что для условий Жигулёвской ГЭС является актуальным.

Для снижения потерь электроэнергии в блочных трансформаторах необходимо максимальное совмещение планируемого и фактического графиков нагрузки, а также, равномерное распределение нагрузки между агрегатами, что снизит потери электроэнергии при прочих равных величинах.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации". [Электронный ресурс] // – Режим доступа: <http://base.garant.ru/12171109/>.
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 6-ое издание. Глава 1.5 «Учет электроэнергии». [Электронный ресурс] // – Режим доступа: http://uchetelectro.ru/images/files/PUE_Uchet_elektroenergii.pdf.
3. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-35.240.01.023-2009. [Электронный ресурс] // – Режим доступа: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs>.
4. Регламент актуализации расчетной модели. Приложение 3. Регламент актуализации расчетной модели. Типовой бизнес-процесс актуализации электропотребления. [Электронный ресурс] // – Режим доступа: – <https://www.np-sr.ru/ru/regulation/joining/reglaments/index.htm>.
5. Порядок установления соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка и присвоения класса АИИС КУЭ. Приложение № 11.3 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка. [Электронный ресурс] // - Режим доступа: – <https://www.np-sr.ru/ru/regulation/joining/reglaments/index.htm>.
6. Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности). Технические требования. Приложение № 11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка. [Электронный ресурс] // – Режим доступа: – <https://www.np-sr.ru/ru/regulation/joining/reglaments/index.htm>.
7. ГОСТ 7746-2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия. [Электронный ресурс] // – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/507/>.
8. ГОСТ 8.217-2003. Трансформаторы тока. Методика поверки. [Электронный ресурс] // – Режим доступа: <http://www.gosthelp.ru/text/GOST82172003GSITransforma.html>.
9. ГОСТ 1983-2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические требования. [Электронный ресурс] // – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200029490>.
10. ГОСТ 8.216-2011. Трансформаторы напряжения. Методика поверки. [Электронный ресурс] // – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200092621>.
11. Методика расчета расхода электроэнергии на собственные нужды и потерь электроэнергии при производстве и поставке электроэнергии электрическими станциями на оптовый рынок электроэнергии – Москва, 2007г.

12. СТО РусГидро 04.02.075-2011 Гидроэлектростанции. Энергоэффективность и энергосбережение. Основные требования - М., формат 60x84/8, 37 с.
13. Энергосбережение и энергоэффективность ПАО «РусГидро» [Электронный ресурс] // – Режим доступа:http://www.rushydro.ru/sustainable_development/energy_efficiency/
14. Романов, А.А. Жигулёвская ГЭС. Эксплуатация средств релейной защиты и автоматизированного управления: техническое издание. Книга 4 / А.А. Романов. – Самара: ОАО «РусГидро», 2013, 448с.:ил.
15. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
16. Данилов, Н. И. Основы энергосбережения: учебник / Н.И. Данилов, Я.М. Щелоков. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2006. 564с.
17. Возможности снижения расхода энергии на собственные нужды подстанций опыт ПАО «ФСК ЕЭС» [Электронный ресурс] // – Режим доступа :https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=6476.
18. Сопьяник, В. Х. Погрешности измерительных трансформаторов тока: Журнал №6(30) 2004. [Электронный ресурс] // – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2004/30/12.php>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет технических потерь

Таблица А.1 - Удельные годовые потери электроэнергии на корону

Напряжение ВЛ, кВ, число и сечение проводов в фазе	Удельные потери электроэнергии на корону, тыс. кВт·ч/км в год в регионе						
	1	2	3	4	5	6	7
750-5x240	193,3	176,6	163,8	144,6	130,6	115,1	153,6
750-4x600	222,5	203,9	189,8	167,2	151,0	133,2	177,3
500-3x400	130,3	116,8	106,0	93,2	84,2	74,2	103,4
500-8x300	6,6	5,8	5,2	4,6	4,1	3,5	5,1
330-2x400	50,1	44,3	39,9	35,2	32,1	27,5	39,8
220ст-1x330	19,4	16,8	14,8	13,3	12,2	10,4	15,3
220ст/2-1x300	18,0	15,6	13,8	12,4	11,8	9,7	14,3
220жб-1x300	28,1	24,4	21,5	19,3	17,7	15,1	22,2
220жб/2-1x300	24,0	20,7	18,3	16,5	15,1	12,9	19,0
220-3x500	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	1,0
154-1x120	7,2	6,3	5,5	4,9	4,6	3,9	5,7
154/2-1x185	5,2	4,6	4,0	3,6	3,4	2,9	4,2
110ст-1x120	1,07	0,92	0,80	0,72	0,66	0,55	0,85
110ст/2-1x120	0,71	0,61	0,54	0,48	0,44	0,37	0,57
110жб-1x120	1,71	1,46	1,28	1,15	1,06	0,88	1,36
110жб/2-1x120	0,93	0,8	0,7	0,63	0,57	0,48	0,74

Таблица А.2 - Распределение субъектов Российской Федерации по регионам

№ региона	Территориальные образования, входящие в регион
1	Республика Саха (Якутия), Хабаровский край Области: Камчатская, Магаданская, Сахалинская
2	Республики: Карелия, Коми Области: Архангельская, Калининградская, Мурманская
3	Области: Вологодская, Ленинградская, Новгородская, Псковская
4	Республики: Марий Эл, Мордовия, Татарстан, Удмуртская, Чувашская Области: Белгородская, Брянская, Владимирская, Воронежская, Ивановская, Калужская, Кировская, Костромская, Курская, Липецкая, Московская, Нижегородская, Орловская, Пензенская, Пермская, Рязанская, Самарская, Саратовская, Смоленская, Тамбовская, Тверская, Тульская, Ульяновская, Ярославская

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.2

№ региона	Территориальные образования, входящие в регион
5	Республики: Дагестан, Ингушетия, Кабардино-Балкария, Карачаево-Черкесская, Калмыкия, Северная Осетия - Алания, Чеченская Края: Краснодарский, Ставропольский Области: Астраханская, Волгоградская, Ростовская
6	Республика Башкортостан Области: Курганская, Оренбургская, Челябинская
7	Республики: Бурятия, Хакасия, Алтай Края: Алтайский, Красноярский, Приморский Области: Амурская, Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Омская, Свердловская, Томская, Тюменская, Читинская

Таблица А.3 – Удельные потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ, тыс. кВт.ч/км в год, при напряжении, кВ

Номер региона	Удельные потери электроэнергии от токов утечки по изоляторам ВЛ, тыс. кВт.ч/км в год, при напряжении, кВ										
	6	10	15	20	35	110	154	220	330	500	750
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0,21	0,33	0,48	0,64	0,69	1,08	1,24	1,35	2,01	3,05	4,58
2	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	1,15	1,32	1,44	2,15	3,25	4,87
3	0,28	0,45	0,67	0,88	0,95	1,49	1,71	1,86	2,78	4,2	6,31
4	0,31	0,51	0,75	1	1,07	1,68	1,93	2,1	3,14	4,75	7,13
5	0,27	0,44	0,65	0,87	0,92	1,46	1,68	1,82	2,72	4,11	6,18
6	0,22	0,35	0,52	0,68	0,73	1,15	1,32	1,44	2,15	3,25	4,87
7	0,16	0,26	0,39	0,51	0,55	0,86	0,99	1,08	1,61	2,43	3

Таблица А.4 – Потери электроэнергии в вентильных разрядниках, ограничителях перенапряжений, измерительных трансформаторах тока и напряжения и устройствах присоединения ВЧ связи

Класс напряжения, кВ	Потери электроэнергии, тыс.кВт.ч в год по видам оборудования				
	РВ	ОПН	ТТ	ТН	УПВЧ
6	0,009	0,001	0,06	1,54	0,01
10	0,021	0,001	0,1	1,9	0,01
15	0,033	0,002	0,15	2,35	0,01
20	0,047	0,004	0,2	2,7	0,02
35	0,091	0,013	0,4	3,6	0,02
110	0,60	0,22	1,1	11,0	0,22
154	1,05	0,40	1,5	11,8	0,30
220	1,59	0,74	2,2	13,1	0,43

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.4

330	3,32	1,80	3,3	18,4	2,12
500	4,93	3,94	5,0	28,9	3,24
750	4,31	8,54	7,5	58,8	4,93
<i>Примечания</i>					
1. Потери электроэнергии в УПВЧ даны на одну фазу, для остального оборудования - на три фазы.					
2. Потери электроэнергии в ТТ напряжением 0,4 кВ принимаются равными 0,05 тыс. кВт·ч/год.					

Таблица А.5 - Перечень параметров, проверяемых при установлении соответствия АИИС КУЭ техническим требованиям ОРЭМ согласно заявленному классу АИИС КУЭ

Обозначение параметра	Наименование параметра	Необходимость проверки системы по конкретному параметру в зависимости от класса соответствия АИИС КУЭ	
		А	Н
	1 ЗАЩИЩЕННОСТЬ		
П ₃₁₃	Защита информации на программном уровне при параметрировании – установка пароля на счетчик	Да	Да
П ₃₁₄	Защита информации на программном уровне при параметрировании – установка пароля на УСПД	Да	Да
П ₃₁₅	Защита информации на программном уровне при параметрировании – установка пароля на сервер	Да	Да
	2 ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ ПОЛНОТА		
П _{Ф2}	Измерение приращений активной электроэнергии	Да	Да
П _{Ф4}	Измерение времени и интервалов времени	Да	Нет
П _{Ф7}	Допустимый класс точности трансформаторов тока	Да	Нет
П _{Ф8}	Допустимый класс точности трансформаторов напряжения	Да	Нет
П _{Ф9}	Допустимый класс точности электросчетчиков	Да	Да
П _{Ф10}	Коррекция/синхронизация времени в ИИК, ИВКЭ и ИВК	Да	Да
П _{Ф11}	Сбор информации о состояниях средств измерений	Да	Да

Окончание приложенияА

Окончание таблицы А.5


Обозначение параметра	Наименование параметра	Необходимость проверки системы по конкретному параметру в зависимости от класса соответствия АИИС КУЭ	
		А	Н
Пф13	Сбор результатов измерений	Да	Да
Пф16	Цикличность измерений приращений электроэнергии – 30 минут	Да	Да
Пф24	Цикличность сбора информации – 1 раз в сутки	Да	Да
Пф28	Предоставление в ПАК КО результатов измерений с обеспечением защиты информации на программном уровне (ЭП)	Да	Да
Пф32	Дистанционный доступ к АИИС КУЭ для контроля со стороны КО	Да	Да
Пф35	Предоставление в РДУ АО «СО ЕЭС» результатов измерений	Да	Да
Пф40	Глубина хранения информации (профиля) в ИИК	Да	Да
Пф41	Глубина хранения информации (профиля) в ИВКЭ	Да	Да
Пф42	Глубина хранения информации в ИВК	Да	Да
Всего параметров, проверяемых при установлении соответствия АИИС КУЭ:		19	16

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал
институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А. В. Петров
подпись

«05» июня 2018 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Исследование величины собственного потребления
электроэнергии станции при модернизации оборудования.
Анализ коммерческого учета электроэнергии расчетным
методом, корректировка и учет по отпуску с шин

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

13.04.02.06 Гидроэлектростанции

Заместитель главного
инженера по
эксплуатации филиала

Научный
руководитель


подпись, дата 05.06.18г.

ПАО «РусГидро»
«Саяно-Шушенская
ГЭС им. П. С.
Непорожнего»
должность

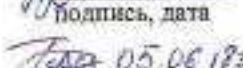
В. В. Луференко
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата 05.06.18г.

И. В. Сазанаква
инициалы, фамилия

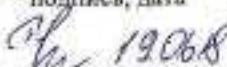
Рецензент


подпись, дата 05.06.18г.

Руководитель группы
«Режимы Автоматической службы»
должность

К. В. Терехов
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр


подпись, дата 19.06.18г.

зав РМО
должность

А. А. Чабанова
инициалы, фамилия