


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.04.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетические системы и сети

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


_____ Н.В. Савина
« 25 » 06 2019 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

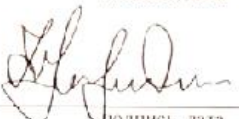
на тему: Внедрение системы АИИС КУЭ на космодроме Восточный

Исполнитель
студент группы 742-ом


_____ 24.06.2019
подпись, дата


Н.С. Чухай

Руководитель
профессор, к.т.н.


_____ 24.06.2019
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Руководитель
магистерской
программы
профессор, д.т.н.


_____ 28.06.2019
подпись, дата

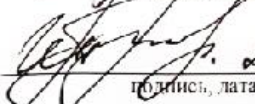
Н.В. Савина

Нормоконтроль
ст. преподаватель


_____ 24.06.2019
подпись, дата

Н.С. Бодруг

Рецензент


_____ 25.06.2019
подпись, дата

Т.Н. Зильченко

Благовещенск 2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 07 » 03

2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Урван Натальи Сергеевны

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Выборные элементы АЭС КЗС на площадке Проточный

(утверждено приказом от 08.03.19 № 531/ч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: исходные и расчетные материалы по выбору элементов АЭС КЗС, проектные планы ПС площадки Проточный

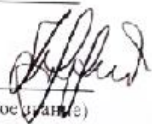
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Анализ существующей системы учета на площадке «Проточный», разработка планов строительства, выбор оборудования и материалов для выбора элементов АЭС КЗС

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 20 таблиц, 10 графиков, 10 схем

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) -

7. Дата выдачи задания 07.03.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мисюров И.В. учр. к.тн. 
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 07.03.2019
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 92 с, 10 рисунков, 20 таблиц, 20 источников.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, МОЩНОСТЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ, ЭЛЕКТРОННЫЙ СЧЕТЧИК, АКТИВНАЯ ЭНЕРГИЯ, РЕАКТИВНАЯ ЭНЕРГИЯ

В данной работе было произведено внедрение автоматизированной информационно-измерительной системы на космодроме «Восточный»

Целью данной работы является внедрение АИИС КУЭ в энергетический комплекс филиала ФГУП «ЦЭНКИ» – КЦ «Восточный» для достижения скорости и точности расчетов, снижения потерь электрической энергии и минимизации человеческого фактора.

На основе, полученной в процессе прохождения практик информации, был произведен анализ существующей на космодроме «Восточный» системы учета электрической энергии, рассмотрены технические требования, предъявляемые к автоматизированным системам и их компонентам, произведен выбор оборудования, предлагаемого к установке для внедрения АИИС КУЭ, а также рассмотрены основные метрологические требования, предъявляемые к измерительному оборудованию системы.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Обзор и анализ действующей системы учета электроэнергии на космодроме «Восточный»	9
1.1 Краткая характеристика космодрома «Восточный»	9
1.2 Недостатки действующей системы учета электрической энергии на космодроме «Восточный»	10
1.3 Преимущества автоматизированных систем учета электрической энергии	11
2. Технические требования, предъявляемые к автоматизированным системам учета электрической энергии и их компонентам	16
2.1 Требования к информационно-измерительному комплексу (ИИК)	16
2.2 Требования к информационно-вычислительному комплексу электроустановки (ИВКЭ)	19
2.3 Требования к информационно-вычислительному комплексу (ИВК)	21
2.4 Требования к измерительным трансформаторам тока и их вторичным цепям	24
2.5 Требования к измерительным трансформаторам напряжения и их вторичным цепям	27
2.6 Требования к приборам учета электрической энергии	29
2.7 Требования каналам связи автоматизированных систем учета электрической энергии	32
2.8 Требования к устройствам сбора и передачи данных автоматизированных систем	33
2.9 Требования к программному обеспечению автоматизированных систем	34
3. Выбор оборудования для внедрения АИИС КУЭ на	

космодроме «Восточный»	37
3.1 Выбор измерительных трансформаторов тока	37
3.2 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	48
3.3 Выбор приборов учета электрической энергии	55
3.4. Выбор устройств сбора и передачи данных (УСПД)	66
3.5 Выбор Волоконно-оптических линий связи (ВОЛС)	70
3.6 Выбор программного обеспечения автоматизированной системы учета электрической энергии	73
3.7 Технические решения по внедрению АИИС КУЭ на космодроме «Восточный»	74
4 Метрологическое обеспечение компонентов АИИС КУЭ	77
4.1 Метрологические характеристики измерительных элементов АИИС КУЭ	77
4.2 Расчет погрешности измерительных элементов АИИС КУЭ	86
4.3 Поверка средств измерений АИИС КУЭ	88
Заключение	89
Библиографический список	91

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время одной из важнейших проблем энергетики в области учета электроэнергии является повышение точности расчетов потребленной электроэнергии, как для физических, так и для юридических лиц. Одним из перспективных направлений в этой области можно считать совершенствование системы расчета потребляемых ресурсов с применением высокоточных приборов учета и измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также возможность своевременного снятия показаний даже с труднодоступных мест установки счетчиков.

Оптовый рынок торговли электроэнергией в условиях все более ужесточающейся конкуренции стремится к автоматизации узлов учета и к уменьшению человеческого фактора в моменты сбора и расчета данных. Возникает необходимость в быстром и точном расчете потребленной электроэнергии, а также гибкой адаптации к всевозможным тарифным системам учета электроэнергии. [4]

Все более важное значение начинают приобретать системы сбора данных и измерительные системы. Производство, передача и распределение электрической энергии больше не осуществляется в пределах одной рыночной структуры. В связи с этим встал вопрос о необходимости стандартизированных правил, связанных с транспортом электроэнергии и сбора информационных данных.

Новые задачи, устанавливаемые современной энергетикой (такие как необходимость балансирования нагрузок) и прогрессивный рост информационных технологий, привели к возникновению во многих компаниях своих собственных информационных отделов: серверов для хранения данных, а также систем автоматизированного сбора информации о потреблении энергоресурсов.[1] Прогнозирование дальнейшего потребления, расчет балансовых нагрузок, потребление электрической энергии, а также тарификация – все эти данные зависят от правильного функционирования систем управления и, в конечном счете, оказывают влияние на эффективность работы организаций.

Общая тенденция роста потребления электрической энергии и повышающихся нагрузок, приводят к возникновению на оптовом рынке торговли электроэнергией большого количества электросетевых компаний, которые предоставляют огромный спектр услуг, обеспечение которых без применения автоматизированных систем и комплексов крайне затруднительно.

В ряде европейских стран с развитой рыночной экономикой рассмотренные выше вопросы решаются при помощи внедрения автоматизированной информационно-измерительной системы учета электроэнергии или АИИС КУЭ. За последние годы данная система приобрела большую популярность за счет своей производительности и экономической целесообразности.

Таким образом, одной из актуальных задач современной энергетики в области учета электрической энергии становится внедрение или модернизация автоматизированных систем учета электроэнергии в распределительном электросетевом комплексе на территории Российской Федерации. Работы по внедрению подобных систем также предусматривают выполнение задач, изложенных в федеральном законе от 23.11.2009г. №261 – ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Основным потребителями электрической энергии является как промышленное производство и индивидуальная предпринимательская деятельность (юридические лица), так и бытовое население (физические лица). На данный момент и в той, и в другой области потребления остро встала проблема повышения точности и своевременности снятия показаний, ввиду участвовавших случаев предоставления неверных показаний или предоставления показаний с задержкой по времени, а также из-за фактов кражи электрической энергии.

Решением этой проблемы может стать внедрение автоматизированной информационно-измерительной системы учета электроэнергии (АИИС КУЭ) для всех категорий потребителей электроэнергии.

Актуальность работы объясняется необходимостью проведения быстрых и

точных расчетов по потреблению электроэнергии, а также необходимостью снижения как технических, так и коммерческих потерь электрической энергии и приспособления к многотарифной системе учета электроэнергии.

Объектом исследования магистерской диссертации является система электроснабжения филиала федерального государственного унитарного предприятия центра эксплуатации наземно-космической инфраструктуры космического центра «Восточный» (филиал ФГУП «ЦЭНКИ – КЦ «Восточный»).

Целью магистерской диссертации является внедрение АИИС КУЭ в энергетический комплекс филиала ФГУП «ЦЭНКИ» – КЦ «Восточный» для достижения быстроты и точности расчетов, снижения потерь электрической энергии и минимизации человеческого фактора.

Задачами магистерской диссертации являются:

- Обзор и анализ существующей системы учета электроэнергии в филиале ФГУП «ЦЭНКИ» – КЦ «Восточный»;
- Выбор оборудования и компонентов для создания системы АИИС КУЭ для потребителей филиала ФГУП «ЦЭНКИ» – КЦ «Восточный»;
- Рассмотрение технических требований, предъявляемых к автоматизированным системам и их компонентам;
- Ознакомление с основными требованиями, предъявляемыми метрологическим обеспечением и краткий расчет допустимой погрешности для выбранного оборудования.

1 ОБЗОР И АНАЛИЗ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА КОСМОДРОМЕ «ВОСТОЧНЫЙ»

1.1 Краткая характеристика космодрома «Восточный»

Космодром «Восточный» – российский космодром, расположенный на Дальнем Востоке в Свободненском районе Амурской области. На настоящее время является единственным в России гражданским космодромом. Его общая площадь достигает 700 км² включая близлежащую железнодорожную станцию «Ледяная». Данный объект возводился с целью улучшения экономической и социальной обстановки на территории Дальнего Востока, а также для обеспечения независимости в сферах космической деятельности как грузового, так и пилотируемого масштаба.

Климат преимущественно муссонного типа. Среднемесячная температура в зимний период составляет около –28 °С, в летний период около 30 °С. Район по гололеду II. Сейсмическая активность в данной области приурочена к 6 баллам.

Сейчас на территории космодрома «Восточный» находятся такие сооружения наземно-космической инфраструктуры как:

- мобильная база обслуживания (МБО), предназначенная для доступа персонала при окончательном монтаже изделия;
- монтажно-испытательные корпуса ракетносителя и космических аппаратов, предназначенные непосредственно для сборки ракеты;
- комплекс средств измерений и обработки информации (КСИСО), обеспечивает сотрудников информацией о состоянии ракеты после запуска;
- заправочно-нейтрализационная станция (ЗНС) необходима для заправки ракетносителя;
- промышленно-строительная эксплуатационная база (ПСЭБ), состоящая из складских и гаражных помещений, предназначенная для хранения строительно-монтажного оборудования и спецтехники;
- 4 подстанции и 4 центральных распределительных пункта и множество трансформаторных подстанций составляют базу внешнего электроснабжения на

космодроме «Восточный».

1.2 Недостатки действующей системы учета электрической энергии на космодроме «Восточный».

У нынешней системы сбора показаний электрической энергии (а также их последующего расчета), существует масса недостатков и если не приступать к модернизации такой организации учета, то в последующем это грозит обострением таких проблем как:

1) При постоянном увеличении темпов строительства объектов ежемесячные обходы для сбора показаний потребленной электрической энергии становятся все длиннее и зачастую могут занимать не один рабочий день. Это резко обостряет проблему своевременности снятия показаний электроэнергии, что приводит к некорректным расчетам.

2) Ввиду труднодоступности некоторых точек учета возникает необходимость в массовых обходах, отчего в результате человеческого фактора (неверного списания показаний с приборов учета в связи случайными или преднамеренными действиями персонала).

3) Существенно увеличивается численность сотрудников, что также приводит к возрастанию числа ошибок при снятии и расчетах показаний.

4) Из-за невозможности снятия показаний в единое установленное время возникает проблема с выставлением точных счетов субподрядным организациям космодрома, которые запитаны от него согласно индивидуальных договоров электроснабжения.

5) Отсутствие возможности предложения субподрядным организациям гибких взаимовыгодных тарифов, дифференцированных как по времени суток, так и по масштабам потребления.

6) В связи с отсутствием единой технологической базы данных усложняется работа по составлению балансов электрической энергии, а также затрудняется расчет потерь электроэнергии.

7) Из-за невозможности ежедневного снятия показаний с точек учета элек-

троэнергии, учащаются случаи несанкционированного потребления электроэнергии подрядными организациями, что приводит к существенному увеличению расходов предприятия.

В настоящее время для определения количества отпущенной электрической энергии сотрудникам необходимо из текущих показаний прибора учета отнять предыдущие и умножить получившейся результат на коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Такая методика обладает рядом недостатков, прежде всего в связи с огромным влиянием человеческого фактора на результаты вычислений. К тому же при такой работе системы учета узнать реальные потери в распределительных сетях, а также эффективность работы предприятия не предоставляется возможным. Решить данные проблемы целесообразно с помощью применения автоматизированной информационно-измерительной системы учета электроэнергии или АИИС КУЭ.

1.3 Преимущества автоматизированных систем учета электрической энергии

Автоматизированные системы учета электроэнергии доказывают свое преимущество в первую очередь тем, что уже на протяжении длительного периода времени применяются не только на территории Российской Федерации, но и в ряде развитых европейских стран, как на производстве, так и в бытовых потребительских секторах. Кроме основной функции учета электрической энергии, автоматизированные системы управляют и контролируют электропотреблением всего предприятия. [2]

Основными составляющими систем АИИС КУЭ являются следующие элементы:

- 1) Электронные счетчики учета электроэнергии представляют собой преобразователь аналогового сигнала в частоту следования импульсов, подсчет которых выдает потребленную электрическую энергию. Основным преимуществом таких приборов учета по сравнению с индукционными счетчиками явля-

ется отсутствие вращательных элементов. Кроме того, подобные счетчики обеспечивают большой интервал входных напряжений, что позволяет предлагать потребителям или использовать в производственных нуждах многотарифные системы учета, имеют возможность ретроспективы, что позволяет просматривать количество потребленной электроэнергии за любой период времени, помимо активной и реактивной электроэнергии способны измерять также и мощность, обладают многими дополнительными функциями. Разнообразие этих функций заключается в программном обеспечении микроконтроллера – неизменного атрибута большинства современных приборов учета электрической энергии.

2) Измерительные трансформаторы тока – агрегаты, предназначенные для трансформации первичного тока в более благоприятный для чувствительных измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы тока имеют первичную и несколько (в зависимости от конструкции) вторичных обмоток, а также замкнутый сердечник. Первичная обмотка подключается последовательно в цепь измеряемого тока, к вторичным же обмоткам производится подключение измерительных приборов и реле. Трансформаторы тока характеризуются номинальным коэффициентом трансформации – это соотношение номинальных токов первичной и вторичных обмоток. Номинальный ток вторичной обмотки обычно берется 1 или 5 ампер. Данный коэффициент может отличаться от своего номинального значения, что обусловлено током намагничивания. Это зависит от конструктивных данных – магнитной проницаемости сердечника, средней длины магнитного пути и т.д. Класс точности трансформатора тока согласно требованиям ПУЭ и в соответствии с ГОСТ 7746–2001 должен быть не ниже 0,2S для высоковольтных кабельных и воздушных линий и для генераторов с установленной мощностью 100 мВт и 0,5S для оставшихся присоединений. Если измерительные трансформаторы тока используются, сугубо для технического учета электроэнергии допускается использовать обмотки более низкого класса точности.

3) Измерительные трансформаторы напряжения – устройства, рассчитанные на трансформацию высокого напряжения до напряжения стандартной величины обычно это 100 или 57,7 вольт и отделения измерительных цепей от первичных цепей высокого напряжения. В целях безопасной эксплуатации один из выводов вторичной обмотки зачастую заземляют. В отличие от измерительных трансформаторов тока трансформаторы напряжения обычно работают в режиме приближенному к холостому ходу, так как сопротивление параллельных цепей и реле достаточно весома, а ток потребления мал. Трансформаторы напряжения также имеют коэффициент трансформации, определяемый как соотношение первичного и вторичного номинального напряжения. Трансформаторы напряжения должны удовлетворять требованиям ПУЭ и ГОСТ 1983–2001 и меть класс точности для высоковольтных кабельных и воздушных линий не хуже 0,2S и для остальных видов присоединений не хуже 0,5S.

4) УСПД или устройства сбора и передачи данных применяются для считывания, хранения и передачи данных по расходам электроэнергии в дистанционном режиме. Данные приборы обеспечивают информацией о состоянии всех подключенных к ним приборов учета электроэнергии, а также позволяют автоматизированным системам контролировать изменения уровня электроэнергии и мощности с помощью чего можно определить несанкционированное потребление электроэнергии, а также выполнять расчет потерь от точки измерения до точки поставки электроэнергии.

5) Волоконно-оптические линии связи или ВОЛС – каналы передачи данных автоматизированных систем, предназначенные для передачи информации между различными уровнями иерархии систем учета (например, между приборами учета и УСПД). Для организации передачи информации по таким каналам может быть использовано всевозможное оборудование с разного рода протоколами передачи данных – все зависит от конкретно принятого технического решения. В совокупности каналобразующей аппаратуры могут быть использованы разнообразные оптические преобразователи, мультиплексоры и интеллектуальные шлюзы.

б) GSM-модемы могут быть использованы в качестве альтернативы для передачи данных автоматизированным системам. Сам GSM-модем является малогабаритным устройством предназначенный для передачи данных о потребленной электроэнергии по спутниковой сети. Они служат прекрасной заменой Волоконно-оптических линий связи, поскольку обладают достаточно низкой ценой в сравнении с ВОЛС и расширенной гарантией.

7) Программное обеспечение автоматизированных систем – используется, для автоматизации выполнения различных функций начиная с расчетов потребления электроэнергии заканчивая составлением балансов электрической энергии, а также для контроля технического состояния компонентов АИИС КУЭ, документирования и синхронизации по временным зонам. Программное обеспечение может быть как стандартно выпускаемым пакетом, так и быть изготовленным согласно индивидуальным характеристикам каждого предприятия.

Применение этих элементов в самых различных конфигурациях технических проектов, позволяет выделить у автоматизированных систем учета электроэнергии следующие преимущества:

- автоматизированные системы накапливают и хранят информацию с применением современных средств, предназначенных для хранения информации (жестких дисков ЭВМ, flash-накопителей, УСПД и т.д.) Вследствие этого существенно понижается вероятность утери информации в сравнении с традиционными бумажными носителями. Также это способствует уменьшению затрат на организацию, обслуживание и поиск необходимых данных;

- значительно сокращаются трудозатраты, связанные с отбором необходимой информации. При помощи автоматизированных систем выборка и построение отчетов в любой форме и за любой период времени осуществляется лишь несколькими командами;

- благодаря автоматизированным системам можно существенно повысить скорость обработки информации и максимально уменьшить потери при помощи системы обеспечения единства времени (СОЕВ);

- автоматизированные системы способны одновременно контролировать

правильность функционирования всех подключенных к ней точек учета электроэнергии, что позволяет фиксировать и предотвращать хищения электрической энергии; [11]

– с помощью автоматизированных систем можно не только существенно уменьшать потери электроэнергии, но и перераспределять электроэнергию с наиболее энергоемких объектов на время действия экономически выгодных тарифов. Такой подход в разы уменьшит расходы предприятия, связанные с потреблением электроэнергии;

– простота эксплуатации автоматизированных систем позволяет быстро обучать сотрудников, а высокоавтоматизированные расчеты – избежать большого влияния человеческого фактора.

Таким образом, можно с уверенностью заявить о том, что внедрение системы АИИС КУЭ на космодром «Восточный» является оптимальным решением, которое позволяет справиться с рядом проблем, существующих при сборе информации о потреблении и функционировании предприятия, а также повысить эффективность работы космодрома.

2 ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К АВТОМАТИЗИРОВАННЫМ СИСТЕМАМ УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ИХ КОМПОНЕНТАМ

Автоматизированная информационно-измерительная система учета электроэнергии представляет собой многоступенчатую конструкцию, включающую три основных уровня: [10]

Первый уровень информационно-измерительный комплекс или ИИК. В его состав входят измерительные трансформаторы тока и напряжения и счетчики для измерения активной и реактивной электроэнергии.

Второй уровень измерительно-вычислительный комплекс электроустановки или ИВКЭ в состав, которого входят устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующая аппаратура. [3]

Третий уровень информационно-вычислительный комплекс или ИВК, включающий в себя аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, сервер базы данных, программное обеспечение, систему обеспечения единства времени (СОЕВ), автоматизированное рабочее место (АРМ) и каналобразующую аппаратуру.

Все три уровня образуют единую многофункциональную автоматизированную систему с единым центром управления и распределенной функцией измерения. На космодроме «Восточный» центр сбора, хранения и управления информацией предполагается сделать в здании управленческого подразделения (ЗУП) вблизи ПС 220/110/10 кВ ГПП.

2.1 Требования к информационно-измерительному комплексу (ИИК)

Информационно-измерительный комплекс призван выполнять такие функции как:

- автоматизированное считывание с точек учета информации о потреблении как активной, так и реактивной электрической энергии и мощности;
- автоматизированное выполнение функции системы обеспечения единства времени (СОЕВ);

– хранение информации о событиях, происходящих с компонентами системы и отображения этих данных в журнале событий ИИК.

Все измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также электрические счетчики, являющиеся компонентами ИИК должны быть внесены в единый перечень средств измерений и быть допущенными к применению на территории Российской Федерации и соответствовать требованиям стандарта. Элементы этого комплекса должны иметь актуальные на момент эксплуатации свидетельства о прохождении метрологического испытания. Приборы учета обязаны подвергаться опломбированию, лицами с наличием прав на поверку средств измерений. Также все компоненты ИИК должны предусматривать установку пломб сетевыми организациями.

Установка приборов учета электроэнергии и коммутация, используемая для подведения к ним, должна быть регламентирована требованиями ПУЭ.

Запрещается использование промежуточных измерительных трансформаторов тока для подключения средств измерений коммерческого учета. Все измерительные трансформаторы должны соответствовать ПУЭ по электродинамической и термической стойкости, классу напряжения и климатическому исполнению.

Эксплуатационная документация на элементы ИИК должна быть исполнена в русскоязычном варианте. Также во всех видах эксплуатационных режимов запрещается перегрузка измерительных трансформаторов тока и напряжения. Вторичные цепи трансформаторов напряжения должны находиться под постоянным контролем в обеспечение их целостности при коммерческом учете электрической энергии.

В схеме информационно-измерительного комплекса измерений электрической энергии должна предусматриваться допустимость замены электрического счетчика без длительного отсутствия транспортировки электроэнергии по сетям электроснабжения. При подключении приборов учета электрической энергии не допускается нарушение конструкции сборки применением спаек или скруток во вторичных цепях.

Таблица 1 – Допустимые классы точности для электросетевых объектов

Электросетевые объекты	Классы точности для:			
	Прибор учета		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения
	Активная энергия	Реактивная энергия		
ЛЭП 220 кВ и выше	0,2S	0,5	0,2S	0,2
Вводы и ЛЭП 35-110 кВ	0,2S	1	0,2S	0,2
ЛЭП и вводы 10 кВ с присоединяемой мощностью от 6 МВт	0,5S	1	0,5S	0,5
Ввода и отходящие линии 0,4 кВ	0,5	–	0,5	–
Для потребителей электроэнергии				
Потребители с запрашиваемой мощностью выше 100 МВт	0,2S	0,5	0,2S	0,2
Потребители с запрашиваемой мощностью выше 650 МВт (до 90 МВт)	0,5S	1	0,5S	0,5
Потребители с запрашиваемой мощностью менее 650 МВт при подключении:				
– к сетям выше 110 кВ	0,5S	1	0,5S	0,5
– к сетям 6,10,35 кВ	0,5S	1	0,5S	0,5
– к сетям 0,4 кВ	1	2	0,5	–

В таблице 1 приведены предельно допустимые классы точности для электросетевых объектов различных классов напряжения, а также для индивидуальных потребителей электрической энергии с разным уровнем расходования электрической энергии. Класс точности 0,2S применяемый в ЛЭП 35-110 кВ и для потребителей мощность с запрашиваемой мощностью более 100 МВт взят с учетом увеличения точности снимаемых измерений и для обеспечения чувствительности при работе трансформаторов тока.

Среднее время наработки ИИК на отказ должно составлять не менее 35000 часов, время восстановления не должно превышать 3-х суток, межповерочный интервал не должен быть более 8-ми лет.

2.2 Требования к измерительно-вычислительному комплексу электроустановки (ИВКЭ)

Измерительно-вычислительный комплекс электроустановки призван выполнять следующие функции:

- автоматизированный сбор результатов данных по потреблению электрической энергии;
- предоставление дистанционного доступа к прибору учета электроэнергии с автоматизированного рабочего места (АРМа);
- запрограммированное обеспечение защиты от несанкционированного изменения любых параметров данных;
- возможность коррекции времени как на своем уровне, так и в приборах учета электрической энергии;
- возможность самодиагностирования с последующей фиксацией в журнале событий ИВКЭ;
- автоматическое переключение между основными и резервными каналами связи передачи информации.

Протоколы и форматы передачи информации по ИВКЭ должны обладать гибкостью, универсальностью и предоставлять возможность их использования в комплексе программно-технических средств различных разработчиков. Обеспе-

чение защиты информации при передаче данных по каналобразующей аппаратуре является обязательным параметром во избежание несанкционированного доступа к данным.

Применяемый ИВКЭ должен иметь возможность поддержки различных интерфейсов связи с точками учета электрической энергии.

ИВКЭ необходимо иметь возможность передачи данных в разнообразные программно-аппаратные комплексы для обработки передачи и хранения информации, в том числе и при одновременной передаче.

Защита информационно-вычислительного комплекса электроустановки от нелегального доступа может быть исполнена как на аппаратном уровне управления (пломбирование клеммных контактов, функциональных модулей и т.д.), так и на программном уровне (доступ к информации и возможность изменения параметров настройки системы может быть произведена только после ввода пароля администратора или биометрического кода доступа). [15]

Местное изменение параметров ИВКЭ должно осуществляться исключительно в присутствии группы лиц обладающих необходимой группой допуска по электробезопасности. После подписания комиссионного акта согласия на изменение данных производится снятие механической пломбы, установленной на крышке, и ввод пароля. В Журнале событий данное изменение должно быть автоматически зафиксировано с указанием времени и даты изменения.

Удаленное изменение параметров ИВКЭ должно осуществляется только по защищённому каналу связи с обязательным вводом пароля или применением биометрического считывания системы, в этом случае в Журнале событий так же автоматически создается запись с указанием времени и даты изменения параметров устройства.

Информационно-вычислительному комплексу электроустановок необходимо иметь систему, которая будет контролировать «зависание» системы и осуществлять ее последующий перезапуск. ИВКЭ создается в типе промышленного исполнения для возможности бесперебойного функционирования даже в местах

повышенной опасности для эксплуатации электрооборудования с допустимостью его установки в панелях, шкафах и отсеках, а также обеспечивать комфортные условия для локального снятия данных или проведения технического обслуживания.

Напряжение питания ИВКЭ от сети переменного или постоянного тока 220В допускается с отклонением в 15 %. Потребление электроэнергии ИВКЭ со всеми присоединёнными к ней элементами не должно превышать значения 80 Вт. Охлаждение системы осуществляется по принципу естественной конвекции воздуха. Возможность работоспособности при различном диапазоне температур окружающей среды зависит от конкретной модели устройства сбора и передачи данных.

Конструктивное исполнение ИВКЭ должно быть осуществлено в целостном корпусе, а его габариты не превышать размеры стандартных ящиков, шкафов или панелей. Информационно-вычислительный комплекс электроустановок должен обеспечивать защищенное соединение не только при работе в закрытых, но и в общедоступных каналах связи. В большинстве случаев при работе с каналами общего доступа допускается использование VPN шифрования.

Значения показателей надежности ИВКЭ должны быть:

- при наработке на отказ не менее 35000 часов;
- при восстановлении работоспособности не более 24 часов.

2.3 Требования к информационно-вычислительному комплексу (ИВК)

Информационно-вычислительный комплекс должен осуществлять следующие функции:

- систематический (обычно 30-ти минутный) или предоставляемый по запросу оператора сбор данных о потреблении электрической энергии;
- автоматизированный сбор информации с предыдущих двух ступеней о состоянии объектов измерений с последующим оформлением отчетов;
- хранение данных о результатах измерений потребленной электроэнергии и состоянии элементов системы сроком не менее 3,5 лет с последующей возможностью работы с данными в долговременном архиве;

- возможность расчета потерь электроэнергии от точки измерений до точки поставки электроэнергии, а также расчета технических потерь;
- коррекцию времени элементов системы при помощи запроса времени из источников, обладающих заведомо достоверной информацией (например, ГЛОНАСС или GPS);
- возможность составления расчета балансов потребленной электроэнергии;
- возможность управления балансовыми группами, состоящими из нескольких приборов учета, для составления различных отчетов с целью консолидации и анализа данных при отсутствии ограничения прав администратором системы;
- предоставление по запросу сотрудника визуального отображения на экране АРМа информации по точке или группах точек измерения с целью контроля и анализа параметров измеренных величин;
- автоматическое ведение протокола значимых событий, регистрируемых уровнями ИИК и ИВКЭ;
- Групповое конфигурирование приборов учета разных производителей с возможностью выделения любого параметра измерения;
- обеспечение надежной защиты от несанкционированного доступа к ИВК как на аппаратном, так и на программном уровнях;
- формирование разнообразных видов отчетов, начиная от отчета за предыдущие сутки, заканчивая отчетом о годовом потреблении электроэнергии групп потребителей или подстанций. Отчет строится как в формате XLS, так и в графическом виде в зависимости от запроса сотрудника;
- получение получасовых и часовых значений активной и реактивной мощности по запросу оператора;
- возможность оперативного поиска любой точки поставки электроэнергии путем по различным параметрам от номера прибора учета до диспетчерского наименования;
- визуальный контроль сроков метрологических поверок приборов учета и

измерительных трансформаторов тока и напряжения при помощи таблиц в разделе «Метрология»;

– возможность многопользовательского использования программного обеспечения с индивидуальными возможностями производительности действий каждым конкретным сотрудником. Благодаря подобной иерархии только администратор системы имеет возможность изменения параметров системы, что существенно увеличивает безопасность автоматизированных систем;

– получение сигналов о нелегальном вмешательстве;

– возможность экспорта данных в форматы MS Excel, Adobe Acrobat, HTML и т.п.

Информационно-вычислительный комплекс предоставляет возможность создания иерархии объектов учета при выполнении следующих условий:

1) Иерархии создаются пользователем, имеющим соответствующие права, с применением исключительно встроенных в основной интерфейс средств программного обеспечения, без привлечения разработчиков;

2) Количество иерархий не ограничивается;

3) Количество уровней каждой иерархии определяется пользователем;

4) Иерархии можно создавать на основе компонентов объектов и справочников, в том числе и созданных пользователем;

Канал связи или интернет-соединение организуется по запросу контролирующего органа с уровня ИВК до рабочего места со следующими характеристиками:

– коэффициент готовности должен быть не менее 0,99 (на весь период предоставления канала);

– время восстановления не более 1 часа (за одни рабочие сутки);

– скорость не менее 1 Мбит/с.

Значения показателей надёжности ИИК должны не выходить за пределы:

– по коэффициенту готовности не менее 0,99;

– по времени восстановления не более 1 часа.

2.4 Требования к измерительным трансформаторам тока и их вторичным цепям

Измерительные трансформаторы тока рекомендуется применять для классов напряжения от 6 кВ. Для сетей 0,4 кВ также измерительные трансформаторы тока применяются в случаях, если измеряемый ток превышает 80 А, а запрашиваемая мощность предполагается быть выше или равной 45 кВт.

При модернизации или строительстве новых объектов необходимо применять схемотехнику измерения с тремя измерительными трансформаторами тока.

При подключении к системе приборов учета рекомендуется присоединение измерительных цепей к отдельной обмотке трансформатора тока. Класс точности зависит от подключаемого объекта. [19]

Реализация эксплуатационных проектов, предполагающих применение встроенных трансформаторов тока, конструктивные особенности которых не позволяют работникам выполнять, периодические метрологические поверки допускаются только до момента проведения реконструкции электроустановок. В случае модернизации действующих объектов или строительства новых рекомендуется использовать конструкторские решения, предполагающие использование встроенных измерительных трансформаторов тока с конструктивным исполнением, позволяющим сотрудникам проводить периодические метрологические поверки и другие виды эксплуатационных работ.

Согласно условиям механической прочности, в измерительных трансформаторах тока должны применяться медные проводники, сечение которых не должно быть менее 2,5 мм². Запрещается применение алюминиевых проводников при реконструкции или строительстве новых объектов. Суммарная мощность нагрузок вторичных цепей измерительных трансформаторов тока не должна превышать мощности номинальных вторичных нагрузок, приведённых в паспортных данных трансформатора тока.

По техническим требованиям все принимаемые в эксплуатацию измерительные трансформаторы тока должны удовлетворять требованиям ГОСТ 7746-2001. «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

Подключение приборов учета электрической энергии к измерительным трансформаторам тока, номинальный ток которых меньше чем вторичный номинальный ток измерительного трансформатора тока возможен при соблюдении таких условий как:

– максимально допустимый ток для прибора учета электрической энергии не должен превышать максимальную величину вторичного тока в точке учета электрической энергии и продолжительность действия максимального тока во вторичных цепях не могла превышать допустимую продолжительность действия для каждой конкретной точки учета электроэнергии.

– при минимальных режимах работы ток во вторичной обмотке трансформатора тока должен соответствовать необходимому классу точности измерения в соответствии с ГОСТ 7746-2001.

– При возникновении недогрузки во вторичных цепях измерительного трансформатора тока необходима установка догрузочных резисторов.

При выполнении строительных работ, а также работ, связанных с модернизацией объектов электроснабжения запрещается присоединение к вторичным обмоткам измерительных трансформаторов тока, к которым уже присоединена последовательная цепь приборов учета или элементы релейной защиты и автоматики. Для уже действующих систем учета электрической энергии и мощности, при отсутствии вторичных обмоток необходимых для присоединения счетчиков, разрешено совместное подключение элементов релейной защиты и приборов учета электрической энергии при соблюдении рекомендаций по нагрузке на вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и защите вторичных цепей от несанкционированного доступа.

Электромагнитные измерительные трансформаторы тока, эксплуатируемые с начала 2015 года должны обладать слабым остаточным насыщением магнитной индукции, для этого их магнитопроводы производятся из амфорных магнитомягких или нанокристаллических сплавов. В последнее время все большей популярностью пользуется применение трансформаторов на основе поляризационной оптики (оптические трансформаторы), при этом возникает необходимость

к тенденции совмещения в едином блоке измерений тока и напряжения (оптические единицы).

При монтаже дополнительных приборов учета электрической энергии позволительна установка добавочных измерительных трансформаторов тока на высоковольтные линии электропередач от сети 110 кВ и выше при отсутствии у трансформатора тока вторичных обмоток, необходимых для подключения дополнительных приборов учета электрической энергии, при обеспечении работы в необходимом классе точности, исходя из нагрузки на обмотки вторичных цепей трансформатора тока.

Зажимы для клемм должны, как правило, обеспечивать безопасное закорачивание вторичных цепей трансформаторов тока, отключение токовых цепей прибора учета электроэнергии при его замене или проверке. В системе учета должна присутствовать допустимость подключения эталонного прибора учета электрической энергии без разъединения шин проводов и кабелей. Конструктивное исполнение клеммных зажимов измерительных цепей должно предусматривать защиту от несанкционированного доступа посторонних, с вероятностью использования клеммных коробок.

При реконструкции или строительстве новых объектов электроснабжения в вопросе учета электрической энергии рекомендуется применение отдельных трансформаторов тока по классам точности в соответствии с таблицей №1. Применение конструктивных решений с использованием встроенных трансформаторов тока допускается при напряжении от 110 кВ и первичных токах свыше 300 А.

Во избежание увеличения индуктивного сопротивления шин, кабелей коммутацию вторичных цепей трансформаторов тока рекомендуется исполнять без применения скруток и колец, для того чтобы сумма токов этих цепей в каждой кабеле или шине при любых режимах работы системы была равна нулю.

Межповерочный интервал метрологической поверки измерительных трансформаторов тока должен составлять не менее 7 лет.

В качестве применяемых современных решений целесообразно руководствоваться следующими рекомендациями:

– установка оптических трансформаторов тока, с обеспечением возможности получения цифровых измерений при этом конструкция данных трансформаторов тока предусматривает использование минимального объема площади подстанции;

– установка электромагнитных трансформаторов в виде отдельного аппарата;

– установка встроенных в силовые выключатели электромагнитных трансформаторов тока (при отсутствии свободного места на территории подстанции).

2.5 Требования к измерительным трансформаторам напряжения и их вторичным цепям

Для питания цепей напряжения приборов учета электрической энергии используются трехфазные измерительные трансформаторы напряжения или однофазные измерительные трансформаторы напряжения, с установкой в каждую из трех фаз. Модули измерительных систем со встроенными трансформаторами напряжения, возможно, использовать только до начала реконструкции систем. При проведении модернизации системы или начале строительных деятельности по созданию новых объектов электроснабжения использование измерительных трансформаторов напряжения со встроенной конструктивной особенностью запрещается. Исключение составляют измерительные трансформаторы напряжения, являющиеся частью комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией или КРУЭ. При применении такой методики должна быть предусмотрена возможность обеспечения проведения метрологических проверок, технических обслуживаний и других видов эксплуатационных работ.

По техническим характеристикам все эксплуатируемые измерительные трансформаторы напряжения должны удовлетворять требованиям ГОСТ 183-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

При строительстве или реконструкции объектов электроснабжения необ-

ходимо применение антирезонансных трансформаторов, имеющих измерительные обмотки, обладающие стойкостью против резонансного явления.

Величина допустимых классов точности измерительных трансформаторов напряжения для каждого типа присоединений должна быть регламентирована соответствующей технической документацией. Относительная величина потерь напряжения в линиях присоединения приборов учета к измерительным трансформаторам напряжения не должна превышать 0,26% от номинального напряжения вторичной обмотки для измерительных трансформаторов напряжения с классом точности 0,5 и 0,2, а также не превышать значения 0,5% для измерительных трансформаторов напряжения с точностью равной 1. Медные соединительные провода вторичных цепей трансформаторов напряжения для всех видов технического и коммерческого учета должны обладать сечением не менее 1,5 мм².

Технологическое устройство зажимов для клемм измерительных трансформаторов напряжения должно обеспечивать необходимую защиту от несанкционированных доступов.

Вне зависимости от конструктивного исполнения и класса напряжения измерительные трансформаторы напряжения должны иметь проходящую по высокой стороне защиту, реализуемую при помощи предохранителей или коммутационных аппаратов с защитой. При этом конструктивная особенность элементов коммутационных аппаратов на высокой стороне измерительных трансформаторов напряжения расчетного прибора учета должна иметь возможность опломбирования. Измерительные трансформаторы напряжения, защищаемые предохранителями должны иметь возможность контролирования состояния целостности этих элементов. В случае если в точке учета потребления электрической энергии происходит установка двух и более систем шин, и каждый отдельный трансформатор напряжения присоединяется к соответствующей отдельной си шине, возникает необходимость возможности переключения цепей приборов учета каждого присоединения, подключенных на измерительный трансформатор напряжения к соответствующей ей системе шин.

При возникновении недогруженности вторичных цепей трансформатора

напряжения предусматривается возможность установки догрузочных резисторов. Межповерочный интервал для измерительных трансформаторов напряжения должен составлять от 6 до 12 лет.

2.6 Требования к приборам учета электрической энергии

Для обеспечения коммерческого и технического учета электрической энергии к установке в автоматизированных системах применяются многофункциональные «интеллектуальные» счетчики учета потребленной электрической энергии, с актуальным сроком метрологической поверки. Технические и метрологические характеристики приборов учета электрической энергии должны быть регламентированы ГОСТ Р52320-2005 «Счетчики электрической энергии. Часть 11», а также ГОСТ Р52323-2005 «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S. Часть 22» и ГОСТ Р52322-2005 «Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2. Часть 21». Для счетчиков реактивной энергии применяется ГОСТ Р52425-2005 «Статические счетчики реактивной энергии».

Список всех вводимых и отменяемых стандартов приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень вводимых в действие и отменяемых ГОСТ

ГОСТ вводимые в действие	Отменяемые ГОСТ	Объект стандартизации
ГОСТ 31818.11–2012	ГОСТ Р52320–2005	Общие технические требования к счетчикам электрической энергии
ГОСТ 31819.21–2012	ГОСТ Р53320–2005	Частные технические требования к статическим счетчикам класса точности 1 и 2
ГОСТ 31819.22–2012	ГОСТ Р53323–2005	Частные технические требования к статическим счетчикам класса точности 0,2S и 0.5S
ГОСТ 31819.23–2012	ГОСТ Р53324–2005	Частные технические требования к статическим счетчикам реактивной энергии

В соответствии с приказами Росстандарта от 22.11.2012г. №№1035-1039-ст с 1 января 2014 года в действие были введены межгосударственные стандарты, описывающие необходимые требования на общие и частные приборы учета электрической энергии. Действие этих стандартов распространяется только на реконструируемые или вновь разрабатываемые приборы учета электрической энергии. [14]

Для отображения показаний и контроля правильности функционирования системы, счетчик электрической энергии должен быть оборудован встроенным дисплеем или быть дополнительно укомплектованным удаленным дисплеем.

Информация, выводимая на экране прибора учета электрической энергии должна выводиться на дисплей на русском языке и содержать такие данные как текущее показание точки учета электроэнергии, текущий тариф на настоящее время, сигнал о работоспособности состояния прибора учета, индикацию аварийности событий и несанкционированных вмешательств. Отображение единиц измерения допускается производить в международной системе СИ. Прибор учета должен быть оснащен обязательной подсветкой дисплея и индикации.

В случае приложения номинального напряжения к клеммам прибора учета счетчик электрической энергии должен нормально функционировать не позднее чем через 6 секунд после начала операции. Должна быть предусмотрена защита данных учета и параметров потребленной электрической энергии в точке учета от проникновения третьих лиц при помощи таких элементов как:

- электронная пломба корпуса и клеймённой крышки прибора учета электрической энергии;
- паролирования системы;
- аппаратной блокировки;
- голограммы.

Также в счетчике электрической энергии необходимо контролировать правильность соединения измерительных сетей. Защита от несанкционированного доступа к данным и параметрам прибора учета электрической энергии должна быть выполнена как на техническом, так и на программном уровнях.

Еще одним нововведением является необходимость внедрения защиты приборов учета от воздействия магнитных полей на их составляющие. Воздействие магнитных полей должно автоматически регистрироваться в Журнале событий с указанием:

- даты и времени начала событий;
- даты и времени окончания событий.

Индикатор функционирования должен быть виден с лицевой стороны прибора учета.

Прибор учета электрической энергии должен обладать:

- встроенным календарем;
- оптическим портом, с протоколом обмена соответствующими МЭК 61107, или радиointерфейсом для настройки, параметрирования или локального обмена данными;

- для обеспечения возможности беспроводной передачи, собранной учтенной и измеренной информацией по одной из таких каналов связи как, например, GPRS, CAN, PLC, RF, RS-232 или Ethernet. Выбранный канал для передачи не должен совпадать с протоколом настройки.

- трехфазные приборы учета электрической энергии с полукосвенным или косвенным видом включения должны предусматривать наличие дополнительных логических интерфейсов, которые будут обеспечивать подключение данных приборов в сеть сбора и передачи информации АСДТУ. Данное правило не распространяется на бытовых потребителей электрической энергии.

- зоны, на которых осуществляется применение разных тарифных планов, должны иметь возможность запрограммирования в приборе учета электрической энергии;

- приборы учета электрической энергии должны обладать встроенными часами. Их точность должна удовлетворять требованиям ГОСТ Р МЭК 61038-2001, иметь возможность автоматической коррекции и обладать работоспособностью при температуре от -40°C до $+60^{\circ}\text{C}$;

- электрические счетчики должны функционировать в температурном диапазоне от -40°C до $+60^{\circ}\text{C}$;
- межповерочный период для однофазных и трехфазных приборов учета электрической энергии должен быть не менее 8 лет;
- средняя наработка на отказ приборов учета электрической энергии должна составлять более 10000 часов;
- срок эксплуатации энергетической батареи, встроенной в прибор учета должен составлять не менее 10 лет;
- эксплуатация всего комплекса прибора учета электрической энергии гарантирована на срок не менее 20 лет.

Скорость передачи информации определяется стандартами спецификации применяемых интерфейсов связи.

Приборы и точки учета электрической энергии должны иметь возможность обеспечивать измерение и фиксирование потребляемой энергии, а также возможность вычисления пиковых нагрузок за любые заданные промежутки времени.

Каждый эксплуатируемый прибор учета электрической энергии должен подвергаться обязательному опломбированию на местах, скрепляющих составные части корпуса счетчика, иметь пломбу с клеймом государственной поверки, а также иметь пломбу, установленную сетевой организацией – на зажимной крышке контактных соединений.

Ввиду необходимости повышения точности выполняемых расчетов и сохранения измерений, необходимо применение приборов учета, производящих вычисления в двух направлениях передачи электрической энергии. Такие приборы учета называются реверсивными приборами учета электрической энергии.

2.7 Требования к каналам связи автоматизированных систем учета электрической энергии

При использовании автоматизированных систем учета электрической энергии транспорт электрической энергии должен осуществляться с применением каналобразующей аппаратуры, обеспечивающей сбор и передачу инфор-

мации с использованием стандартизированных интерфейсов и протоколов обмена в автоматизированном режиме.

Каналы связи, которые используются, для передачи информации должны обладать бесперебойным устойчивым соединением между уровнями автоматизированных систем учета электрической энергии.

Используемые протоколы и техническая реализация каналов передачи данных связи должны обеспечивать транспорт данных расчетного учета с нижнего уровня ИВКЭ на верхний, при этом максимальная задержка передачи данных не должна превышать 40% от интервала сбора данных в автоматизированном режиме.

Необходимость резервного канала и выбор одного из каналов в качестве основного должен производиться на этапе проектной разработки, основываясь на территориальных условиях и объеме запрашиваемой электроэнергии. В связи с этим возникает необходимость в установке резервирования каналов связи между информационно-измерительным и информационно вычислительным уровнями АИИС КУЭ, в случае если источник синхронизации времени находится на информационно-вычислительном уровне.

Более подробные требования, предъявляемые к каналообразующей аппаратуре и средствам связи должны прописываться в технических условиях и технических заданиях проектной документации.

2.8 Требования к устройствам сбора и передачи данных автоматизированных систем

УСПД или устройства сбора и передачи данных должны иметь возможность сбора данных со всех подключенных к нему приборов учета электрической энергии, с целью обработки и передачи этих данных на вышестоящий уровень, а также для создания единой сети при помощи цифровых интерфейсов RS-485 и RS-232 и возможность выхода в локальную сеть Ethernet.

Для создания устройств с цифровыми интерфейсами должны быть использованы кабели, предназначенные для создания промышленных сетей, построен-

ных в соответствии с требованиями стандартов. Применение кабелей с неэкранированной витой парой запрещено. Все кабели должны прокладываться с применением разветвителей интерфейса. При прокладке кабельной линии снаружи объекта кабель должен иметь двустороннюю грозозащиту. Не допускается совместная прокладка в одном кабельном лотке кабелей цифровых интерфейсов и силовых кабелей. Приборы учета и ИВК должны иметь возможность функционирования по открытым стандартным протоколам обмена данными в соответствии с требованиями IES 65452.

Протоколы приборов учета, принадлежащих одной марке, но различающихся в версии или сроке выпуска, должны иметь возможность слияния, то есть более современная версия протокола должна иметь возможность интеграции с более старыми версиями.

Протоколы и форматы передачи информации автоматизированных систем учета электроэнергии должны иметь стандартный вид, что позволяет использовать их для состава программного обеспечения различных разработчиков.

2.9 Требования к программному обеспечению автоматизированных систем

Программное обеспечение системы учета электроэнергии должно быть полноценным, обеспечивать выполнение всех заданных функций, иметь в арсенале все средства и возможности для организации различных необходимых программных решений для обработки, хранения данных.

Программное обеспечение должно представлять собой совокупность программных средств, обеспечивающих совместно с техническими средствами выполнение всех необходимых функций.

Программное обеспечение должно иметь модульную структуру: каждая функция должна быть реализована посредством различного количества либо одного модуля, причем изменения, которые вносятся в один из различных модулей, не должны ограничивать выполнение их функций другими модулями.

В программном комплексе верхнего уровня должны быть обеспечены интеграция функций расчетного и технического учета, объединение данных ИИК

учета.

Верхний уровень программного комплекса должен выполнять функции сбора данных учета, накопления, хранения, обработки, отображения, документирования и распространения этих данных, синхронизации часов компонентов системы учета.

Длительность хранения данных ИВК должна составлять не менее 3,5 лет.

Программное обеспечение должно иметь пользовательский интерфейс, сервисные и вспомогательные функции на русском языке.

Диагностические сообщения о случаях несанкционированного вмешательства, а также информационные сообщения, выдаваемые в процессе работы программ, должны быть унифицированы.

Прикладное программное обеспечение верхнего уровня системы в общем случае должно обеспечивать решение следующего комплекса задач:

- коммерческие задачи – обеспечение расчетов за отпущенную/потребленную энергию между субъектами рынка энергии за расчетный период;
- задачи оперативного контроля энергии и мощности по точкам и объектам учёта;
- балансные задачи – по каждому объекту и субъекту учета обеспечить расчет балансовых потерь;
- задачи общих потерь – по объектам и субъектам учета определение балансных фактических потерь электроэнергии, мощности;
- задачи расчета технических потерь – обеспечение расчетов и фактических потерь электроэнергии в ЛЭП и силовых трансформаторах;
- задачи ограничения и регулирования – обеспечение ограничения потребления энергии и мощности и регулирования нагрузки потребителей – регуляторов;
- задачи технического контроля – обеспечение контроля технического состояния компонентов системы учета электроэнергии;
- прогнозные задачи – задачи краткосрочного, среднесрочного и долго-

срочного прогнозирования выработки/потребления энергии по каждому субъекту учета.

Должна обеспечиваться возможность решения коммерческих задач с периодичностью, соответствующей величине расчетного периода, установленного нормативным правовым актом или договором, а также действующей тарифной системой с учётом дифференцированных тарифов по зонам суток.

Лицензионные соглашения об использовании программного обеспечения должны носить бессрочный характер.

3 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ВНЕДРЕНИЯ АИИС КУЭ НА КОСМОДРОМЕ «ВОСТОЧНЫЙ»

Автоматизированная информационно-измерительная система учета электроэнергии, внедряемая на космодроме «Восточный» предполагается к использованию в целях измерения технического и коммерческого учета электроэнергии и мощности, автоматизированного процесса сбора обработки и хранения информации, отображения данных по потреблению электрической энергии, а также для уменьшения потерь электроэнергии и контролирования потребления электроэнергии в сетях внешнего электроснабжения.

Система АИИС КУЭ включает в себя три основных уровня:

Уровень ИИК или нижний уровень измерения. В его состав входят измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также счетчики электрической энергии;

Уровень ИВКЭ или средний уровень измерения. В состав этого уровня входит УСПД и каналобразующая аппаратура;

Уровень ИВК или верхний уровень измерения. В него включены такие элементы как сервер базы данных, программное обеспечение, система обеспечения единства времени и каналобразующая аппаратура. Выбор оборудования для внедрения системы АИИС КУЭ рекомендуется начинать с нижнего уровня системы.

3.1 Выбор измерительных трансформаторов тока

Система внешнего электроснабжения космодрома «Восточный» включает в себя 4 подстанции, 5 центральных распределительных пункта и порядка 60 трансформаторных подстанций на напряжение 10/0,4 кВ.

Основными подстанциями космодрома являются:

- ПС 220/110/10 кВ «ГПП»;
- ПС 110/10 кВ СК-1;
- ПС 110/10 кВ «Аэродром»;
- ПС 220/10 кВ «Восточная».

К центральным распределительным пунктам относятся:

- ЦРП 10 кВ «ТК»;
- ЦРП 10 кВ «СК»;
- ЦРП 10 кВ «ПСЭБ»;
- ЦРП 10 кВ «Деловой центр»;
- ЦРП 10 кВ «ГП–96».

Трансформаторы тока для этих подстанций выбираются с наличием двух вторичных обмоток, одна из которых предназначена для подключения приборов, связанных с релейной защитой и автоматикой, а вторая для подключения измерительных приборов учета. Выбор трансформаторов тока необходимо производить в соответствии с номинальным напряжением и токам первичных и вторичных обмоток в выбираемом классе точности. Проверка измерительных трансформаторов тока производится по электродинамической и термической стойкости. [7]

Для ПС 220/110/10 кВ «ГПП», ПС 220/10 кВ «Восточная», ПС 110/10 кВ «СК-1» и ПС 110/10 кВ «Аэродром» на стороне высокого напряжения было решение о выборе встроенных в КРУЭ измерительных трансформаторов тока, а для стороны низкого напряжения, решение о внедрении измерительных трансформаторов тока в составе КРУ.

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}} , \tag{1}$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей достаточно мало, поэтому:

$$Z_2 \approx R_2 \quad (2)$$

Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $R_{\text{ПРИБ}}$, сопротивления соединительных проводов $R_{\text{ПР}}$ и переходного сопротивления контактов $R_{\text{К}}$:

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (3)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм².

Наибольшее сечение, соответственно – 6 мм². Далее вычисляем сопротивление самой нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{\text{ПРОВ}}=R_{\text{ПРОВ}}$.

Состав вторичной нагрузки трансформаторов тока приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
ПС 220/110/10 кВ «ГПП»					
Линии 220 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Прибор учета	1	Альфа 1200	1,0	1,0	1,0
Линии 110 кВ					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	5	5	5
Ваттметр	1	ЦП 8506/120	1	1	1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Варметр	1	ЦП 8506/120	1	1	1
Прибор учета	1	Альфа 1200	5	5	5
Линии 10 кВ					
Амперметр	22	ЦП 8501/10	5	5	5
Ваттметр	22	ЦП 8506/120	1	1	1
Варметр	22	ЦП 8506/120	1	1	1
Прибор учета	22	Альфа 1500	5	5	5
ПС 220/10 кВ «Восточная»					
Линии 220 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	1	1	1
Варметр	2	ЦП 8506/120	1	1	1
Прибор учета	1	Альфа 1200	1,0	1,0	1,0
Линии 10 кВ					
Амперметр	38	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	38	ЦП 8506/120	1	1	1
Варметр	38	ЦП 8506/120	1	1	1
Прибор учета	38	Альфа 1200	1,0	1,0	1,0
ПС 110/10 кВ «СК-1»					
Линии 110 кВ					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	1	ЦП 8506/120	1	1	1
Варметр	1	ЦП 8506/120	1	1	1
Прибор учета	1	Альфа 1500	5	5	5
Линии 10 кВ					
Амперметр	34	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	34	ЦП 8506/120	1	1	1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Варметр	34	ЦП 8506/120	1	1	1
Прибор учета	34	Альфа 1500	5	5	5
ПС 110/10 кВ «Аэродром»					
Линии 110 кВ					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	1	ЦП 8506/120	1	1	1
Варметр	1	ЦП 8506/120	1	1	1
Прибор учета	1	Альфа 1500	5	5	5
Линии 10 кВ					
Амперметр	34	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	34	ЦП 8506/120	1	1	1
Варметр	34	ЦП 8506/120	1	1	1
Прибор учета	34	Альфа 1500	5	5	5
ЦРП 10 кВ «ТК»					
Линии 10 кВ					
Амперметр	44	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	44	ЦП 8506/120	1	1	1
Варметр	44	ЦП 8506/120	1	1	1
Прибор учета	44	Альфа 1500	5	5	5
ЦРП 10 кВ «СК»					
Линии 10 кВ					
Амперметр	40	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	40	ЦП 8506/120	1	1	1
Варметр	40	ЦП 8506/120	1	1	1
Прибор учета	40	Альфа 1500	5	5	5
ЦРП 10 кВ «ПСЭБ»					
Линии 10 кВ					

1	2	3	4	5	6
Амперметр	44	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	44	ЦП 8506/120	1	1	1
Варметр	44	ЦП 8506/120	1	1	1
Прибор учета	44	Альфа 1800	5	5	5
ЦРП 10 кВ «ДЦ»					
Линии 10 кВ					
Амперметр	44	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	44	ЦП 8506/120	1	1	1
Варметр	44	ЦП 8506/120	1	1	1
Прибор учета	44	Альфа 1500	5	5	5

Для обеспечения заданного класса точности должны соблюдаться следующие условия:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (4)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (5)$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2 \text{ ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (6)$$

где $r_{\text{ПР}}$ – сопротивление проводов;

$r_{2 \text{ ном}} = 20$ Ом – допустимое сопротивление нагрузки на ТТ;

$r_{\text{ПРИБ}}$ – суммарное сопротивление приборов, подключенных к ТТ.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2 \text{ Н}}^2}, \quad (7)$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{19,3}{5^2} = 3,86 \text{ Ом} .$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным $R_K = 0,05$ Ом.

Таким образом, приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 20 - 3,86 - 0,05 = 16,09 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}}, \quad (8)$$

где l – длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0175$ – удельное сопротивление материала (медь).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{16,09} = 0,11 \text{ мм}^2$$

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Зависимость длины соединительных проводов от напряжения

U_H , кВ	L , м
1	2
220	50–100
10	6 – 10

Принимаем кабель с сечением $2,5 \text{ мм}^2$, тогда сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}}, \quad (9)$$

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_2 = 3,86 + 0,7 + 0,05 = 4,61 \text{ Ом}.$$

На стороне 220 кВ ПС 220/110/10 кВ «ГПП», ПС 220/10 кВ «Восточная», ПС 110/10 кВ «СК-1», ПС 110/10 кВ «Аэродром» выбираем измерительные трансформаторы тока в составе КРУЭ 220 кВ марки АМТ-245/1, а на стороне 110 кВ вышеперечисленных подстанции выбираем трансформаторы тока типа АМТ-170/1.

Трансформаторы тока АМТ-170/245/1 производства фирмы Trench Germany GmbH (Германия) [6] предназначены для передачи сигналов измерительной информации измерительными приборами и/или устройствами защиты и управления в электросетях переменного тока промышленной частоты. Данные трансформаторы тока применяются в КРУЭ в сетях напряжения 110-220 кВ. Данные трансформаторы тока сконструированы специально для установки в корпусе КРУЭ 8DN9, и не являются отдельным составляющим элементом. Токопроводы КРУЭ в данном случае исполняют роль первичных обмоток трансформатора тока. Соединение с соседними модулями происходит при помощи штепсельных контактов. Вторичные обмотки находятся на ферромагнитных кольцевидных сердечниках, смонтированных на внутренних электродах. Трансформаторы тока

такого типа имеют в составе своей конструкции от одной до восьми измерительных и/или защитных обмоток вторичного напряжения, количество и размеры которых зависят от требований эксплуатации.

Трансформатор тока монтируется обычно со стороны отходящей линии силового выключателя. Однако, при необходимости, модуль трансформатора тока может быть также встроен в любом месте ячейки или установки. Сердечники с вторичными обмотками рассчитываются в соответствии с требованиями к количеству ответвлений, классу точности и мощности. Переключение на различные коэффициенты трансформации происходит на клеммах вторичной обмотки трансформатора, выведенных через газонепроницаемую вводную плиту. Элегаз, находящийся под давлением в модуле, образует первичную изоляцию. Герметичная конструкция трансформатора тока обеспечивает высокий класс электромагнитной совместимости. Рабочее давление элегаза контролируется при помощи датчика плотности элегаза. В целях предотвращения взрыва, при подъёме давления в системе выше допустимых значений, в конструкции предусмотрен предохранительный клапан с разрывной мембраной.

На рисунке 1 представлен трансформатор тока в составе комплектного распределительного устройства 220 кВ.



Рисунок 1 – ТТ в составе КРУЭ-220 кВ.

Климатическое исполнение трансформатора тока позволяет ему оставаться полностью работоспособным при температуре от -25°C до $+55^{\circ}\text{C}$.

Межповерочный интервал трансформатора тока составляет 8 лет. Масса изделия не более 400 кг.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнение данных ТТ в составе КРУЭ 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 242 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 600 \text{ А}$	$I_p = 60 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$S_{2\text{ном}} = 50 \text{ ВА}$	$S_2 = 16 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 14,5 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$B_k = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 208 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} \geq B_k$

На стороне НН ПС 220/110/10 кВ «ГПП», ПС 220/10 кВ «Восточная», ПС 110/10 кВ «СК-1», ПС 110/10 кВ «Аэродром», ЦРП 10 кВ «ТК», ЦРП 10 кВ «СК», ЦРП 10 кВ «ПСЭБ» и ЦРП 10 кВ «Деловой центр», а также на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ выбираем трансформатор тока в составе КРУ ТОЛ-СЭЩ-10-21-У2. Расчет производим аналогично с вышеописанной методикой.

Измерительные трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ10-21-У2 производства компании «ЭнергоСфера», представляют собой конструкцию в виде опорных литых трансформаторов. Предназначены для уменьшения первичных высоких токовых значений до величин пригодных для измерений, выработки сигналов измерительной информации для приборов учета электрической энергии или для функций релейной защиты и автоматики. Может служить изоляцией вторичных цепей от высокого первичного напряжения, что значительно повышает безопасность при работе в электроустановках. Трансформаторы ТОЛСЭЩ-10-21 конструктивно разработаны под установку в комплектные распределительные устройства внутренней установки

переменного тока с частотой 50–60 Гц.

Конструкция трансформаторов тока имеет опорный вид элементами, которого являются магнитопроводы, первичные и вторичные обмотки. Каждая вторичная обмотка расположена на отдельном магнитопроводе. Электрическую прочность изоляции и защиту обмоток от механических воздействий обеспечивает литой блок, созданный благодаря заливке обмоток изоляционным компаундом. В основании трансформатора находятся четыре опорных крепления, предназначенные для установки трансформатора тока.

Климатические условия, при которых трансформатор тока сохраняет свои функции находятся в диапазоне температуры от -45°C до $+50^{\circ}\text{C}$ в исполнении У2.

На рисунке 2 представлен трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10-21 для установки в кру-10 кВ



Рисунок 2 – Трансформатор тока

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 6.

Таблица 6 – Сравнение данных ТТ в составе КРУ 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1500 \text{ А}$	$I_p = 462 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$S_{2\text{НОМ}} = 50 \text{ ВА}$	$S_2 = 16 \text{ ВА}$	$S_2 \leq S_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 26,1 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$B_k = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 654 \text{ кА}^2\text{с}$	$I^2_{\text{т}} \cdot t_{\text{т}} \geq B_k$

Полный перечень выбранных трансформаторов тока для всех подстанций космодрома «Восточный» приведен в приложении А.

3.2 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для измерения напряжения, питания цепей автоматики, сигнализации и релейной защиты линий электропередач от замыкания на землю.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (10)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле.

В КРУЭ 220 кВ каждый индуктивный трансформатор напряжения с однополюсной изоляцией монтируется в отдельном корпусе и образует тем самым отдельный газонепроницаемый модуль. Трансформатор напряжения состоит из:

- первичной;
- одной или нескольких вторичных обмоток на каркасе;
- обмотки стального сердечника.

Находящийся под давлением внутри герметично закрытого корпуса элегаз образует вместе с изоляцией обмоток высоковольтную изоляцию. Высоковольтное присоединение к распределительному устройству реализовано через первичную обмотку, закрепленную на герметичном проходном изоляторе.

На сторону 220 кВ для ПС 220/110/10 кВ «ГПП», ПС 220/10 кВ «Восточная», ПС 110/10 кВ «СК-1», ПС 110/10 кВ «Аэродром» выбираем трансформатор напряжения в составе КРУЭ марки SU 245/S, а для стороны 110 кВ выбираем трансформатор напряжения марки SU 170/S, производства фирмы Trench Germany GmbH (Германия).

Данный тип трансформаторов сконструирован с целью передачи сигнала измерительной информации приборам учета электрической энергии или средствам релейной защиты и автоматики в установках переменного тока промышленной частоты в распределительных сетях 110-500 кВ с применением в составе КРУЭ с элегазовой изоляцией. [8] Трансформаторы SU 170/245/S представляют собой масштабные преобразователи индуктивного типа. В основе принципа их действия заложено явление взаимной индукции на обмотках, намотанных на один сердечник. Измерительные трансформаторы тока имеют, как правило, одну первичную и до четырех вторичных обмоток, размещенных в баке, заполненном элегазом, плотность которого контролируется специальным монитором. Как и в трансформаторах тока для обеспечения безопасности в конструкцию входят клапаны с разрывной мембраной. Сердечник трансформаторов набран из листов трансформаторной стали квадратного сечения, имеющий низкие потери. Активная часть трансформатора помещена в бак, изготовленного с применением алюминия или какого-либо вида высококачественной стали. Выводы вторичных обмоток подключены к клеммам контактной коробки. В целях защиты от несанкционированного проникновения крышка коробки должна быть опломбирована.

Климатический диапазон нормального функционирования измерительных трансформаторов напряжения составляет от -30°C до $+55^{\circ}\text{C}$.

На рисунке 3 представлен трансформатор напряжения SU 245/S.



Рисунок 3 – Трансформатор напряжения SU 245/S

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка P, Вт
1	2	3	4
ПС 220/110/10 кВ «ГПП»			
Шины 220 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Прибор учета	2	Альфа 1200	8
Шины 110 кВ			
Вольтметр	1	ЦП 8501/17	5

1	2	3	4
Вольтметр пофазный	1	ЦП 8501/17	5
Варметр	1	ЦП 8506/120	8
Прибор учета	1	Альфа 1200	8
Шины 10 кВ			
Вольтметр	22	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	22	ЦП 8501/17	5
Варметр	22	ЦП 8506/120	8
Прибор учета	22	Альфа 1500	8
ПС 220/10 кВ «Восточная»			
Шины 220 кВ			
Вольтметр	1	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	1	ЦП 8501/17	5
Варметр	1	ЦП 8506/120	8
Прибор учета	1	Альфа 1500	8
Шины 10 кВ			
Вольтметр	38	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	38	ЦП 8501/17	5
Варметр	38	ЦП 8506/120	8
Прибор учета	38	Альфа 1500	8
ПС 110/10 кВ «СК-1»			
Шины 110 кВ			
Вольтметр	1	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	1	ЦП 8501/17	5
Варметр	1	ЦП 8506/120	8
Прибор учета	1	Альфа 1500	8
Шины 10 кВ			
Вольтметр	34	ЦП 8501/17	5

1	2	3	4
Вольтметр пофазный	34	ЦП 8501/17	5
Варметр	34	ЦП 8506/120	8
Прибор учета	34	Альфа 1500	8
ПС 110/10 кВ «Аэродром»			
Шины 110 кВ			
Вольтметр	1	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	1	ЦП 8501/17	5
Варметр	1	ЦП 8506/120	8
Прибор учета	1	Альфа 1500	8
Шины 10 кВ			
Вольтметр	34	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	34	ЦП 8501/17	5
Варметр	34	ЦП 8506/120	8
Прибор учета	34	Альфа 1500	8
ЦРП 10 кВ «ТК»			
Шины 10 кВ			
Вольтметр	44	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	44	ЦП 8501/17	5
Варметр	44	ЦП 8506/120	8
Прибор учета	44	Альфа 1500	8
ЦРП 10 кВ «СК»			
Шины 10 кВ			
Вольтметр	40	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	40	ЦП 8501/17	5
Варметр	40	ЦП 8506/120	8
Прибор учета	40	Альфа 1500	8
ЦРП 10 кВ «ПСЭБ»			

1	2	3	4
Шины 10 кВ			
Вольтметр	44	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	44	ЦП 8501/17	5
Варметр	44	ЦП 8506/120	8
Прибор учета	44	Альфа 1500	8
ЦРП 10 кВ «Деловой центр»			
Шины 10 кВ			
Вольтметр	44	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	44	ЦП 8501/17	5
Варметр	44	ЦП 8506/120	8
Прибор учета	44	Альфа 1500	8

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} \text{ ВА.} \quad (11)$$

$$S_p = \sqrt{78^2 + (78 \cdot 0,65)^2} = 93$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН–220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 242 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 60 \text{ ВА}$	$S_p = 35,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

На сторону НН на ПС 220/110/10 кВ «ГПП», ПС 220/10 кВ «Восточная», ПС 110/10 кВ «СК-1», ПС 110/10 кВ «Аэродром», ЦРП 10 кВ «ТК», ЦРП 10 кВ «СК», ЦРП 10 кВ «ПСЭБ» и ЦРП 10 кВ «Деловой центр» выбираем трансформатор напряжения НАМИТ-10-2-УХЛ2.

Трансформатор напряжения НАМИТ-10-2-УХЛ2 – трехфазный масляный антирезонансный является масштабным преобразователем и предназначен для выработки сигнала измерительной информации для измерительных приборов в цепях учёта, защиты и сигнализации в сетях 6 и 10 кВ переменного тока промышленной частоты с изолированной нейтралью или заземлённой через дугогасящий реактор. Трансформатор устанавливается в шкафах КРУ (Н) и в закрытых РУ промышленных предприятий.

Трансформатор состоит из двух трансформаторов напряжения, установленных в одном корпусе:

ТНКИ – трансформатор напряжения контроля изоляции, предназначен для питания цепей измерительных приборов, учета электрической энергии, защиты и контроля изоляции;

ТНП – трансформатор нулевой последовательности, предназначен для защиты трансформатора ТНКИ от повреждения при однофазных повреждениях.

Схема соединения обмоток трансформатора НАМИТ-10 представлена на рисунке 4.

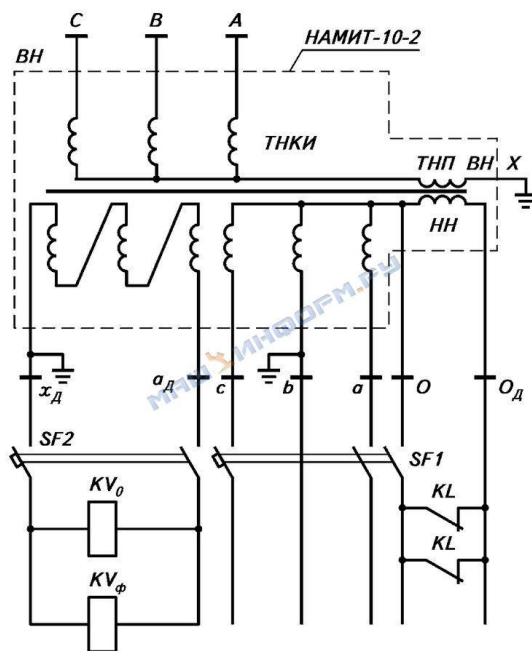


Рисунок 4 – Схема соединения трансформатора НАМИТ-10

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН-10 кВ.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 60 \text{ ВА}$	$S_P = 35,5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_P$

На рисунке 5 представлена схема шкафа трансформатора напряжения ячейки КРУ СЭЩ-63 10 кВ

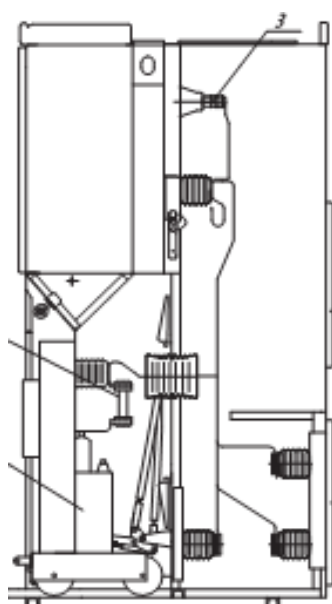


Рисунок 5 – Шкаф трансформатора напряжения ячейки КРУ-10 кВ

Полный перечень выбранных трансформаторов напряжения приведен в приложении А.

3.3 Выбор приборов учета электрической энергии

Трехфазные счетчики электрической энергии

Основное назначение трехфазных приборов учета электрической энергии сводится к постоянному измерению потребляемой мощности контролируемого участка электрической схемы и отображению ее величины в удобном для человека виде. Элементная база использует твердотельные электронные компоненты, работающие на полупроводниках или микропроцессорных конструкциях.

Электронные счетчики способны учитывать и отображать полную мощность и ее активную и реактивную величину.

Для этого производятся замеры векторов тока с напряжением, подведенных на его вход.

По значению отклонения угла между этими входящими величинами определяется и рассчитывается характер нагрузки, предоставляется информация обо всех ее составляющих.

Техническими особенностями трехфазных приборов учета являются такие функции как:

- трехфазные счетчики коммерческого учета электрической энергии устанавливаются на границах раздела балансовой принадлежности между организацией и потребителем;

- могут работать как индивидуально, так и в составе автоматизированных систем;

- при помощи встроенных в прибор учета интерфейсов приборы учета обладают функцией ретрансляции;

- прибор учета электрической энергии способен проводить мониторинг качества электрической энергии, согласно установившемуся отклонению в момент времени напряжения и частоты согласно методическим рекомендациям ГОСТ 13109-97 и ГОСТ 513174.30. – 2008;

- интервал поверки для трехфазных приборов учета электрической энергии составляет 16 лет.

Для системы учета потребленной электрической энергии и мощности на космодроме «Восточный» к установке на подстанциях и центральных распределительных пунктах мною были приняты трехфазные счетчики электроэнергии серии Альфа 1800 с установкой согласно таблицам № 5,6.

Для номинальных напряжений 220 и 110 кВ подстанций приборы учета приведены в таблице 10.

Таблица 10 – приборы учета электрической энергии 220–110 кВ

Номинальное напряжение	Диспетчерское наименование ячейки	Прибор учета
ПС 220/110/10 кВ «ГПП»		
220 кВ	ВЛ «Ледяная» - «ГПП»	Альфа А1802RALQ-P4GB-DW-4
110 кВ	ВЛ «ГПП»-«СК-1» 1 цепь	Альфа А1802RLXQ-P4G-DW-4
110 кВ	ВЛ «ГПП»-«СК-1» 2 цепь	Альфа А1802RLXQ-P4G-DW-4
110 кВ	ВЛ «ГПП»-«Аэродром» 1 цепь	Альфа А1802RLXQ-P4G-DW-4
110 кВ	ВЛ «ГПП»-«Аэродром» 2 цепь	Альфа А1802RLXQ-P4G-DW-4
ПС 220/10 кВ «Восточная»		
220 кВ	ВЛ «Ледяная»-«Восточная1»	Альфа А1802RALQ-P4GB-DW-4
220 кВ	ВЛ «Ледяная-«Восточная 2»	Альфа А1802RALQ-P4GB-DW-4
ПС 110/10 кВ «СК-1»		
110 кВ	ВЛ «СК-1»-«ГПП» 1 цепь	Альфа А1802RALQ-P4GB-DW-4
110 кВ	ВЛ «СК-1»-«ГПП» 2 цепь	Альфа А1802RALQ-P4GB-DW-4
ПС 110/10 кВ «Аэродром»		
110 кВ	ВЛ «Аэродром - ГПП» 1 цепь	Альфа А1802RALQ-P4GB-DW-4
110 кВ	ВЛ «Аэродром - ГПП» 2 цепь	Альфа А1802RALQ-P4GB-DW-4

Для номинального напряжения 10 кВ на подстанциях и центральных распределительных пунктах приборы учета приведены в таблице 11.

Таблица 11 – приборы учета электрической энергии ПС 110/10 «СК-1»

Номер фидера	Диспетчерское наименование ячейки	Прибор учета
1	2	3
ПС 110/10 кВ «СК-1»		
101	Ввод Т-1	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
102	ТСН-1	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
103	ЦРП СК	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
104	ЦРП ТК	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
105	ЦРП КОС	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
106	КРТ пл.3.2	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
109	Резерв	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
110	Метрологическая база	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
112	Энергоблок	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
113	Инсистемс	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
114	ПС-28	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
115	Котельная №1	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
116	Промышленная №2	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
117	ВЗС№1	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
118	Очист. соор.	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
119	Резерв	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
201	Ввод Т-2	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4

1	2	3
202	ТСН-2	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
203	ЦРП ТК	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
204	ЦРП СК	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
205	ЦРП КОС	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
206	КРТ пл.3.2	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
209	Резерв	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
210	Метрологическая база	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
211	Энергоблок	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
212	Резерв	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
213	ПС-28	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
214	Котельная №1	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
215	Промышленная №2	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
216	ВЗС№1	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
217	Очистные сооружения	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
218	Резерв	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4
219	Резерв	Альфа А1805RALQ-P4GB-DW-4

Полный перечень установки трехфазных приборов учета приведен в приложении А.

Выбранные счетчики электроэнергии серии Альфа А1800 – это многотарифные, многофункциональные, многопроцессорные приборы учета, разработанные с применением мирового опыта компании ELSTER в плане учета энерго-ресурсов. Данный тип счетчиков обладает уникальной передовой технологией

внедрения в прибор измерительного чипа ALPNA, гарантирующего высокую точность и надежность работы счетчика, а развитая функциональная система удовлетворяет всем требованиям современной энергетики.

Функциональные возможности счетчиков Альфа 1800:

- Способность высокоточного измерения 6 параметров – активной, реактивной, полной электроэнергии и максимальной мощности в многотарифном режиме в двух направлениях;

- Фиксация максимальной мощности и нагрузки с заданными параметрами усреднения;

- Фиксация и расчет потерь в силовом трансформаторе и в линиях электропередач;

- Встроенная плата дополнительного питания;

- Увеличенный объем памяти для сохранения информации в Журнале событий (до 255 записей во всех журналах – наиболее высокий показатель из всех представленных моделей современных приборов учета);

- Защита от несанкционированного доступа при помощи пароля и автоматическая фиксация попыток связи с вводом неверного пароля;

- Автоматизированный контроль нагрузки и сигнализация о выходе параметров сети за пределы установленные оператором;

- Открытый протокол ANSI.

- Фиксация даты и времени максимальной активной и реактивной мощности для каждой тарифной зоны;

- Передача результатов измерений по цифровым и импульсным каналам связи;

- Встроенные журналы измерений, автоотчетов, провалов напряжения, мониторинга сети (в том числе небаланс напряжения и тока, отсутствия тока).

Счетчик Альфа 1800 изображен на рисунке 6.



Рисунок 6 – счетчик Альфа 1800

Помимо вышеперечисленных функциональных возможностей электрический счетчик Альфа 1800 обладает увеличенной памятью, что позволяет ему производить сбор информации сразу с трех независимых массивов профиля нагрузки по энергии и мощности с различными интервалами усреднения.

Кроме того, собранные за определенный срок данные о параметрах сети, которые хранятся в отдельном блоке памяти счетчика, можно считывать напрямую всего за несколько секунд. При этом всю необходимую информацию о коммерческом учете электроэнергии и мощности можно считывать по второму цифровому интерфейсу с отличной от считывания параметров частотой. Все это позволяет применять счетчик электроэнергии Альфа 1800 одновременно как прибор учета электрической энергии, так и как датчик (с замещающими данными) для систем оперативно-диспетчерского и технологического управления SCADA.

Для организации системы сбора информации о потребленной электроэнер-

гии субподрядными организациями и бытовыми потребителям жилого комплекса космодрома «Восточный» с точками учета, установленными на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ или на границах балансовой принадлежности, мною было принято решение о выборе трехфазных многотарифных электрических счетчиков типа Меркурий 230 ART производства компании «Инкотекс». Главным преимуществом этого прибора учета является встроенный заводом – изготовителем GSM – модуль, настроенный на режим работы CSD. Данный модуль, позволяет (при помощи установленного GSM – модема) передавать данные по сети Internet без применения ВОЛС и создания дополнительной сетевой инфраструктуры. Такой метод передачи данных значительно упрощает сбор информации с труднодоступных мест и позволяет значительно уменьшить экономические затраты на прокладку Волоконно-оптических линий связи.

К основным характеристикам Меркурий 230 ART можно причислить:

- класс точности измерения 0,5S или 1,0;
- два телеметрических выхода для активной и реактивной энергии;
- самодиагностика счетчика с индикацией ошибок;
- наличие электронной пломбы;
- возможность управления нагрузкой через внешние цепи коммутации.

Основными функциями Меркурий 230 ART являются:

- сбор информации о потребленной электроэнергии и запись в энергозависимую память, вывод на жидкокристаллический экран параметров потребления, дистанционная передача данных оператору при помощи встроенного GSM– модуля;
- измерение и учет потребленной активной электрической энергии по каждой отдельной фазе;
- программирование прибора учета одновременно по 4 тарифам и 16 временным зонам в течение суток. Возможность программирования каждого месяца индивидуально.
- дополнительное обеспечение учета электроэнергии по таким параметрам

как – частота, коэффициенты мощности по каждой фазе или сумме фаз, учет действующих фазных напряжений, токов и углов между фазными напряжениями. Изображение счетчика Меркурий 230 ART приведено на рисунке 7.



Рисунок 7 – Счетчик Меркурий 230 ART

Перечень субподрядных организаций и жилого комплекса космодрома «Восточный» запитанных не от ПС и ЦРП с установленными трансформаторами тока и приборами учета электрической энергии приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Перечень субподрядных организаций с системой сбора данных через GSM–модем

Наименование организации	Место установки ПУ	Марка ПУ	Марка ТТ
1	2	3	4
ООО «ВЕРА»	Пл. 10 мкр. Звездный ВРУ-0,4 кВ жилых домов	Меркурий 230 ART-02 PQRSIDN	ТОЛ-СЭЩ-10-21 УХЛ2
МКУ «Служба обеспечения» ЗАТО Циолковский	Пл. 10 мкр. Звездный ВРУ-0,4 кВ административное здание	Меркурий 230 ART-02 PQRSIDN	ТОЛ-СЭЩ-10-21 УХЛ2
	Пл. 10 мкр. Звездный ВРУ-0,4 кВ детский сад	Меркурий 230 ART-02 PQRSIDN	ТОЛ-СЭЩ-10-21 УХЛ2
ПАО «Мегафон»	Пл. 10 мкр. Звездный ВРУ-0,4 кВ жилого дома	Меркурий 230 ART-02 PQRSIDN	ТОЛ-СЭЩ-10-21 УХЛ2
	Пл 2.1 ВТП -2 10/0,4 кВ	Меркурий 230 ART-02 PQRSIDN	ТОЛ-СЭЩ-10-21 УХЛ2
	Пл. 9 БКТП 5.2 Юстировочная вышка	Меркурий 230 ART-02 PQRSIDN	ТОЛ-СЭЩ-10-21 УХЛ2
	Пл. 1С КТПН 24-Г 10/0,4 кВ	Меркурий 230 ART-02 PQRSIDN	ТОЛ-СЭЩ-10-21 УХЛ2
ПАО «МТС»	Пл. 1С КТПН 24-А 10/0,4 кВ	Меркурий 230 ART-02 PQRSIDN	ТОЛ-СЭЩ-10-21 УХЛ2
	Пл. 2.1 ПС-5 10/0,4 кВ	Меркурий 230 ART-02 PQRSIDN	ТОЛ-СЭЩ-10-21 УХЛ2

1	2	3	4
ПАО «Вымпел-Коммуникации»	Пл. 1С КТПН 24-Г 10/0,4 кВ	Меркурий 230 ART-02 PQRSIDN	ТОЛ-СЭЩ- 10-21 УХЛ2
	Пл. 2.1 ВТП -2 10/0,4 кВ	Меркурий 230 ART-02 PQRSIDN	ТОЛ-СЭЩ- 10-21 УХЛ2
	Пл. 9 БКТП 5.2 10/0,4 кВ	Меркурий 230 ART-02 PQRSIDN	ТОЛ-СЭЩ- 10-21 УХЛ2
ЗАО «Ман-чжур-МЧШС»	Пл. 1С КТПН-24А 10/0,4 кВ	Меркурий 230 ART-02 PQRSIDN	ТОЛ-СЭЩ- 10-21 УХЛ2
	Пл. 2.1 ВТП №1 10/0,4 кВ	Меркурий 230 ART-02 PQRSIDN	ТОЛ-СЭЩ- 10-21 УХЛ2
	Пл. 2.1 ВТП №2 10/0,4 кВ	Меркурий 230 ART-02 PQRSIDN	ТОЛ-СЭЩ- 10-21 УХЛ2
	Пл.2.1 ВТП №5 10/0,4 кВ	Меркурий 230 ART-02 PQRSIDN	ТОЛ-СЭЩ- 10-21 УХЛ2
	Пл. 10 ТП-89 10/0,4 кВ	Меркурий 230 ART-02 PQRSIDN	ТОЛ-СЭЩ- 10-21 УХЛ2
ПАО «Сбербанк»	Пл. 2.1 ВТП №1 10/0,4 кВ	Меркурий 230 ART-02 PQRSIDN	ТОЛ-СЭЩ- 10-21 УХЛ2
ООО «Торговый сервис»	Пл.10 ТП-89 10/0,4 кВ	Меркурий 230 ART-02 PQRSIDN	ТОЛ-СЭЩ- 10-21 УХЛ2
ООО «МУЖЭП»	Пл.10 ТП-104 10/0,4 кВ	Меркурий 230 ART-02 PQRSIDN	ТОЛ-СЭЩ- 10-21 УХЛ2
ООО «ГВСУ по специальным объектам»	Пл. 7 ПС 2-9 «ТБО» 10/0,4 кВ	Меркурий 230 ART-02 PQRSIDN	ТОЛ-СЭЩ- 10-21 УХЛ2

3.4 Выбор устройств сбора и передачи данных (УСПД)

УСПД или устройство сбора и передачи данных является ключевым элементом второго уровня ИВКЭ АИИС КУЭ.

УСПД предназначено для построения на его основе иерархических, многофункциональных автоматизированных информационно-измерительных систем учёта электроэнергии.

Изделие может применяться в системах телемеханики. [5]

УСПД рассчитано на применение в составе АИИС КУЭ или СТМ объектов электроэнергетики, промышленных предприятий и других организаций, осуществляющих самостоятельные взаиморасчеты с поставщиками или потребителями электроэнергии. Информация УСПД в части коммерческих данных может служить основанием для проведения коммерческих расчётов между потребителями и поставщиками электроэнергии в соответствии с действующими договорными правилами и тарифами.

УСПД предназначено для решения следующих задач в системе АИИС КУЭ:

- Сбор профилей нагрузки и сервисных данных с цифровых интерфейсов счетчиков;
- Сбор параметров электросети с цифровых интерфейсов счетчиков;
- Сбор подинтервалов мощности с цифровых интерфейсов счетчиков;
- Регистрация подинтервалов профиля величиной от 1 мин и более с цифровых интерфейсов счетчиков;
- Поддержка работы с микропроцессорными счетчиками с автоматическим переходом на летнее/зимнее время;
- Автоматическое получение информации о предупреждениях и ошибках со счётчиков с записью в журнал событий УСПД;
- Внутренняя диагностика состояния и функционирования изделия;
- Передача накопленных данных информационно-вычислительному комплексу (ИВК) АИИС КУЭ с использованием интерфейсов Ethernet, RS-232, RS-485;

- Обеспечение автоматического перехода с основного на резервный канал передачи данных;
- УСПД может выполнять функции устройства телемеханики контролируемого пункта (УТМ КП);
- Поддержание единого системного времени в компонентах АИИС КУЭ с использованием эталонного времени, получаемого от GPS-приёмника;
- Сбор телеизмерений с цифровых датчиков;
- Запись изменений ТС в архивы УСПД;
- Регистрация состояния выключателей и привязка к расчетной схеме (учет по присоединениям).

Структурная схема УСПД

Устройство сбора и передачи данных представляет собой специализированный микропроцессорный контроллер, состоящий из основного блока, пульта управления и кроссового блока.

Пульт управления имеет в своем составе жидкокристаллический индикатор и клавиатуру – предназначен для ввода и отображения информации УСПД. (Рисунок 8)

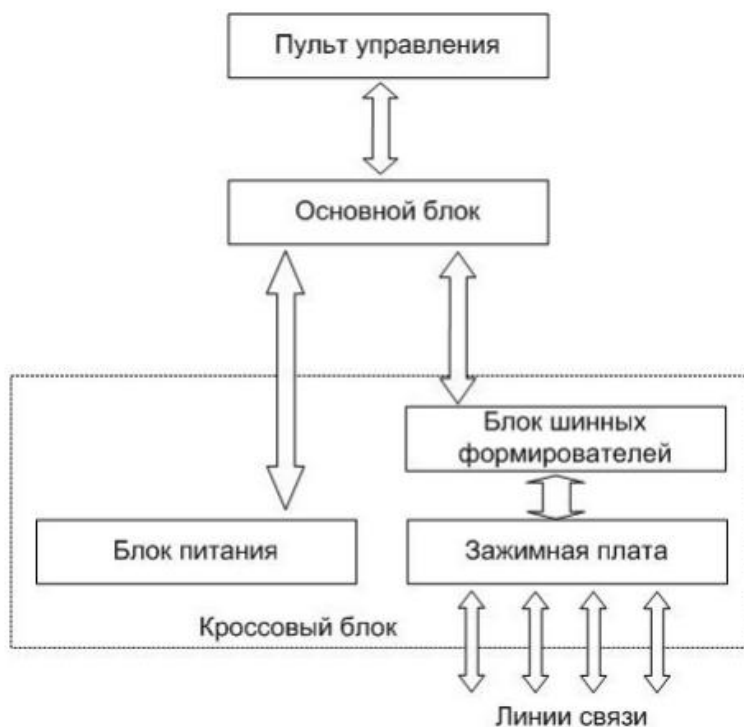


Рисунок 8 – Структурная схема УСПД

Кроссовый блок состоит из: блока питания, блока шинных формирователей и зажимной платы.

Блок питания состоит из импульсного источника питания, запитанного от источника переменного тока напряжением 220 В и частотой 50 Гц.

В состав блока шинных формирователей в зависимости от исполнения прибора могут входить:

- преобразователь уровня CAN;
- преобразователь уровня RS-232 или преобразователь уровня RS-485;

В состав основного блока входят такие элементы как:

- микроконтроллер (микропроцессор);
- буфер адреса и буфер данных;
- статическое ОЗУ;
- часы реального времени.

К внедрению на космодром «Восточный» мною было выбрано УСПД RTU-325L, производства компании «ElsterМетроника». Основными критериями для выбора именно этой марки оборудования стали такие функциональные особенности как:

- возможность сбора данных телеизмерений с цифровых датчиков;
- осуществление сбора данных со счетчиков типа Альфа 1800;
- поддержка работы с микропроцессорными счётчиками с автоматическим переходом на летнее/зимнее время;
- внутренняя диагностика функционирования состояния системы;
- данный тип УСПД отвечает требованиям ГОСТ Р 51318.22-2006 по условиям класса А и не генерирует проводимые или излучаемые помехи, которые могут воздействовать на работу другого оборудования;
- конструкция RTU-325L сконструирована таким образом, что в нормальных условиях, при возникновении неисправностей оно не представляет угрозы для обслуживающего персонала;
- технические требования данного типа УСПД в части безопасности соот-

ветствуют требованиям ГОСТ Р МЭК 609501–2-005 с присуждением I класса защиты;

- наработка на отказ составляет не менее 100000 часов в условиях нормальной эксплуатации;

- защита от несанкционированного доступа соответствует ГОСТ Р 50739–95 и осуществляется как на программном, так и на аппаратном уровнях;

- средний срок службы составляет не менее 30 лет.

Принцип работы УСПД

УСПД является цифровым устройством, работающим под управлением встроенного микропроцессора. Принцип работы УСПД основан на преобразовании сигналов измерительной информации (информация о значениях физических величин) в значения физических параметров, расчете мгновенных и интегральных значений параметров и хранении измеренной и расчетной информации в архивах.

Рабочий цикл функционирования УСПД представляет собой последовательность операций:

- измерение значений электрических сигналов измерительной информации, поступающей на входы измерительных каналов;

- обработка и преобразование измерительной информации в расчетные и промежуточные величины;

- определение интегральных (средних) значений параметров;

- периодическое архивирование информации;

- тестирование работоспособности УСПД;

- выдача управляющих сигналов по результатам обработки информации или выдача сообщений о происходящих событиях;

- взаимодействие по линиям связи с центром сбора данных;

- опрос цифровых счетчиков электроэнергии по каналам RS-485.

Обработка измерительной информации осуществляется по заданным алгоритмам (Рисунок 9).

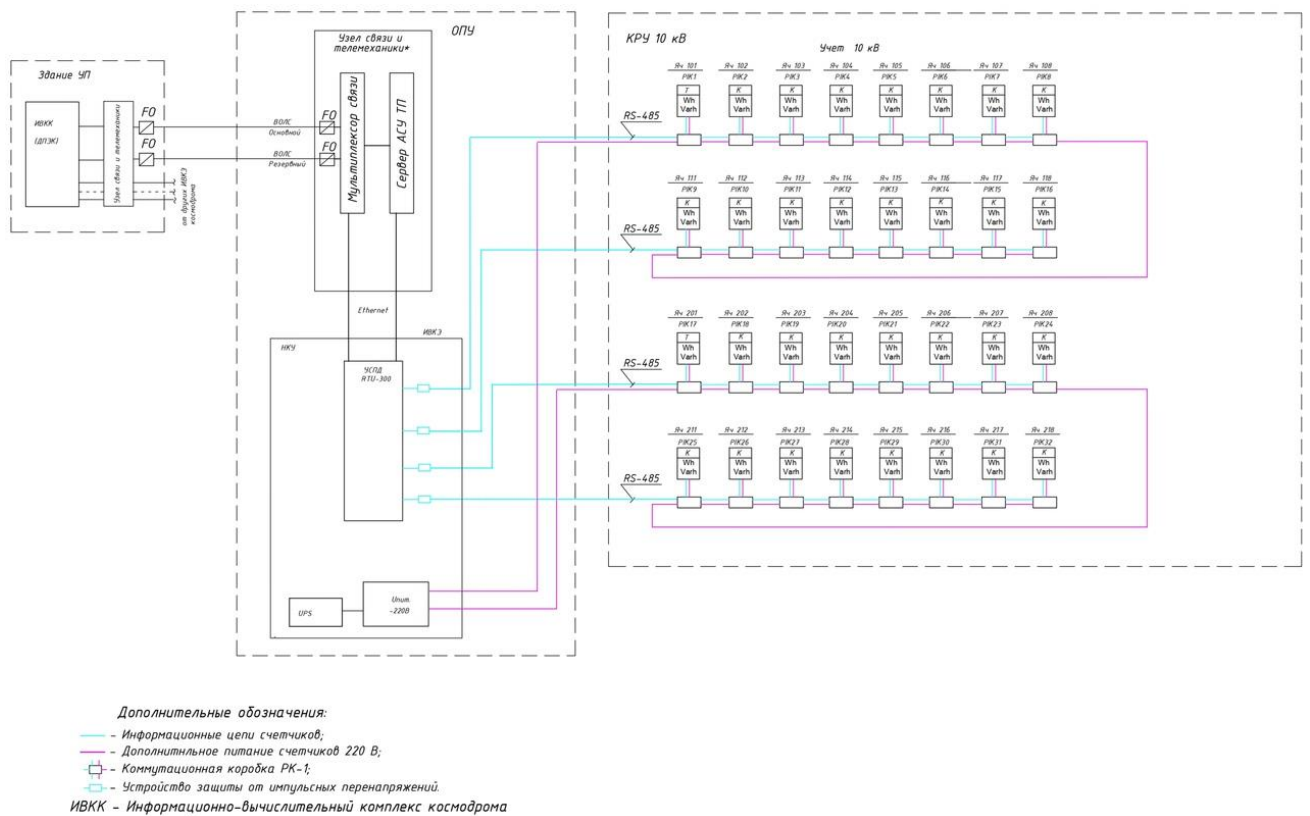


Рисунок 9 – Принцип работы УСПД с применением цифровых интерфейсов RS-485

УСПД обеспечивает периодическую синхронизацию времени от сервера центра сбора информации как в самом УСПД (при каждом запросе данных), так и в счетчиках, обслуживаемых данным УСПД. Корректировка времени счетчиков производится обязательно один раз в сутки на величину не более чем 2 мин. Синхронизация времени в счетчиках происходит в случае, когда расхождение текущего времени счетчика и времени УСПД превысит 1 с.

События, влияющие на работу УСПД, а также информация о корректировке времени УСПД и счетчиков и изменении параметров настройки УСПД фиксируются в журнале событий УСПД и могут просматриваться обслуживающим персоналом с помощью программного обеспечения центра сбора информации.

3.5 Выбор Волоконно-оптических линий связи (ВОЛС)

Для передачи информации от УСПД, установленных на подстанциях и центральных распределительных пунктах к верхнему уровню ИВК на космодроме

«Восточный» мною было принято решение о прокладке Волоконно-оптических линий связи или ВОЛС.

Передача сигналов по оптоволоконному кабелю – наиболее передовой и надежный способ коммуникации. Определяющими факторами выбора здесь являются скорость передачи сигнала, отсутствие прямой зависимости процесса передачи от климатических условий, относительно невысокая стоимость, высокая защищенность от попыток вандализма, а также возможность качественной передачи данных даже на значительных расстояниях.

Выбор марки оптического кабеля, типа и числа оптических волокон определяется назначением оптического кабеля, способом его прокладки и номенклатурой организуемых по нему связей.

На космодроме «Восточный» ввиду создания наибольшей защищенности передачи данных и отсутствия инфраструктуры разветвленной инфраструктуры ЛЭП наиболее целесообразна прокладка ВОЛС в уже существующие кабельные лотки. Наибольшее распространение при таком способе прокладки получили кабели марки ДАУ предприятия «Севкабель-Оптика», российского производства. [13]

ДАУ-012E04/004H04-05 – оптический кабель с внешней оболочкой из полиэтилена, с защитным покровом из стальных оцинкованных проволок, внутренней оболочкой из полиэтилена, сердечником со связующей алюмополиэтиленовой лентой, состоящим из 4 оптических и одного заполняющего модулей, скрученных вокруг стеклопластикового прутка, с 12 стандартными одномодовыми оптическими волокнами, соответствующими рекомендациям ITU-T G.652 и 4 одномодовыми оптическими волокнами со смещенной дисперсией, соответствующими рекомендациям ITU-T G.655. Кабели предназначены для эксплуатации при температуре окружающей среды от минус 60⁰С до плюс 70⁰С. [9]

Одномодовые волокна типа G.652, применяются в оптических кабелях для пассивных оптических сетей (PON), оптических сетей Ethernet, (оптических и коаксиально–оптических), локальных сетей (чисто оптических или только с оптическими магистралями).

Благодаря невысокой стоимости и большой широкополосности такие волокна могут применяться на любых участках упомянутых сетей (магистральных, распределительных, абонентских). Эти волокна могут работать как в сетях, работающих на одной длине волны, так и при использовании спектрального уплотнения плотного (DWDM) или разреженного (CWDM).

Конструкция оптического кабеля ДАУ (Рисунок 10):

1. Центральный силовой элемент (ЦСЭ) – стеклопластиковый диэлектрический стержень;
2. Оптический модуль со свободно уложенными волокнами в оболочке из ПБТ и заполненный гидрофобным наполнителем;
3. Межмодульный гидрофобный наполнитель;
4. Алюмополиэтиленовая лента;
5. Промежуточная оболочка из полимерного материала;
6. Броня из толстой стальной проволоки;
7. Защитный шланг из полимерного материала.

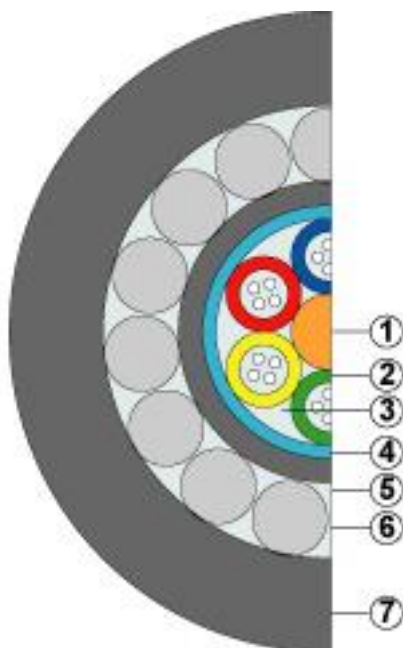


Рисунок 10 – Оптический кабель ДАУ в разрезе

Технические характеристики оптического кабеля ДАУ-012Е04/004Н04–05 приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Технические характеристики оптического кабеля ДАУ-012Е04/004Н04-05

Параметры	Оптический кабель ДАУ–012Е04/004Н04–05
Число волокон	16
Наружный диаметр, мм	17,9
Длительно допустимое растягивающее усилие, кН	20
Удельная масса, кг/км	614
Строительная длина, м	2000

3.6 Выбор программного обеспечения автоматизированной системы учета электрической энергии

Проанализировав систему внешнего электроснабжения космодрома «Восточный» мною было принято решение о назначении центром сбора информации и верхним уровнем ИВК автоматизированной системы учета электрической энергии здание управленческого персонала вблизи ПС 220/110/10 кВ «ГПП» – ЗУП ГПП. Основным преимуществом данного объекта является расположения в нем оперативно – диспетчерского пункта, что позволяет оперативно решать вопросы в случае возникновения неполадок на ПС или ЦРП космодрома «Восточный», связанных с системой учета электрической энергии.

К внедрению на уровень ИВК космодрома «Восточный» было принято программное обеспечение АИИС КУЭ АльфаЦЕНТР.

АИИС КУЭ АльфаЦЕНТР – технология и программное обеспечение для работы на оптовом и розничном рынках электроэнергии. Применяется в ОГК, ТГК, ФСК ЕЭС, МРСК, Русгидро, ИнтерРАО, РЖД, Газпром и еще на более чем 4000 предприятий России и СНГ. Измерительно-вычислительные комплексы (ИВК) АСКУЭ АльфаЦЕНТР предназначены для измерения и учёта электрической энергии и мощности, а также автоматического сбора, обработки и хранения данных со счётчиков электроэнергии и отображения полученной информации в

удобном для анализа виде.[18]

Программные пакеты серии АльфаЦЕНТР позволяют удовлетворить потребности в автоматизации коммерческого и технического учёта электроэнергии как потребителей с несколькими счётчиками, так и распределённых предприятий с большим количеством объектов и пользователей. Все варианты программного обеспечения полностью совместимы на уровне справочников и данных.

Программный комплекс АльфаЦЕНТР базируется на принципах клиент–серверной архитектуры (ОС Windows NT/2000, UNIX, СУБД ORACLE).

Программное обеспечение АльфаЦЕНТР обеспечивает следующие виды функций:

- Расчет потребленной активной реактивной и полной электрической энергии и мощности с учетом временных зон;
- Нахождение максимумов мощности для каждой временной (тарифной) зоны;
- Предоставление всевозможных видов отчетной документации, как в графическом виде, так и в форматах XLS и DOCX;

3.7 Технические решения по внедрению АИИС КУЭ на космодроме «Восточный»

Решения по созданию систем автоматизированного коммерческого и технического учета электрической энергии на космодроме «Восточный» базируются на оборудовании и программном обеспечении производства «ELSTER Метроника», [16] оборудование которого соответствует требованиям инфраструктурных организаций. Все измерительное оборудование должно иметь сертификаты типа средств измерения и быть внесено в Госреестр средств измерений.

Технические средства информационно–измерительного комплекса космодрома включают в себя:

- трехфазные электронные счетчики электрической энергии серии Альфа 1800 с двумя портами (на РУ 220кВ и на РУ 110 кВ класс точности 0,2S на РУ 10 кВ класс точности 0,5S);
- измерительные трансформаторы тока марки АМТ–170/245/1 в комплекте

КРУЭ 220 и 110 кВ, с классом точности 0,2S, удовлетворяющие требованиям стандарта МЭК60044–1(трансформаторы тока имеют отдельные обмотки для учета электрической энергии);

– измерительные трансформаторы напряжения марки SU 170/245/S с элегазовой изоляцией в комплекте КРУЭ 220 и 110 кВ, с классом точности 0,2S удовлетворяющие требованиям стандарта МЭК60044–1(трансформаторы тока имеют отдельные обмотки для учета электрической энергии);

– трансформаторы тока ТОЛ–СЭЩ–10–21 УХЛ2 в ячейках КРУ 10 кВ, классом точности 0,5S (трансформаторы тока имеют отдельные обмотки учета);

– трансформаторы напряжения НАМИТ–10 в ячейках КРУ 10 кВ с классом точности 0,5 имеющие отдельные обмотки для учета электрической энергии;

– вторичные измерительные цепи;

– коммуникационное оборудование для информационного взаимодействия счетчиков с ИВКЭ. В состав коммуникационного оборудования включены устройства и блоки сопряжения, кабели разъёмы и разветвители интерфейса.

Резервное питание приборов учета на подстанциях и центральных распределительных пунктах космодрома «Восточный» организовано при помощи источника бесперебойного питания (ИБП), запитанного от щита распределения собственных нужд. Электропитание предусматривается осуществлять переменным током напряжением 220 В.

Результаты измерений электроэнергии и мощности передаются в устройство сбора и передачи данных УСПД.

УСПД ведет комплексный учет потребления электроэнергии и мощности, обрабатывает информацию в соответствии с заданной конфигурацией, хранит и отображает данные учета на встроенном дисплее, автоматически корректирует текущее время и календарные данные счетчиков, и далее по информационному каналу связи через оборудование связи информация передается на сервер ИВК, расположенного в ЗУП ГПП.

В качестве УСПД применяется устройство марки RTU-325L производства «ELSTER Метроника».

Организация системного времени АИИС КУЭ на космодроме «Восточный» осуществляется при помощи УССВ на базе приемника GPS-35HVS, подключенного к УСПД, которое корректирует время счетчиков. Корректировка часов производится УСПД автоматически при обнаружении разногласия времени УСПД и счетчика более чем на 2 секунды во время опроса.

RTU-325L устанавливается совместно с устройством синхронизации системного времени, оборудованием для резервного питания в шкафу НКУ (шкаф RTU Метроника MC240) в ОПУ.

В системе обеспечена возможность автономного съема информации с приборов учета, а также предусмотрено резервирование питания электросчетчиков и УСПД. Глубина хранения информации в счетчиках и УСПД составляет 90 суток.

Для защиты информационных и измерительных каналов АИИС КУЭ на космодроме «Восточный» от несанкционированных вмешательств, предусмотрена механическая (опломбирование) и программная (установка паролей на приборы учета и УСПД) защита. Выводы измерительных трансформаторов и все кабели, приходящие в счетчики от измерительных трансформаторов, а также сигнальные кабели от приборов учета кроссируются в пломбируемом отсеке счетчика. Все сигнальные кабели, подводимые к RTU, кроссируются в пломбируемом отсеке корпуса RTU. Все электронные компоненты RTU установлены в пломбируемом отсеке. При прерывании питания все данные и параметры хранятся в энергозависимой памяти. Также системой предусмотрен самостоятельный перезапуск RTU после возобновления питания.

Каналы передачи данных АИИС КУЭ на верхний уровень ИВК (АРМ оператора) в ЗУП ГПП организован с использованием каналов связи по ВОЛС. Передача данных о потребленной электрической энергии и мощности передается по основному каналу связи ВОЛС и резервному спутниковому каналу.

Использование программного комплекса обеспечивает сбор, хранение и передачу данных со счетчиков на рабочее место оператора космодрома в режиме реального времени.

4 МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ КОМПОНЕНТОВ АИИС КУЭ

Метрологическое обеспечение АИИС КУЭ на космодроме «Восточный» основано на выполнении метрологических мероприятий и работ, направленных на обеспечение единства и качества измерений.

В процессе подготовки АИИС КУЭ к допуску в промышленную эксплуатацию должны быть проработаны следующие вопросы: [20]

– приведение измерительных цепей в соответствии с приложением №11.1 «Автоматизированные-информационно-измерительные системы коммерческого учета электрической энергии (мощности) субъекта ОРЭ. Технические требования».

- расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов тока;
- расчет нагрузки вторичных цепей трансформаторов напряжения;
- расчет потерь напряжения во вторичных цепях ТН;
- расчет допустимой относительной погрешности измерений измерительных каналов.

Измерительные трансформаторы тока и напряжения, входящие в состав АИИС КУЭ космодрома «Восточный» должны проходить периодические испытания в соответствии с ГОСТ 7746 и ГОСТ 1983 соответственно с описанием типа средств измерения

4.1 Метрологические характеристики измерительных элементов АИИС КУЭ

Трансформаторы напряжения

Пределы допустимых погрешностей трансформаторов напряжения в рабочих условиях приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Пределы допустимых погрешностей ТН в рабочих условиях

Класс точности	Предел допустимой погрешности		
	Напряжения	Угловой	
	%	мин	град
0,5	+0,5	+20	+0,6

Трансформаторы тока

Пределы допустимых погрешностей вторичных обмоток трансформаторов тока в рабочих условиях приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Пределы допустимых погрешностей вторичных обмоток ТТ

Класс точности	Первичный ток, % от номинального	Предел допустимой погрешности			Предел вторичной нагрузки, процент от номинальной
		Токовой $\delta_1, \%$	Угловой θ_1		
			мин	град	
0,2S	1	± 0.75	± 30	$\pm 0,9$	25–100
	5	± 0.35	± 15	± 45	
	20	± 0.2	± 10	$\pm 0,3$	
	100	± 0.2	± 10	$\pm 0,3$	
	120	± 0.2	± 10	$\pm 0,3$	
0.5S	1	$\pm 1,5$	± 90	$\pm 2,7$	
	5	$\pm 0,75$	± 45	$\pm 1,3$	
	20	$\pm 0,5$	± 30	$\pm 0,9$	
	100	$\pm 0,5$	± 30	$\pm 0,9$	
	120	$\pm 0,5$	± 30	$\pm 0,9$	

Согласно п.1.5.17 ПУЭ [12] допускается применение трансформаторов тока с завышенным коэффициентом трансформации, если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке трансформатора тока будет составлять менее 40% номинального тока счетчика, а при минимальной рабочей нагрузке менее 5%.

Вторичные цепи

В соответствии с п.1.5.19 ПУЭ [12] нагрузка вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока, к которым присоединяются счетчики, не должна превышать минимальных значений.

Сечение и длины проводов и кабелей в цепях напряжения расчетных счетчиков должны выбираться такими, чтобы потери напряжения в них составляли

не более 0,25 % номинального напряжения при питании от трансформаторов напряжения класса точности 0,5. Для обеспечения этого требования подключение приборов учета к трансформаторам напряжения должно быть выполнено отдельными кабелями.

Электронные счетчики электрической энергии

Согласно ГОСТ 30206 пределы погрешности электронных счетчиков активной энергии класса точности 0,2S выраженные в процентах (для однофазных и многофазных счетчиков с симметричными нагрузками) приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Пределы погрешности электронных счетчиков активной энергии класса точности 0,2S выраженные в процентах (для однофазных и многофазных счетчиков с симметричными нагрузками)

Значение тока	Коэффициент мощности	Пределы погрешности, для счетчиков класса точности
		0,2S
$0,01 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05 I_{\text{НОМ}}$	1	+/-0,4
$0,05 I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАХ}}$	1	+/-0,2
$0,02 I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,1 I_{\text{НОМ}}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	+/-0,5
	0,8 (при емкостной нагрузке)	
$0,1 I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАХ}}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	+/-0,3
	0,8 (при емкостной нагрузке)	
По особому требованию потребителя: $0,1 I_{\text{НОМ}} \leq I \leq I_{\text{МАХ}}$	0,25 (при индуктивной нагрузке)	+/-0,5
	0,5 (при емкостной нагрузке)	

Пределы погрешности, выраженной в процентах (для многофазных счетчиков с однофазной нагрузкой при симметрии многофазных напряжений, приложенных к цепям напряжения) приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Пределы погрешности, выраженной в процентах (для многофазных счетчиков с однофазной нагрузкой при симметрии многофазных напряжений, приложенных к цепям напряжения)

Значение тока	Коэффициент мощности соответствующего элемента	Пределы погрешности, для счетчиков класса точности
		0,2S
0,05 $I_{ном} \leq I \leq I_{max}$	1	+/-0,3
0,1 $I_{ном} \leq I \leq I_{max}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	+/-0,4

Существенными влияющими величинами для электронных счетчиков активной энергии согласно ГОСТ 30206 являются:

- дополнительная погрешность от изменения температуры δC_t , %;
- дополнительная погрешность от изменения напряжения δC_u , %;
- дополнительная погрешность от изменения частоты δC_f , %;
- дополнительная погрешность от электромагнитных полей δC_h , %.

Средний температурный коэффициент необходимо определять для всего рабочего диапазона. Рабочий температурный диапазон следует разделить на поддиапазоны по 20К. Затем средний температурный коэффициент нужно определять путем проведения измерений для этих поддиапазонов: 10К выше и 10К ниже середины поддиапазона.

Согласно ГОСТ Р 52323 влияющие величины на точность измерений счетчиков активной энергии имеют пределы погрешности, указанные в таблице 18.

Таблица 18 – Пределы величин влияющих на точность измерений счетчиков активной энергии

Влияющая величина	Значение тока (симметричная нагрузка)	Коэффициент мощности	Пределы изменения погрешности, %, для счетчиков класса точности
			0,2S
Влияние изменения температуры на 1°С ¹	0,05 $I_{ном} \leq I \leq I_{мах}$	1	0,01
	0,1 $I_{ном} \leq I \leq I_{мах}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,02
Изменение напряжения измерительной цепи в пределах $\pm 10\%$	0,05 $I_{ном} \leq I \leq I_{мах}$	1	0,1
	0,1 $I_{ном} \leq I \leq I_{мах}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,2
Изменение частоты в пределах $\pm 2\%$	0,05 $I_{ном} \leq I \leq I_{мах}$	1	0,1
	0,1 $I_{ном} \leq I \leq I_{мах}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,1
Внешнее магнитное поле	$I_{ном}$	1	0,5

Дополнительная погрешность счетчика от изменения температуры.

Так как при испытаниях счетчиков их рабочий температурный диапазон делят на поддиапазоны по 20К, то рассчитаем погрешность для каждого из этих поддиапазонов.

Согласно ГОСТ Р 52323 дополнительная погрешность счетчика активной энергии от изменения температуры δ_{Ct} в таблице 19.

Таблица 19 – Дополнительная погрешность счетчика активной энергии от изменения температуры δ_{Ct}

Значение тока	Коэффициент мощности	Средний температурный коэффициент, для счетчиков класса точности 0,2S
0,05 $I_{ном} \leq I \leq I_{мах}$	1	0,01
0,1 $I_{ном} \leq I \leq I_{мах}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,02

Дополнительная погрешность счетчика активной энергии для класса точности 0,2S от изменения температуры δ_{Ct} вычисляется по формуле:

$$\delta_{Ct} = 0,01 * (t_{макс} + t_{мин}) / 20, \% \text{ для } \cos\varphi = 1 \quad (12)$$

$$\delta_{Ct} = 0,02 * (t_{макс} + t_{мин}) / 20, \% \text{ для } \cos\varphi = 0,5 \quad (13)$$

Получим:

$$\delta_{Ct} = 0,01 * ((+40) + (-40)) / 20 = 0,04, \% \text{ для } \cos\varphi = 1;$$

$$\delta_{Ct} = 0,02 * ((+40) + (-40)) / 20 = 0,08, \% \text{ для } \cos\varphi = 0,5;$$

Дополнительная погрешность счетчика от влияния внешнего магнитного поля

В связи с тем, что счетчики учета электроэнергии удалены от устройств, создающих внешние переменные магнитные поля, а при установке счетчиков в

ОПУ они размещаются в металлических шкафах (экранировка), то будем считать, что погрешность δ_{ch} мала и в расчетах использоваться не будет.

Суммарная дополнительная погрешность счетчика класса точности 0,2S составит:

$$\Sigma\delta C_j = 0,04+0,1+0,1=0,24\%,$$

для $\cos\varphi = 1$ и значении тока $0,05 I_{ном} \leq I \leq I_{max}$;

$$\Sigma\delta C_j = 0,08+0,2+0,1=0,38\%,$$

для $\cos\varphi = 0,5$ и значении тока $0,1 I_{ном} \leq I \leq I_{max}$.

Вычисляемые параметры и метрология УСПД

Номинальная функция вычисления электроэнергии за расчетный период ΔW , на основании данных графика нагрузки счетчика, с преобразованием в именованные единицы:

$$\Delta W = K_E \times \sum N_i \times K_T \times K_H \quad (14)$$

где K_E – внутренняя константа счетчика (величина, эквивалентная 1 импульсу, выраженному в кВт/ч, кВАр/ч);

N_i – i -тое значение графика нагрузки, считанное из счетчика;

р.п. – расчетный период;

K_T – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока;

K_H – коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения.

Коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока вычисляется по формуле:

$$K_T = I_1/I_2 \quad (15)$$

где: I_1 – номинальный первичный ток трансформатора тока,

I_2 – номинальный вторичный ток трансформатора тока, А

Коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения вычисляется по формуле:

$$K_H = U_1/U_2 \quad (16)$$

где: U_1 – номинальное значение первичного напряжения трансформатора напряжения, В.

U_2 – номинальное значение вторичного напряжения трансформатора напряжения, В.

Номинальная функция вычисления средней мощности P , на основании графика нагрузки счетчика, с преобразованием в именованные единицы:

$$P = K_E \times \frac{\sum N_i}{T} \times K_T \times K_H \quad (17)$$

где $T = n * T_c$ – интервал усреднения мощности УСПД;

n – целое число, равное отношению интервала усреднения мощности УСПД к интервалу графика нагрузки счетчика;

T_c – интервал усреднения графика нагрузки счетчика.

Предел допускаемого значения абсолютной погрешности расчета электрической энергии $\Delta\varepsilon$, полученной за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет не более 1_{EMR} (единицы младшего разряда) измеренного (учтенного) значения.

Предел допускаемого значения относительной погрешности расчета средней мощности δ_p , при отсутствии корректировки времени на интервале усреднения, должен быть не более:

Предел допускаемой абсолютной погрешности измерений текущего времени Δt , при наличии подключенного GPS-приемника – не более 1 с.

Для выполнения функции синхронизации системного времени по астрономическому на уровне ИВК устанавливается устройство синхронизации системного времени (УССВ). Данная функция является обязательной для обеспечения метрологически обеспеченного учета потребления электроэнергии.

Предел допустимой относительной погрешности измерительного комплекса определяется по формуле:

$$\delta_i = \pm 1,1 * (\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{Л}^2 + \delta_{О.С}^2 + \delta_{\theta}^2 + \sum \delta_{Cj}^2 + \delta_{У.С}^{0,5}) \quad (18)$$

где δ_I и δ_U – пределы допустимых значений относительной погрешности соответственно ТТ (ГОСТ 7746) и ТН (ГОСТ 1983), %;

$\delta_{Л}$ – предел допустимых ПУЭ потерь напряжения в линиях присоединения счетчиков к ТН, %;

$\delta_{О.С}$ – предел допустимой основной погрешности электронного счетчика, %;

δ_{θ} - погрешность трансформаторной схемы подключения счетчика за счет угловых погрешностей ТТ θ_I и ТН θ_U , %;

δ_{Cj} – дополнительная погрешность счетчика от J-й влияющей величины, %;

$\delta_{У.С}$ - относительная погрешность устройства сбора и передачи данных, %;

$\delta_{У.С}$ составлять +0,1%

При этом:

– погрешность при измерениях активной электроэнергии вычисляют по формуле:

$$\delta_{\theta}=0,029*(\theta_I^2+\theta_U^2)*(1-\cos^2 \varphi)^{0,5}/\cos\varphi \quad (19)$$

– погрешность при измерениях реактивной электроэнергии вычисляют по формуле:

$$\delta_{\theta}=0,029*(\theta_I^2+\theta_U^2)^{0,5}*\cos\varphi/(1-\cos^2 \varphi)^{0,5} \quad (20)$$

где: θ_I – угловая погрешность ТТ, мин;

θ_U – угловая погрешность ТН, мин;

$\cos\varphi$ - коэффициент мощности контролируемого присоединения.

4.2 Расчет погрешности измерительных элементов АИИС КУЭ

По приведенным выше формулам определим значения составляющих погрешностей δW и δP для присоединения ПС «Восточная» на линиях поставки 220 кВ для наиболее худших условий, при которых нагрузка составляет 5% от $I_{ном}$.

Трансформатор тока.

Токовую погрешность ТТ δ_I определяем по таблице 13. Для ТТ класса точности 0,5 при минимальном токе, равном 5% от номинального получаем $\delta_I = \pm 1,5\%$.

Угловую погрешность ТТ θ_I определяем по таблице 13 – для ТТ класса точности 0,5 при минимальном токе, равном 5% от номинального. Получаем $\theta_I = \pm 90$ мин.

Трансформатор напряжения.

Погрешность напряжения ТН δ_U определяем по таблице 12 для ТН класса точности 0,5.

Получаем $\delta_U = \pm 0,5\%$.

Угловую погрешность ТН θ_U определяем по таблице 12 для ТН класса точности 0,5. Получаем $\theta_U = \pm 20$ мин.

Погрешность трансформаторной схемы включения счетчика δ_θ , возникающую за счет угловых погрешностей ТТ и ТН, определяем по формулам с учетом значений угловых погрешностей θ_I , θ_U и значения $\cos\varphi=0,5$. Получаем:

– при измерении активной электроэнергии $\delta_\theta=\pm 4,6\%$

Погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН.

Расчет потерь напряжения в кабеле присоединения счетчика к ТН будет произведен после проведения метрологической поверки на III этапе построения системы. В нашем случае для расчетов примем наихудший случай – потери 0,25%.

Счетчик электроэнергии.

Погрешность счетчика $\delta_{с.о.}$ при измерениях активной электроэнергии определяем по таблице 14 для счетчика класса точности 0,2S при $\cos\varphi=0,5$ и при минимальном токе, равном 5% от номинального.

Получаем : $\delta_{с.о.}=\pm 0,5\%$.

Дополнительные погрешности счетчика составляют $\delta_{сj}=0,38\%$.

Устройство сбора и передачи данных.

УСПД серии RTU-325L имеет погрешность не более 0,1%,

Полученные промежуточные результаты позволяют рассчитать пределы допускаемых относительных погрешностей измерительных каналов при измерениях активной и реактивной электроэнергии и мощности. Подставив данные в формулу (18) получаем:

Активная электроэнергия при $I=5\%$ от $I_{ном}$ и $\cos\varphi = 0.5$

$$\delta_w=\delta_p=\pm 1,1 \cdot (1,5^2+0,5^2+4,6^2+0,15^2+0,5^2+0,38^2+0,1^2)^{0,5}=\pm 5,4\%.$$

Из приведенных расчетов видно, что при стремлении $\cos\varphi$ к 1 предел допустимой относительной погрешности измерительного комплекса уменьшается.

4.3 Поверка средств измерений измерительного комплекса

В процессе эксплуатации АИИС КУЭ необходимо периодически производить поверку средств измерений. К данным устройствам относятся измерительные трансформаторы тока, измерительные трансформаторы напряжения, счетчики электроэнергии, устройства сбора и передачи данных. Поверка средств измерений, входящих в АИИС КУЭ, производится в соответствии с утвержденными Госстандартом методиками поверки. Периодичность поверки средств измерений определяется Госстандартом и приводится в описании типа средства измерения. Дата и результат последней поверки, а также дата следующей поверки средства измерения указываются в Свидетельстве о поверке средства измерения. [17]

Периодичность поверки счетчиков электрической энергии серии А1800 класса точности 0,2S в соответствии с «Описанием типа средства измерения №31857-06» составляет 12 лет с момента последней даты поверки.

Периодичность поверки устройств сбора и передачи данных серии RTU-325L в соответствии с «Описанием типа средств измерения №19495-03» составляет 4 года с момента последней даты поверки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной магистерской диссертации мною было выполнен обзор и анализ существующей системы учета электрической энергии на космодроме «Восточный». В действующей системе организации были выделены такие недостатки действующей системы как:

- неполнота собираемых данных;
- несвоевременность снятия показаний с приборов учета;
- несанкционированное потребление электрической энергии;
- большое влияние человеческого фактора на результаты расчетов потребляемой электроэнергии;
- необходимость систематических обходов точек учета электроэнергии сотрудниками.

Большую часть этих проблемных вопросов позволяет решить программа внедрения автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии.

В магистерской работе мною были рассмотрены требования, предъявляемые к автоматизированным системам и их компонентам, произведен выбор оборудования для внедрения комплекса на космодром, а также ознакомление с требованиями метрологического обеспечения и проведение расчетов допустимых погрешностей для измерительных трансформаторов тока и напряжения, приборов учета электрической энергии и УСПД.

На основе собранной в результате работы над магистерской диссертацией информации можно утверждать, что применение систем АИИС КУЭ для сбора, передачи и хранения информации обладает массой преимуществ таких как:

- автоматизированное дистанционное считывание параметров приборов учета электрической энергии;
- снижение трудозатрат на обходы многочисленных точек учета персоналом;
- мониторинг параметров качества электроэнергии во всех точках учета;

- использование приборов учета, соответствующих всем нормам ГОСТ;
- удалённое сервисное обслуживание;
- отслеживание и оперативное устранение аварийных ситуаций.

Таким образом, установка АИИС КУЭ поможет решить ряд проблем связанных с быстротой, точностью и своевременностью получения информации о потребленной электроэнергии и мощности и значительно упростить работу персонала.

В работе также были рассмотрены организационно–технические составляющие электропотребления и описаны преимущества внедрения автоматизированных систем учета электрической энергии.

Вследствие внедрения системы АИИС КУЭ появляется возможность свести к минимуму, а в некоторых случаях полностью исключить ряд экономических потерь в электрических сетях.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Постановление правительства РФ от 31.08.2006 №530 «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электроэнергии в переходный период реформирования электроэнергетики.
- 2 Ожегов А.Н. Системы АИИС КУЭ – Киров: ВятГУ, 2006 – 102 с.;
- 3 Дектеренко С.В. Автоматизированные системы контроля и учета энергоносителей (АИИС КУЭ) на промышленных предприятиях – Вятка: ИнжинирингПро, 2012.
- 4 Энергоучет. АИИС КУЭ современного предприятия: [Электронный ресурс]. URL: <http://www.eu.sama.ru/> (дата обращения: 14.06.2019).
- 5 УСПД: определение, назначение, применение: [Электронный ресурс]. – URL: <https://pue8.ru/uchet-elektroenergii/458-uspd-opredelenienaznachenie-primenenie.html/> (дата обращения: 17.06.2019).
- 6 Зеленцов М.Ю. Модернизирование автоматизированной системы учета электроэнергии в Германии – Электросвар – 2009 – 115с.
- 7 Трансформаторы тока: [Электронный ресурс]. URL: <http://uchetelectro.ru/sistemy-ucheta/iik/transformatory-toka/> (дата обращения: 12.06.2019).
- 8 Трансформаторы напряжения: [Электронный ресурс]. URL: <http://uchetelectro.ru/sistemy-ucheta/iik/transformatorynapryazheniya/> (дата обращения: 12.06.2019).
- 9 Алишер И.И. Кабельные линии и проводники. Справочник. Издание третье – М.:Атомиздат – 2014.
- 10 Этапы создания АИИС КУЭ: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.kegoc.kz/ru/o-kompanii/nasha-deyatelnost/askue/etapy-sozdaniya-askue/> (дата обращения: 07.06.2019).
- 11 Э.В. Воротницкий, Е.В. Комкова, О.В. Туркина, В.Н. Апраткин. Методы и средства выявления несанкционированного потребления электрической энергии при наличии приборов учета: М.:ИПКГосслужбы – 2005-53с.

12 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7 издание. – М.: КноРус, 2010-290 с.

13 Выбор марки оптического кабеля: [Электронный ресурс]. URL: https://vuzlit.ru/2236237/vybor_marki_opticheskogo_kabelya/ (дата обращения: 16.06.2019).

14 Электронные счетчики: [Электронный ресурс]. URL: <http://elektrik.info/main/master/103-pro-yelektronnye-schetchiki-i-askuye-dlya.html/> (дата обращения: 14.06.2019).

15 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. РД 34.09.101–94. М.: СПО ОРГРЭС, 1995.

16 Автоматизированные информационно-измерительные системы учета электроэнергии (АИИС УЭ). Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. СТО 70238424.17.220.20.004 – 2011.

17 Метрологическое обслуживание: [Электронный ресурс]. URL: <https://www.ackye.ru/activities/metrologicheskoe-obespechenie.com/> (дата обращения: 19.06.2019).

18 Программное обеспечение АльфаЦЕНТР. Технические характеристики: [Электронный ресурс]. URL: <https://alfa.nt-rt.ru/images/manuals/11-1.pdf/> (дата обращения: 16.06.2019).

19 Автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (мощности). Технические требования. Приложение №11.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестров субъекта оптового рынка. – 2017-10 с.;

20 Проблематика метрологического обеспечения АИИС КУЭ на ОРЭМ: [Электронный ресурс]. URL: https://ozlib.com/869046/tehnika/problematika_metrologicheskogo_obespecheniya_aiis_orem/ (дата обращения: 17.06.2019).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Перечень ПС и ЦРП космодрома «Восточный» с выбранными приборами учета и измерительными трансформаторами тока и напряжения

Таблица 20 – Результаты выбора оборудования

Наименование объекта	№ фи- дера	Тип прибора учета	Тип ТТ	Тип ТН
1	2	3	4	5
ПС 220/110/10 кВ «ГПП»				
ВЛ «Ледяная»-«ГПП»	Ф-2	A1802RLXQ-P4G-DW-4	АМТ-245/1 3000/5	SU-245/S 220000/100
ВЛ «ГПП»-«Аэродром» 1 ц.	Ф-3	A1802RLXQ-P4G-DW-4	АМТ-170/1 600/5	SU-170/S 110000/100
ВЛ «ГПП»-«СК-1» 1ц.	Ф-4	A1802RLXQ-P4G-DW-4	АМТ-170/1 600/5	
АТ - 1	Ф-5	A1805RLXQ-P4G-DW-4	АМТ-170/1 600/5	
ВЛ «ГПП»-«Аэродром» 2 ц.	Ф-6	A1802RLXQ-P4G-DW-4	АМТ-170/1 600/5	SU-170/S 110000/100
ВЛ «ГПП»-«СК-1» 2ц.	Ф-7	A1802RLXQ-P4G-DW-4	АМТ-170/1 600/5	
АТ - 2	Ф-8	A1805RLXQ-P4G-DW-4	АМТ-170/1 600/5	
Ввод Т-1	Ф-101	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 3000/5	НАМИТ-10 10000/100
ТП-1 КСИСО	Ф-102	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
ТП-2 КСИСО	Ф-103	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Соор. А3.7	Ф-104	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5	
Соор.Д9	Ф-106	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5	
ВЗС №4	Ф-107	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5	
ТБО	Ф-108	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5	
Соор. В5	Ф-109	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5	

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5
КТПН ЗУП	Ф-110	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	НАМИТ-10 10000/100
ТСН-1	Ф-112	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5	
Метрологический корпус	Ф-113	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5	
Соор. А3.7	Ф-201	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5	НАМИТ-10 10000/100
ТП-1 КСИСО	Ф-202	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
ТП-2 КСИСО	Ф-203	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Ввод Т-2	Ф-204	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 3000/5	
Соор. Д9	Ф-206	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5	
ВЗС №4	Ф-207	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5	
ТБО	Ф-208	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5	
Соор. В5	Ф-209	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 300/5	
КТПН ЗУП	Ф-210	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
ТСН-2	Ф-212	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5	
Метрологический корпус	Ф-213	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
ПС 220/10 кВ «Восточная»				
ВЛ «Ледяная»-«Восточная» 1	Ф-1	A1802RLXQ-P4G-DW-4	АМТ-245/1 3000/5	SU-245/S 220000/100
ВЛ «Ледяная»-«Восточная» 2	Ф-2	A1802RLXQ-P4G-DW-4	АМТ-245/1 3000/5	SU-245/S 220000/100
Ввод Т-1	Ф-101	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 3000/5	НАМИТ-10 10000/100
ПС-5	Ф-102	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Резерв	Ф-103	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5
Резерв	Ф-104	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	НАМИТ-10 10000/100
КТП Котельная	Ф-105	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Резерв	Ф-106	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
ТП Авто №1	Ф-107	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
ТП Ж/д №1	Ф-108	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
ЦРП Деловой центр	Ф-109	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Ввод Т-2	Ф-201	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 3000/5	НАМИТ-10 10000/100
ТСН-2	Ф-202	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5	
ТП Ж/д №1	Ф-203	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
ТП Авто №1	Ф-204	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
КТП Котельная	Ф-205	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Резерв	Ф-206	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Резерв	Ф-207	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Резерв	Ф-208	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
ПС-5	Ф-209	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
ЦРП ПСЭБ	Ф-211	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Ввод Т-3	Ф-301	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 3000/5	
ТСН-1	Ф-302	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5	
Резерв	Ф-303	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	
Резерв	Ф-304	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
ТП Ж\д № 2	Ф-305	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
ТП Авто № 2	Ф-306	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
ЦРП Город 1	Ф-307	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
ЦРП Город 2	Ф-308	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
ЦРП Город 3	Ф-309	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
ЦРП ПСЭБ	Ф-311	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
Ввод Т-4	Ф-401	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 3000/5		НАМИТ-10 10000/100
ЦРП Город 3	Ф-402	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
ЦРП Город 2	Ф-403	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
ЦРП Город 1	Ф-404	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
ТП Авто № 2	Ф-405	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
ТП Ж\д № 2	Ф-406	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
Резерв	Ф-407	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
Резерв	Ф-408	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
ЦРП Деловой центр	Ф-409	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
ПС 110/10 кВ «СК-1»					
ВЛ «ГПП»-«СК-1» 1ц.	Ф-1	A1802RLXQ-P4G-DW-4	АМТ-170/1 600/5	SU-170/S 110000/100	
ВЛ «ГПП»-«СК-1» 2ц.	Ф-2	A1802RLXQ-P4G-DW-4	АМТ-170/1 600/5	SU-170/S 110000/100	
Ввод Т-1	Ф-101	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 3000/5	НАМИТ-10 10000/100	

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5
ТСН-1	Ф-102	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5	
ЦРП СК	Ф-103	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
ЦРП ТК	Ф-104	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
ЦРП КОС	Ф-105	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
КРТ пл. 3.2	Ф-106	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Резерв	Ф-109	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Метрологическая база	Ф-110	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Энергоблок	Ф-111	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Вахтовый городок	Ф-112	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
ПС-28	Ф-113	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Котельная №1	Ф-114	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Промышленная №2	Ф-115	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
ВЗС№1	Ф-116	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Очистные сооружения	Ф-117	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Резерв	Ф-118	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Резерв	Ф-119	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Ввод Т-2	Ф-201	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 3000/5	
ТСН-2	Ф-202	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5	
ЦРП СК	Ф-203	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	
ЦРП ТК	Ф-204	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
ЦРП КОС	Ф-205	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
КРТ пл. 3.2	Ф-206	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
Резерв	Ф-209	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
Метрологическая база	Ф-210	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
Энергоблок	Ф-211	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
Резерв	Ф-212	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
ПС-28	Ф-213	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
Котельная №1	Ф-214	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
Промышленная №2	Ф-215	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
ВЗС№1	Ф-216	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
Очистные сооружения	Ф-217	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
Резерв	Ф-218	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
Резерв	Ф-219	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
ПС 110/10 кВ «Аэродром»					
ВЛ «Аэродром»-«ГПП» 1 ц.	Ф-1	A1802RLXQ-P4G-DW-4	АМТ-170/1 600/5		SU-170/S 110000/100
ВЛ «Аэродром»-«ГПП» 2 ц.	Ф-2	A1802RLXQ-P4G-DW-4	АМТ-170/1 600/5	SU-170/S 110000/100	
Ввод Т-1	Ф 101	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 3000/5	НАМИТ-10 10000/100	
ЦРП 1	Ф 102	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		
ЦРП 2	Ф 103	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5		

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5
ЦРП - Гальчиха	Ф 104	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Метрологический комплекс	Ф 105	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Водозабор	Ф 106	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
ТСН-1	Ф 107	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5	
Очистные сооружения	Ф 108	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Резерв	Ф 111	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Резерв	Ф 112	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Ввод Т-2	Ф 201	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 3000/5	
ЦРП 1-Аэродром	Ф 202	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
ЦРП 2- Аэродром	Ф 203	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
ЦРП - Гальчиха	Ф 204	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Метрологический комплекс	Ф 205	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Водозабор	Ф 206	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
ТСН-2	Ф 207	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5	
Очистные сооружения	Ф 208	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Резерв	Ф 211	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
Резерв	Ф 212	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5	
ЦРП 10 кВ «ТК»				
ТСН-1	Ф-101	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5	НАМИТ-10 10000/100
ПС-5(МИК КА)	Ф-102	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5
Резерв	Ф-103	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-14(ЗНС)	Ф-104	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-6 (МИК КА)	Ф-105	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-106	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-18 (Холодильная станция)	Ф-107	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-108	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-2 (МИК РН)	Ф-109	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-110	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-111	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-1 (МИК РН)	Ф-112	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-115	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-116	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-21(Пожарное депо)	Ф-117	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Ввод Т-1	Ф-118	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 3000/5	
ПС-7 (соор. 5.1)	Ф-119	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-22 Котельная №2	Ф-120	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-121	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-122	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-123	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5
Резерв	Ф-124	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	НАМИТ-10 10000/100
ТСН 2	Ф-201	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5	
ПС-6 (МИК КА)	Ф-202	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-203	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-5 (МИК КА)	Ф-204	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
МИК КА (ВТП-6)	Ф-205	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-206	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-5 (МИК КА)	Ф-207	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-14(ЗНС)	Ф-208	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-1(МИК РН)	Ф-209	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-18 (Холодильная станция)	Ф-210	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-211	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-2 (МИК РН)	Ф-212	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-215	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-7 (соор. 5.1)	Ф-216	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-22 Котельная №2	Ф-217	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Ввод Т-2	Ф-218	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 3000/5	
Резерв	Ф-219	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-21(Пожарное депо)	Ф-220	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5
Резерв	Ф-221	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-222	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-223	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-224	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ЦРП 10 кВ «СК»				
Резерв	Ф-1	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-2	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-3	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-4	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Ввод Т-1	Ф-5	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 3000/5	
Сооружение 3	Ф-7	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Сооружение 4	Ф-8	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Сооружение 5	Ф-9	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Сооружение 6	Ф-11	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ТСН-1	Ф-12	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5	
Сооружение 3.1	Ф-14	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Сооружение 4.1	Ф-15	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Сооружение 5.1	Ф-16	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Сооружение 6.1	Ф-17	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Сооружение 7	Ф-18	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	НАМИТ-10 10000/100

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	
Сооружение 24А	Ф-19	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5		
Сооружение 24Б	Ф-20	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5		
Сооружение 24В	Ф-21	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5		
Сооружение 24Г	Ф-22	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5		
Сооружение 10	Ф-24	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5		
Сооружение 24 Д	Ф-25	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5		
Сооружение 1(ТП-2)	Ф-27	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5		
Сооружение 1(ТП-1)	Ф-28	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5		
Сооружение 1(ТП-3)	Ф-29	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5		
Сооружение 17	Ф-30	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5		
Резерв	Ф-31	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5		НАМИТ-10 10000/100
Резерв	Ф-32	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5		
Резерв	Ф-33	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5		
Резерв	Ф-34	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5		
Ввод Т-2	Ф-36	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 3000/5		
Сооружение 17	Ф-37	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5		
Сооружение 1(ТП-3)	Ф-38	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5		
ТСН-2	Ф-39	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5		
Сооружение 1(ТП-1)	Ф-40	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5		

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5
Сооружение 1(ТП-2)	Ф-41	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Сооружение 24Д	Ф-42	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Сооружение 10	Ф-43	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Сооружение 24Г	Ф-44	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Сооружение 24В	Ф-45	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Сооружение 24Б	Ф-46	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Сооружение 24А	Ф-47	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Сооружение 7	Ф-48	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ЦРП 10 кВ «ПСЭБ»				
Ввод Т-1	Ф-101	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 3000/5	НАМИТ-10 10000/100
ТСН-1	Ф-102	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5	
ПС-1	Ф-103	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-2	Ф-104	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-3	Ф-105	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-14	Ф-106	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-11	Ф-107	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-4	Ф-108	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-111	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-13	Ф-112	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ВЗС-6	Ф-113	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5
ПС-6	Ф-114	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-7	Ф-115	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-116	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-117	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Ввод Т-2	Ф-201	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 3000/5	НАМИТ-10 10000/100
ТСН-2	Ф-202	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5	
ПС-1	Ф-203	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-2	Ф-204	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-3	Ф-205	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-14	Ф-206	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-11	Ф-207	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-4	Ф-208	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-211	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-13	Ф-212	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-213	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-6	Ф-214	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
ПС-7	Ф-215	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-216	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-217	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	

1	2	3	4	5
ЦРП 10 кВ «Деловой центр»				
Ввод Т-1	Ф-101	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 3000/5	НАМИТ-10 10000/100
ТСН-1	Ф-102	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5	
Резерв	Ф-103	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-104	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-105	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-108	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-109	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-110	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-111	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-112	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-114	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-115	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Ввод Т-2	Ф-201	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 3000/5	НАМИТ-10 10000/100
ТСН-2	Ф-202	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5	
Резерв	Ф-203	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-204	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-205	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-208	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-209	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5
Резерв	Ф-210	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-211	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-212	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-213	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	
Резерв	Ф-214	A1805RLXQ-P4G-DW-4	ТОЛ-СЭЩ-10 200/5	