УТВЕРЖДАЮ:

Первый заместитель директора –
главный инженер филиала
ПАО «Россети Центр и Приволжье»-
«Ивэнерго»

_____ А.Ю. Блудов
«24» апреля 2023 г.

# ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ № 3_37_2

на право заключения энергосервисного контракта на организацию автоматизированных систем (учета электроэнергии, телемеханики) с удаленным сбором данных (включая приобретение компонентов систем, выполнение проектных, строительно-монтажных и пусконаладочных работ) для нужд филиала
ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго»

г. Иваново 2023 г.

# Лист согласования

к техническому заданию на право заключения энергосервисного контракта на организацию автоматизированных систем (учета электроэнергии, телемеханики) с удаленным сбором данных (включая приобретение компонентов систем, выполнение проектных, строительно-монтажных и пусконаладочных работ) для нужд филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго»

| Уровень Филиала | | |
|---|---|---|
| Наименование должности | Фамилия И.О. | Дата, подпись |
| Заместитель директора по реализации услуг филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго» | Голубев А.Н. | |
| Начальник Управления реализации услуг и учета электроэнергии филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго» | Сучков А.П. | 240423 |
| Начальник Департамента корпоративных и технологических автоматизированных систем управления филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго» | Мольков В.Н. | 24.04.2023 |
| **Уровень Россети Центр** | | |
| Наименование должности | Фамилия И.О. | Дата, подпись |
| Начальник Управления эксплуатации и развития систем учета электроэнергии ПАО «Россети Центр» | Халеев А.Л. | |
| Заместитель начальника Департамента развития и эксплуатации автоматизированных систем диспетчерского управления ПАО «Россети Центр» | Бритько А.А. | |

05.05.2023 Титинов А.В

Курилевич Калибин А.Е.

# Оглавление

1. Общие сведения ... 6
1.1. Предмет закупки ... 6
1.2. Назначение и цель ... 6
1.3. Источник финансирования ... 6
2. Общие технические требования ... 7
3. Состав и содержание работ ... 7
3.1. Требования к проектной документации ... 9
3.1.1. Требования к проведению предпроектного обследования ... 11
3.2.Выполнение работ по монтажу технических средств: ... 11
3.3. Проведение пусконаладочных работ, включая: ... 12
3.4. Предварительные испытания: ... 14
3.5. Опытная эксплуатация: ... 14
3.6. Приемочные испытания автоматизированных систем (учета электроэнергии, телемеханики): ... 15
4. Требования к автоматизированным системам ... 15
4.1. Общие требования к системе учета электрической энергии и системе телемеханики. ... 15
4.2. Требования к ИИК ... 17
4.2.1. Требования к вторичным измерительным цепям ... 18
4.2.2. Требования к трансформаторам тока ... 18
4.3. Требования к организации системы единого времени ... 19
4.4. Требования к ВШУ ... 19
4.5. Требования к ИВКЭ ... 20
4.6. Требования к монтажу и местам установки оборудования ... 22
4.7. Требования к каналам связи ... 24
4.7. Требования к надежности и безопасности ... 26
4.8. Метрологические и другие требования к оборудованию ... 26
4.9. Требования к электромагнитной совместимости ... 26
4.10. Требования по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению ... 27
4.11. Требования к документированию ... 27
4.12. Требования к эксплуатационной документации ... 28
4.14. Требования к защите информации от несанкционированного доступа ... 28
4.15. Требования к информационному обмену между уровнями системы ... 29
4.16. Требования к проведению опытной эксплуатации ... 30
4.17. Требования к совместимости применяемого оборудования ... 32
5. Требования по стандартизации и унификации ... 32
6. Гарантийные обязательства ... 34
7. Особые условия ... 34
8. По техническим условиям выполнения работ обращаться: ... 34
9. Приложения ... 35

Условные обозначения и сокращения

АРМ - автоматизированное рабочее место;

АВР - автоматический ввод резерва;

АСТУ - автоматизированные системы технологического управления;

АСДУ - автоматизированные системы диспетчерского управления;

АСУЭ - автоматизированная система учета электроэнергии;

ВЛ - воздушная линия;

ВШУ - выносной шкаф учета электроэнергии;

КЛ - кабельная линия;

ЗИП - запасные части, инструменты, принадлежности;

ИВК - информационно-вычислительный комплекс верхнего уровня автоматизированной системы учета электроэнергии с удаленным сбором данных (ИВК «Пирамида-сети»);

ИВКЭ - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (УСПД) автоматизированнной системы учета с удаленным сбором данных;

ИИК - измерительно-информационный комплекс точки учета;

КП – контролируемый пункт телемеханики;

КС – канал связи;

МЭК - международная электротехническая комиссия;

ОИК - оперативно-информационный комплекс;

ПД – проектная документация (включая рабочую документацию);

ПИР – проектно-изыскательские работы;

ПМИ - программа и методика испытаний;

ПО - программное обеспечение;

ППО - предпроектное обследование;

РД - рабочая документация;

СТМ – система телемеханики;

ТЗ - техническое задание;

ТИ - телеизмерение;

ТС - телесигнал;

ТУ - телеуправление;

ТМ - телемеханика;

ТН - трансформатор напряжения;

ТТ - трансформатор тока;

ЦППС – центральная приемо-передающая станция;

ЦУС – центр управления сетями;

УСПД - устройство сбора и передачи данных.

Com - технологический стандарт от компании Microsoft, предназначенный для создания программного обеспечения на основе взаимодействующих распределенных компонентов;

DCom - распределенная Com технология;

Fieldbus - промышленная сеть передачи данных;

GSM - Global System for Mobile Communications, цифровой стандарт подвижной радиотелефонной (сотовой) связи 2-го поколения;

GPRS - General Packet Radio Service, технология пакетной передачи данных в сети GSM;

PLC - Power line communication, технология связи по линии электропередачи;

RF – Radio frequency, семейство технологий радиосвязи ближнего радиуса действия, использующих безлицензионные диапазоны частот;

RS-485 - стандарт передачи данных по двухпроводному полудуплексному многоточечному последовательному каналу связи;

SIM-карта - идентификационный электронный модуль абонента сети радиотелефонной (сотовой) связи;

SMTP - сетевой протокол, предназначенный для передачи электронной почты в сетях TCP/IP;

SNMP - протокол управления сетями связи на основе архитектуры TCP/IP;

TCP/IP - набор сетевых протоколов разных уровней модели сетевого взаимодействия, используемых в сетях;

UMTS - Universal Mobile Telecommunications System, технология подвижной радиотелефонной (сотовой) связи 3-го поколения.

1. Общие сведения

1.1. Предмет закупки

Право заключения энергосервисного контракта, направленного на энергосбережение и повышение энергетической эффективности использования энергетических ресурсов (снижение потерь электроэнергии при ее передаче в электрических сетях).

1.2. Назначение и цель

Работы по организации автоматизированных систем (учета электроэнергии, телемеханики) с удаленным сбором данных (включая приобретение компонентов систем, выполнение проектных, строительно-монтажных и пусконаладочных работ) на объектах электросетевого хозяйства филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго», направленные на снижение фактических потерь в них за счет ежемесячного автоматизированного снятия показаний приборов учета по всем группам потребителей, повышения класса точности приборов учета электроэнергии, снижения вероятности и повышения выявляемости фактов неучтенного потребления в результате организации выносных узлов учета с применением изолированного провода для ответвлений от ВЛ, а также оперативного формирования балансов электроэнергии.

Выполнение действий, направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности использования энергетических ресурсов (снижение потерь электроэнергии при ее передаче в электрических сетях).

1.3. Источник финансирования

Достигнутая экономия затрат на оплату потребления энергетических ресурсов (потерь электроэнергии при ее передаче в электрических сетях).

1.4. Технические характеристики оборудования

- Технические характеристики приборов учета должны соответствовать требованиям, указанным в СТО 34.01-5.1-009-2021 «Приборы учёта электроэнергии. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам), характеристики УСПД должны соответствовать СТО 34.01-5.1-010-2021 «Устройства сбора и передачи данных. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам), технические характеристики пунктов коммерческого учета электроэнергии 6-20 кВ должны соответствовать СТО 34.01-5.1-008-2018 «Пункты коммерческого учета электроэнергии уровнем напряжения 6-20 кВ. Общие технические требования», технические характеристики коммуникационных шлюзов и контроллеров для передачи данных учета электроэнергии должны соответствовать требованиям, указанным в СТО 34.01-5.1-011-2022 «Коммуникационные шлюзы, контроллеры для передачи данных учета электроэнергии (мощности). Общие технические требования», технические характеристики шкафов учета в соответствии с разделом 4.3 данного технического задания.

К установке допускается оборудование, соответствующее Правилам предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), утвержденным постановлением Правительства РФ от 19.08.2020 № 890, а также включенное в Перечень оборудования, материалов и систем, допущенных к применению на объектах ДЗО ПАО «Россети» в соответствии с Методикой проведения аттестации оборудования, материалов и систем в электросетевом комплексе, утвержденной Правлением ПАО «Россети», либо

допущенное к применению комиссией ДЗО ПАО «Россети» по допуску оборудования, материалов и систем для применения на объектах электросетевого комплекса ДЗО ПАО «Россети» (протокол заседания Правления ОАО «Россети» от 31.03.2014 № 225пр).

Закупаемое оборудование в части реализации функций для СТМ должно соответствовать:

– СТО 34.01-6.1-001-2016. Программно-технические комплексы подстанций 6-10 (20) кВ. Общие технические требования.

– СТО 34.01-6.1-002-2016. Программно-технические комплексы подстанций 35-110 (150) кВ. Общие технические требования.

– СТО 34.01-21-005-2019. Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ;

- СТО 34.01-21-004-2019. Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ.

1.5. Объекты

Установка систем учета электроэнергии и телемеханики производится на объектах, приведенных в приложении № 3 к техническому заданию.

2. Общие технические требования

2.1. Продукция должна быть новой, ранее не использованной, годом выпуска не ранее 1 квартала 2023 года, приборы учета электроэнергии должны иметь дату поверки не более 6 месяцев на дату монтажа.

2.2. Типы применяемых компонентов автоматизированных систем учета электроэнергии и телемеханики (приборы учета электрической энергии, измерительные трансформаторы, УСПД/контроллеры) должны быть утверждены Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (РОССТАНДАРТ), внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и иметь действующее свидетельство об утверждении типа средств измерений и соответствовать действующему положению ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе».

2.3. Состав применяемого при выполнении работ оборудования шкафов учета, шкафов АСУЭ и ТМ, их технические характеристики должны быть определены в результате обследования объектов, а также при составлении спецификации закупаемого оборудования и выполняемых работ. Компоновки шкафов учета и шкафов АСУЭ с функциями ТМ должны соответствовать типовым техническим решениям по организации интеллектуального учета электроэнергии (Приложение № 5) и Унифицированным техническим требованиям ПАО «Россети Центр» и ПАО «Россети Центр и Приволжье» для применения при реализации проектов автоматизации ТП (Приложение № 6) соответственно.

3. Состав и содержание работ

В существующие ИВК/ОИК филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго», должны быть интегрированы:

– организованные Энергосервисной компанией ИИК, включающие трансформаторы тока и напряжения, вторичные измерительные цепи, а также приборы коммерческого и технического учета электрической энергии;

– организованные Энергосервисной компанией ИВКЭ, обеспечивающие доступ, диагностику, сбор и обработку информации от ИИК. В состав ИВКЭ должны входить:

УСПД и/или контроллеры, обеспечивающие доступ к информации по учету электроэнергии на уровне ИИК, технические средства приема-передачи данных (оборудование локальных вычислительных сетей, кабельная инфраструктура).

Допускается организация систем учета электроэнергии без уровня ИВКЭ при соответствующем обосновании в проектной документации. На энергообъектах номинального напряжения 6-10 (20) кВ (ТП 6-10/0,4 кВ, РП 6-10 кВ филиала) ИВКЭ должен выполнять также функции устройства телемеханики контролируемого пункта, обеспечивая двусторонний информационный обмен с ОИК ЦУС в соответствии с пп. 6.1.6, 6.5, приложением 1 к СТО 34.01-21-005-2019 «Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ».

Порядок взаимодействия Заказчика с Энергосервисной компанией, включая формы актов допуска в эксплуатацию, акты выполненных работ и др., должен соответствовать Регламенту «Взаимодействие при организации интеллектуального учета электроэнергии в ПАО «Россети Центр» и ПАО «Россети Центр и Приволжье» (далее по тексту – Регламент взаимодействия), утвержденному Приказом ПАО «Россети Центр» от 05.06.2020 № 273-ЦА (приложение № 8 к техническому заданию).

При проектировании необходимо предусмотреть в объеме, предусмотренном спецификацией закупаемого оборудования (приложение № 1), уточненном по результатам ППО, установку/замену шкафов АСУЭ и ТМ, приборов учета электроэнергии и измерительных трансформаторов на объектах, указанных в приложении № 3 (в случае отсутствия на объектах соответствующего оборудования или несоответствия имеющихся на объектах счетчиков требованиям, указанным в СТО 34.01-5.1-009-2021). Вновь установленные на объектах 0,2-0,4 кВ потребителей, а также на границе балансовой принадлежности с такими объектами, счетчики коммерческого учета должны быть включены в автоматизированную систему учета с удаленным сбором данных, а оборудование, установленное на ТП 6-10/0,4 кВ, РП 6-10 кВ Заказчика (приборы технического учета, УСПД/контроллеры) и потребителей (счетчики коммерческого учета) должно быть включено в автоматизированную систему учета электроэнергии и систему телемеханики филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго».

Все работы выполняются силами Энергосервисной компанией. Филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго» (далее - Заказчик) обеспечивает предоставление документов для проведения предпроектного обследования и допуска приборов учета в эксплуатацию в соответствии с требованиями Регламента взаимодействия (приложение № 8 к техническому заданию).

При выборе средств защиты информации, в том числе сопутствующего встроенного программного обеспечения, должно учитываться возможное наличие ограничений со стороны разработчиков (производителей) или иных лиц на применение программных или программно-аппаратных средств на всей территории Российской Федерации (п. 31 приказа ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»).

Внедрение УСПД и приборов учета электроэнергии должно быть обеспечено в соответствии с проектной документацией и рабочей документацией. Проектная и рабочая документация на УСПД и приборы эчета электроэнергии, включая их подсистему безопасности, оформляется в соответствии положениями ГОСТ Р 51583-2014 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения». Внедрение УСПД и приборов учета

электроэнергии, а также средств (систем) защиты информации, в том числе встроенных, не допускается без проектной и рабочей документации.

Энергосервисная компания разрабатывает проектную, сметную и рабочую (эксплуатационную) документацию, в т.ч. по настройке встроенных средств защиты информации в ПО УСПД и приборов учета, а также обеспечивает ввод в эксплуатацию встроенных средств защиты информации в соответствии с проектной документацией.

Работы должны быть выполнены в соответствии с действующими СНиП, требованиями ПУЭ и действующим законодательством Российской Федерации, типовыми техническими решениями по организации интеллектуального учета электроэнергии (Приложение № 5) и Унифицированным техническим требованиям ПАО «Россети Центр» и ПАО «Россети Центр и Приволжье» для применения при реализации проектов автоматизации ТП (Приложение № 6), условиями Энергосервсиного договора.

Все работы по установке, монтажу, наладке, программных (программно-технических) средств защиты информации должны соответствовать Положению о лицензировании деятельности по технической защите конфиденциальной информации (утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 03.02.2012 № 79).

3.1. Требования к проектной документации

Проектно-изыскательские работы (далее - ПИР) представляют собой комплекс работ по проведению инженерных изысканий, разработке технико-экономических обоснований строительства, подготовке проектов, рабочей документации, составлению сметной документации для осуществления организации автоматизированных систем (учета электроэнергии, телемеханики) с удаленным сбором данных. В связи с особенностями функционирования организуемых систем, изыскательские работы, представляющие собой комплекс технических и экономических исследований района строительства, проводятся в форме предпроектного обследования. По результатам предпроектного обследования составляется отчет предпроектного обследования (далее - ППО), который дожен быть согласован с Заказчиком.

Проектирование должно быть выполнено в соответствии с требованиями действующих нормативных и отраслевых директивных и методических документов в части энергоснабжения, выполнения измерений количества электроэнергии, в том числе Федерального закона от 27.12.2018 № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации», Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений», Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», «Правил учета электрической энергии», утвержденных Минтопэнерго России 19.09.1996, Минстроем России 26.09.1996, ПУЭ и ПТЭ. На стадии проектирования должно быть выполнено структурирование по объектам основного оборудования, определение каналов и среды передачи данных, технические характеристики и схемы включения, согласование с Заказчиком, и разработаны следующие документы:

- проектно-сметная документация;
- рабочая документация;
- эксплуатационная документация;
- программа и методика испытаний (ПМИ).

Допускается одноэтапное проектирование с разработкой технорабочего проекта.

Проектная документация на организацию автоматизированных систем (учета электроэнергии, телемеханики) (далее - ПД) должна быть выполнена в соответствии требованиями к проектной документации, указанной в Регламенте взаимодействия, и должна включать технические решения, описание комплекса технических средств, схемы, чертежи и сметные расчеты, обеспечивающие привязку типовых технических решений к конкретному объекту и необходимые для монтажа и наладки компонентов систем учета электроэнергии, телемеханики, согласование ПД и эксплуатационной документации с Заказчиком. В ПД необходимо предусмотреть расчет затрат на эксплуатацию систем учета электроэнергии и телемеханики в объеме смонтированного оборудования и необходимый объем ЗИП.

В проектной документации должно быть представлено технико-экономическое обоснование вариантов организации канала передачи данных с приборов учета:

- PLC;

- RF, в том числе энергоэффективные каналы радиосвязи дальнего радиуса действия (LPWAN, NB-IoT и др.);

- сеть подвижной радиотелефонной связи GSM / LTE.

По согласованию с Заказчиком перечень рассматриваемых сред передачи данных может быть дополнен. При необходимости возможна комбинация двух каналов связи для повышения качества опроса и надежности передачи данных.

В проектной документации должна быть отражена следующая информация:

- верификация состояния участков сети на предмет уровня потерь электроэнергии;

- расчет экономической эффективности реализации проекта.

Расчет затрат на организацию интеллектуальных систем учета электроэнергии должен быть произведен в соответствии с приказом ПАО «Россети» от 25.09.2019 № 190.

При наличии на объектах работ ранее установленной системы учета электроэнергии Энергосервисная компания должена предусмотреть работы по интеграции ранее установленных приборов учета электроэнергии в ИВК (без применения промежуточного программного обеспечения), либо предоставить обоснованное заключение о невозможности интеграции.

На этапе проектирования также должно быть выполнено:

– согласование совместно с Заказчиком планов-графиков производства работ с потребителями, с организациями-представителями потребителей (юридическими лицами, бытовыми потребителями, с управляющими компаниями многоквартирных домов и т.д.) при установке систем учета электроэнергии на объектах потребителя (ВРУ многоквартирных домов, частные домовладения, и т.д.);

– разработка и согласование с Заказчиком технологических карт производства работ по строительно-монтажным, пусконаладочным работам и сдаче в промышленную эксплуатацию готовых объектов.

Рабочая документация должна содержать:

– пояснительную записку;

– планы размещения оборудования и кабельных трасс;

– схемы однолинейные принципиальные ПС с указанием приборов учета по каждому присоединению;

– таблицы соединений и подключений (кроссовые журналы);

– схемы электрических соединений устройств учёта электроэнергии и телемеханики;

– функциональные схемы телемеханики на объекте;

– схемы шкафов совмещенного действия;

– схемы размещения оборудования телемеханики;

– схемы организации каналов телемеханики;

– спецификации оборудования и материалов;

– ведомости работ с учетом полного комплекса работ, необходимых для ввода в эксплуатацию системы, в том числе настройки передачи телеметрической информации в существующий ОИК (паспорт объекта, приложение № 9) и настройке передачи данных учета в ИВК;

– локальные сметы на оборудование, локальные сметы на монтажные работы, локальные сметы на пусконаладочные работы, сводные сметные расчеты по каждому объекту и общий сводный сметный расчет по всем объектам;

– программу и методику испытаний.

В составе эксплуатационной документации Заказчиком разрабатывается комплекс организационных и технических мер по обеспечению информационной безопасности объекта информационной инфраструктуры в ходе его эксплуатации, включающий разработку:

– регламента обеспечения информационной безопасности объекта информационной инфраструктуры в ходе его эксплуатации;

– регламента действий персонала по восстановлению информации и штатного функционирования объектов информационной инфраструктуры системы учета электроэнергии и ТМ в случае возникновения нештатных ситуаций, в результате которых нарушено и (или) прекращено функционирование объектов информационной инфраструктуры;

– регламента обеспечения информационной безопасности объекта информационной инфраструктуры при выводе его из эксплуатации.

3.1.1. Требования к проведению предпроектного обследования

В результате выполнения ППО представителям Заказчика представляется отчет, составными частями которого являются заверенные подписями ответственных лиц копии оригиналов документов, собранных в результате обследования Энергосервисной компанией и пояснительная записка по ППО. Требования к данному отчету представлены в Регламенте взаимодействия. Первичная документация для ППО должна быть предоставлена Заказчиком.

При проведении предпроектного обследования Энергосервисная компания должена уведомить Заказчика о фактах неучтенного потребления, а Заказчик организовать работу по выявлению неучтенного потребления в соответствии с порядком, предусмотренным Регламентом взаимодействия.

При проведении ППО Энергосервисная компания также должна предоставить результаты замеров качества приемо-передачи сигнала по каналам связи PLC, RF, GSM (не менее трех по согласованию с Заказчиком, с указанием предпочтительного оператора связи). При отсутствии на объекте возможности организации канала связи для передачи данных по каналам связи PLC, RF, GSM Энергосервисной компанией должны быть рассмотрены другие виды организации связи. Варианты организации каналов связи по каждому объекту должны быть согласованы с Заказчиком.

3.2.Выполнение работ по монтажу технических средств:

– плановые объемы работ, подлежащие выполнению в рамках организации автоматизированных систем (учета электроэнергии, телемеханики) и приведенные в приложении № 2, подлежат уточнению по результатам ППО и согласованию с Заказчиком;

– выполнению работ предшествует комплектация, поставка оборудования и материалов Энергосервисной компанией в полном объеме согласно утвержденной спецификации;

– в соответствии с ПД выполнение монтажа средств измерений (приборы учета электрической энергии, выносные шкафы учета, измерительные трансформаторы), реле контроля напряжения на отходящих линиях 0,4 кВ, оборудования передачи данных (шкафы АСУЭ и ТМ), присоединение контрольных кабелей, кабелей основного (резервного) питания, интерфейсных кабелей и т.п. (перечень всех выполняемых работ должен быть отражен в ведомости работ и сметной документации);

– прокладка необходимых вторичных цепей;

– оформление паспортов-протоколов для вновь устанавливаемых приборов учета, присоединяемых через измерительные трансформаторы тока и напряжения, включая проведение необходимых измерений по загрузке вторичных цепей трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, потерь напряжения от трансформаторов напряжения до приборов учета;

– испытание смонтированных технических средств;

– оформление акта передачи материальных ценностей (демонтированного оборудования) Заказчика.

3.3. Проведение пусконаладочных работ, включая:

– определение соответствия выполнения строительно-монтажных работ техническим требованиям, установленным технической документацией предприятий-изготовителей оборудования и техническими решениями;

– проверку настроек приборов учета;

– регулировку, настройку отдельных видов оборудования, входящих в состав системы учета электроэнергии, блоков, линий, с целью обеспечения установленной техническими решениями взаимосвязанной работы;

– проверку наличия каналов связи для передачи данных;

– проведение комплексной наладки всех элементов системы, отладка их взаимодействия;

– сравнение контрольных сумм ПО приборов учета и УСПД с эталонными значениями;

– настройку правил безопасности (доступа) ПО приборов учета и УСПД в соответствии с проектной документацией;

– проверку доступа с уровня ИВК для автоматизированного сбора данных с компонентов системы учета электроэнергии без применения промежуточного программного обеспечения;

– интеграцию вновь установленного оборудования в ИВК (без применения промежутоного программного обеспечения) и в ОИК через ЦППС на серверных мощностях, предоставленных Заказчиком, при необходимости учесть затраты на предоставление дополнительных лицензий по согласованию с Заказчиком;

– предоставление Заказчику полностью заполненной монтажной таблицы (приложение № 4) для проверки корректности её заполнения и занесения НСИ в базу данных ИВК в целях автоматического сбора данных с вновь смонтированных на обьектах потребителей, на границе балансовой принадлежности с такими объектами приборов учета, при наличии замечаний со стороны Заказчика по заполнению монтажных таблиц, Энергосервисная компания в кратчайший срок обязана устранить возникшие замечания;

– предоставление Заказчику полностью заполненных паспортов (Приложение 9) по каждому объекту для организации получения информации (ТС и ТИ) в ОИК ЦУС через ЦППС с целью организации наблюдаемости энергообъектов номинального напряжения 6-10 (20) кВ (ТП 6-10/0,4 кВ, РП 6-10 кВ потребителей и Заказчика), при наличии замечаний со стороны Заказчика по заполнению паспортов, Энергосервисная компания в кратчайший срок обязана устранить возникшие замечания;

– оформление от имени Заказчика «Акта приема-передачи демонтированного оборудования» (в случае выполнения работ на объектах потребителей);

Для ПС/ТП/РП, на которых в соответствии с приложением № 3 планируется установка оборудования в целях комплексной организации АСУЭ и системы ТМ (не оснащенных системой ТМ или оснащенных устаревшими системами ТМ) выполняются дополнительно следующие работы:

– проверка готовности и наладка работы оборудования в комплексе с существующим ОИК филиала;

– организация передачи телеметрической информации в существующий ОИК филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго» по протоколу МЭК 60870-5-104 или в соответствии с МЭК 61850. Наладка УСПД/контроллеров, модулей ввода/вывода ТМ, счетчиков для получения телеметрической информации;

– согласование с Заказчиком формуляра сигналов (паспорта объекта) с указанием размерности величин сигналов (Вт, кВт и т.п.) и апертур;

– привязка сигналов на уровне УСПД/контроллера в соответствии с актуальными схемами электроустановки. При этом именовать сигналы необходимо в соответствии с наименованиями коммутационных аппаратов и прочих обозначений, согласно схем нормального режима (актуализированных при необходимости на этапе разработки ПСД);

– проверка прохождения сигналов и корректность привязки на уровне контроллера;

– формирование таблицы конфигурации шкафа АСУЭ и ТМ (IP адрес, адрес АСДУ, наименование сигналов с привязкой к присоединениям, типы КС, номер SIM и т.п.) по согласованной с Заказчиком форме (паспорта объекта);

– отрисовка мнемосхем в ОИК в соответствии со схемами нормального режима полученными от Энергосервисной компанией (согласно утвержденной ПД) выполняется Заказчиком;

– интеграция данных из таблиц конфигураций шкафов ТМ и АСУЭ (паспорта объекта) в ЦППС выполняется Заказчиком;

– совместно с Заказчиком выполнение проверки прохождения сигналов от контроллера на объекте до ЦППС и ОИК;

– перевод оборудования на работу под управлением ИВК и ОИК без применения промежуточного программного обеспечения;

– проверка функционирования смонтированного оборудования в составе систем учета электроэнергии и ТМ в соответствии с методикой испытаний;

– организация двустороннего информационного обмена (ТИ, ТС, ТУ) с ОИК ЦУС (для систем учета энергообъектов номинального напряжения 6-10 (20) кВ);

– оформление акта о приемке в опытную эксплуатацию;

– оформление актов о приемке выполненных работ;

– представление Заказчику приемосдаточной документации в соответствии с утвержденным перечнем документов, согласованным с Заказчиком.

Персонал, выполняющий пусконаладочные работы, должен представить сертификаты о прохождении обучения у организации-изготовителя ИВК ВУ.

Энергосервисная компания предоставляет фотографии смонтированных компонентов автоматизированных сиситем (учета электроэнергии, телемеханики) на объектах потребителей, на границе балансовой принадлежности с объектами Потребителей, а также на ТП 6-10/0,4 кВ, РП 6-10 кВ потребителей и Заказчика. Фотографии должны быть формата JPEG и содержать следующие метаданные - дата, время и данные геолокации.

3.4. Предварительные испытания:

– проверка настроек приборов учета;

– проверка доступа с уровня ИВК для автоматизированного сбора данных с установленного Энергосервисной компанией оборудования без применения промежуточного программного обеспечения и с ОИК через ЦППС;

– проверка функционирования системы учета электроэнергии и СТМ в соответствии с методикой испытаний;

– проверка двустороннего информационного обмена (ТИ, ТС) с ОИК (для систем учета энергообъектов номинального напряжения 6-10(20) кВ) в соответствии с методикой испытаний;

– оформление результатов испытаний;

– оформление акта о приемке в опытную эксплуатацию.

3.5. Опытная эксплуатация:

Перед вводом в опытную эксплуатацию объектов информационной инфраструктуры предусмотреть проведение оценки соответствия реализованных организационных и технических мер по обеспечению информационной безопасности установленным требованиям в форме испытаний, которые проводятся субъектами информационной инфраструктуры самостоятельно или с привлечением организаций, имеющих в соответствии с законодательством Российской Федерации лицензии на деятельность в области защиты информации. При вводе в опытную эксплуатацию в УСПД и приборах учета обязательно наличие встроенных средств защиты информации ПО, предусмотренных проектной документацией.

На этапе опытной эксплуатации выполняется Энергосервисной компанией совместно с Заказчиком:

– ведение журнала опытной эксплуатации (приложение № 7) с указанием отклонений от нормального режима работы системы учета и системы телемеханики (для энергообъектов номинального напряжения 6-10(20) кВ), замечаний и предложений, возникающих в рамках проведения опытной эксплуатации указанных систем;

– организация работ по анализу результатов опытной эксплуатации;

– оформление актов допуска установленных приборов учета в эксплуатацию с потребителями, с организациями-представителями потребителей (юридическими лицами, бытовыми потребителями, с управляющими компаниями многоквартирных домов и т.д.) в сроки, предусмотренные действующим законодательством.

На этапе опытной эксплуатации выполняется Энергосервисной компанией:

– устранение нарушений, связанных с настройкой и функционированием оборудования;

– замена вышедшего из строя оборудования;

– оформление акта о завершении опытной эксплуатации.

3.6. Приемочные испытания автоматизированных систем (учета электроэнергии, телемеханики):

– анализ результатов испытаний и устранение недостатков, выявленных при испытаниях;

– оформление акта о приемке системы учета электроэнергии в промышленную эксплуатацию приемочной комиссией по каждому объекту отдельно.

4. Требования к автоматизированным системам

4.1. Общие требования к системе учета электрической энергии и системе телемеханики.

Технические средства, применяемые Энергосервисной компанией для организации АСУЭ и СТМ, должны быть изготовлены производителем в виде законченных укомплектованных изделий, для установки которых на месте эксплуатации достаточно указаний, приведенных в эксплуатационной документации, в которой нормированы метрологические характеристики измерительных каналов системы.

Система учета электроэнергии должна обеспечивать:

– сбор и архивирование результатов измерения, информации о состоянии средств измерения, информации о состоянии объектов измерения (при использовании данной информации для расчета значений учетных показателей) в ИВК (без применения промежуточного программного обеспечения) и доступ к ним соответствующих АРМ;

– управление приборами учета электроэнергии (коммутационными аппаратами), УСПД и их параметрирование;

– удаленный доступ к приборам учета и УСПД со стороны ИВК на базе ПО «Пирамида-сети» филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго» без применения промежуточного программного обеспечения;

– сохранность информации на уровнях ИВКЭ, ИВК при возникновении любых нештатных ситуаций;

– после восстановления электропитания должна быть обеспечена процедура восстановления требуемого объема информации по иерархии системы.

Для распределительных устройств 6 кВ и выше с обходной системой шин при отсутствии трансформаторов тока в линии (за линейным разъединителем) должны быть разработаны решения по обеспечению автоматизированной фиксации перевода линии на обходной выключатель (при использовании данной информации для расчета значений учетных показателей), с отражением в ПМИ расчета количества электроэнергии через присоединение.

Все оборудование системы учета должно иметь схему электропитания, обеспечивающую сохранение работоспособности (с передачей аварийной сигнализации и сохранением измерительной информации) при кратковременных перерывах электропитания и перепадах напряжения.

Должно быть организовано взаимодействие смонтированного Энергосервисной компанией на ТП 6-10/0,4 кВ и РП 6-10 кВ Заказчика и потребителей оборудования с ОИК.

Обмен оперативной информацией смонтированного Энергосервисной компанией оборудования с вышестоящими уровнями управления СТМ (с ОИК) должен осуществляться с использованием протоколов передачи данных в соответствии с МЭК 61850 (допускается использование канала связи с ИВК с разделением на логическом уровне).

Допускается применение протоколов передачи данных МЭК 60870-5-104 при невозможности вышестоящего уровня управления СТМ осуществлять информационное взаимодействие с использованием протоколов передачи данных по МЭК 61850, при этом должна быть предусмотрена техническая возможность оперативного перехода на информационное взаимодействие в соответствии с МЭК 61850 при соответствующей готовности вышестоящего уровня управления (ОИК) без дополнительных затрат для Заказчика и без необходимости замены основного и вспомогательного оборудования уровня ТП 6-10/0,4 кВ и РП 6-10 кВ.

Программное обеспечение, применяемые протоколы оборудования ИИК и ИВКЭ систем учета электроэнергии и ТМ должны быть открытыми, соответствующими стандартным протоколам, применяющимся в ПАО «Россети».

Смонтированное оборудование (ИИК / ИВКЭ) должно быть интегрировано в ИВК филиала на базе ПО «Пирамида - Сети» без применения промежуточного программного обеспечения и в ОИК филиала через ЦППС.

Системы учета электроэнергии и ТМ должны осуществлять в отношении объектов, которые планируются к включению в указанные системы в рамках настоящего ТЗ, следующие функции:

- учет электрической энергии;
- контроль параметров качества электрической энергии;
- управление приборами учета электроэнергии (коммутационными аппаратами), УСПД и их параметрирование;
- передачу телесигналов и телеизмерений (при наличии на объекте соответствующих датчиков) в соответствии с п. 6.1.6, приложение 1 к СТО 34.01-21-005-2019 «Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ»;
- передачу на исполнительные устройства команд телеуправления в соответствии с п. 6.1.6, приложение 1 к СТО 34.01-21-005-2019 «Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ»;
- управление и параметрирование входящих в нее компонентов;
- передачу данных телесигнализации (открытие двери шкафа АСУЭ с функциями ТМ, сигнализация о пропадании напряжения на каждой фазе секции 0,4 кВ и на отходящих линиях 0,4 кВ, наличие напряжения на вводе в шкаф АСУЭ с функциями ТМ, срабатывание датчиков открытия двери (дверей) объекта, объема (для ЗТП) и задымления на ТП);
- передачу данных телеизмерений с вводных приборов учета на ТП 6-10/0,4 кВ и РП 6-10 кВ Заказчика и потребителей (cos φ, активную мощность, реактивную мощность, фазные напряжения, линейные напряжения, фазные токи, частоты в сети).

Система должна производить автоматический сбор и хранение информации в базе данных в течение не менее 3,5 лет с регулярным резервированием на внешних носителях информации, обеспечивать в отсутствие внешней синхронизации отсчет времени с погрешностью не более ±5 секунд в сутки.

4.2. Требования к ИИК[1]

Типы корпуса применяемых Энергосервисной компанией счетчиков электроэнергии должны обеспечивать возможность их монтажа в щит учета (на 3 винта), или на DIN-рейку, или на ответвление (опору) ВЛ - в соответствии со спецификацией оборудования (Приложение № 1), уточненной по результатам ППО, а также с типовыми техническими решениями по организации интеллектуального учета электроэнергии (Приложение № 5). Для отображения показаний и наблюдения за индикатором функционирования, все монтируемые непосредственно или в составе шкафов приборы учета электрической энергии должны быть оборудованы встроенным дисплеем, за исключением счетчиков, предназначенных для наружной установки (в корпусе split), которые должны быть укомплектованы удаленным (выносным) дисплеем.

При определении типов применяемых при выполнении работ счетчиков электроэнергии Энергосервисная компания должна руководствоваться требованиями, указанными в СТО 34.01-5.1-009-2021 (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам). В целях обеспечения организации сбора данных с приборов учета, закупаемых Энергосервисной компанией непосредственно или в составе ВШУ для выполнения работ в соответствии с настоящим техническим заданием, коммуникационные интерфейсы счетчиков электроэнергии, предварительно указанные в спецификации оборудования (Приложение № 1), должны быть уточнены по результатам ППО.

Прибор учета может иметь модульное исполнение. При наличии у прибора учета GSM модуля передачи данных, данный модуль должен иметь возможность замены на модуль передачи данных по RF или PLC непосредственно на месте установки прибора учета, без отправки заводу изготовителю.

На видном месте корпуса устанавливаемого Энергосервисной компанией оборудования системы учета электроэнергии (приборы учета электроэнергии, удаленные дисплеи, шкафы учета), находящегося в зоне доступа потребителя, должны быть размещены морозостойкие (с температурой наклеивания от -30 до +50 °С и температурой эксплуатации от -40 до +70 °С) наклейки с логотипом ПАО «Россети» и нанесенной шрифтом Arial (размером не менее 10 мм) следующей информацией:

- телефон Единого контакт-центра: 8-800-220-0-220.

В части выполнения функций в составе системы телемеханики счетчик электроэнергии, устанавливаемый без УСПД на ТП (в соответствии с приложением № 6) должен обеспечивать сбор и передачу в ОИК следующей телеметрической информации:

- телесигнализация пофазно о пропадании напряжения на секции и отходящих линиях 0,4 кВ (не требуется для потребительских ТП);
- телесигнализация о пропадание электропитания устройства;
- телесигнализация об открытии двери шкафа учета, шкафа УСПД, шкафа ВРУ 0,4 кВ (не требуется для потребительских ТП);
- мгновенные значения телеизмерений следующих величин и информацию о наличии напряжения на вводе (вводах) ТП (фазное напряжение в каждой фазе; линейное напряжение; фазный ток в каждой фазе; активная, реактивная и полная мощность (в

[1] Отнесение приборов учета к объектам критической информационной инфраструктуры и присвоение им категории значимости по результатам утверждения в ПАО «Россети» методики угроз и нарушителя информационной безопасности.

каждой фазе и суммарная); коэффициент мощности суммарно и по каждой фазе; частота сети);

- должен обеспечивать передачу данных телеметрической информации в ОИК АСДУ (спорадически с апертурой, циклически, по запросу).

4.2.1. Требования к вторичным измерительным цепям

Подключение кабеля к прибору учета трансформаторного включения должно быть выполнено через испытательную коробку или специализированный клеммник, по конструктивному исполнению обеспечивающий разрыв цепей напряжения и закорачивание токовых цепей с возможностью опломбировки, расположенную вблизи прибора учета или в ячейке релейного отсека.

Подключение приборов учета к вторичным измерительным обмоткам трансформаторов тока следует выполнять отдельно от цепей релейной защиты и автоматики. Для учета необходимо предусматривать отдельные вторичные обмотки ТТ и ТН соответствующих классов точности измерительных кернов.

При подключении приборов учета не допускается применение скруток и паек во вторичных цепях, промежуточных сборок зажимов и выводов вторичных обмоток измерительных трансформаторов.

Применение промежуточных трансформаторов тока не допускается.

Вторичные измерительные цепи должны быть защищены от несанкционированного доступа.

Значения относительных потерь напряжения в линиях присоединения приборов учета к трансформаторам напряжения должны быть не более 0,25% номинального вторичного напряжения для трансформаторов напряжения классов точности 0,2 и 0,5 и не более 0,5% для трансформаторов напряжения класса точности 1,0. Сечение соединительных проводов во вторичных цепях напряжения ТН расчетного и технического учета должны быть не менее 1,5 кв. мм для меди. Сечение соединительных проводов во вторичных цепях ТТ расчетного и технического учета должны быть не менее 2,5 кв. мм для меди. Применение алюминиевых проводников запрещается.

Во избежание увеличения индуктивного сопротивления жил кабелей разводку вторичных цепей трансформаторов напряжения необходимо выполнять так, чтобы сумма токов этих цепей в каждом кабеле была равна нулю в любых режимах.

Встроенные ТТ и ТН должны иметь возможность проведения периодической метрологической поверки.

Допускается совместное использование совмещенных приборов учета и измерений, при выполнении требования логического (виртуального) разделения передаваемых и преобразуемых данных учета от данных измерений.

4.2.2. Требования к трансформаторам тока

Трансформаторы тока по техническим характеристикам должны соответствовать требованиям ГОСТ 7746-2015.

Коэффициенты трансформаторов тока должны быть выбраны по условиям фактической нагрузки и требованиям Правил устройства электроустановок и определены по результатам предпроектного обследования. Значения допустимых классов точности трансформаторов тока определяется исходя из условий функционирования объекта измерений, класс точности – 0,5S;

Тип, коэффициенты трансформации определяются в ПД.

Межповерочный интервал трансформаторов тока должен составлять не менее 4 лет (8 лет – при наличии на рынке трансформаторов тока с подтвержденными ресурсными испытаниями).

Трансформаторы тока должны быть поверены, иметь свидетельство о поверке, действующее на полный период межповерочного интервала с момента приобретения, или отметку в паспорте о первичной заводской поверке.

Трансформаторы должны быть устойчивы к воздействию внешних механических факторов для группы механического исполнения М2 ГОСТ 30631-99. Исполнение трансформаторов по условиям установки на месте работы - встраиваемые, допускают установку в пространстве в любом положении. Контактные зажимы вторичной обмотки закрыты прозрачной пластмассовой крышкой, с возможностью опломбирования.

По способу защиты от поражения электрическим током трансформаторы должны относиться к классу 0 по ГОСТ 12.2.007.0-75 и иметь степень защиты не ниже IP00 по ГОСТ 14254-96.

Фактическая вторичная нагрузка выбранных ТТ должна находиться в диапазоне, обеспечивающим соответсвующий класс точности согласно требований ГОСТ, или в расширенном диапазоне согласно пределам, установленным производителем.

### 4.3. Требования к организации системы единого времени

Система обеспечения единого времени (далее - СОЕВ) должна выполнять законченную функцию измерения времени, иметь нормированные метрологические характеристики и обеспечивать автоматическую синхронизацию времени устройств системы учета при проведении измерений количества электроэнергии с точностью не хуже 5 с.

СОЕВ должна обеспечивать подачу синхронизирующих сигналов на все устройства системы учета (приборы учета электроэнергии, УСПД/контроллеры). При синхронизации должны учитываться временные характеристики (задержки) линий связи между устройствами.

Приемник сигналов точного времени должен подключаться к системе по цифровому интерфейсу.

### 4.4. Требования к ВШУ

ВШУ (выносной шкаф учета) предназначен для размещения оборудования информационно-вычислительных комплексов системы учета электроэнергии на опорах ВЛ 0,4 кВ, на стенах ВРУ-0,4 кВ, на наружных стенах жилых, общественных и производственных зданий.

ВШУ должны соответствовать экологическим, санитарно-гигиеническим, противопожарным и другим нормам, действующим на территории Российской Федерации, и обеспечивать безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта. По безопасности эксплуатации ВШУ должен удовлетворять требованиям для класса защиты II по ГОСТ Р 51628-2000, ГОСТ Р 51321.1-2000.

Комплектация креплений (либо непосредственно конструкция) ВШУ должна предусматривать возможность установки шкафов как на опоры, так и на наружных стенах зданий (наличие крепежных планок, дюбелей и т.д.).

В состав ВШУ в зависимости от применяемых технических решений по организации интеллектуального учета входят:

– приборы учета электроэнергии непосредственного или трансформаторного включения;

– рубильник (выключатель нагрузки) до прибора учета (трансформаторов тока), выбранный в соответствии с проектной документацией;

– автоматический выключатель для ВШУ с приборами учета непосредсвенного включения, установленный после прибора учета, выбранный в соответствии с проектной документацией;

– испытательная клеммная коробка (для ВШУ с приборами учета трансформаторного включения);

– трансформаторы тока (только для ВШУ трансформаторного включения не более 400 А);

– электрические провода цепей измерения электроэнергии;

– электрические провода цепей ТС (для ВШУ, оснащаемых счетчиками электроэнергии с поддержкой передачи данных в ОИК по протоколу МЭК 60870-5-104 и в соответствии со стандартом МЭК 61850, в соответствии с Приложением № 6);

– концевой выключатель (для ВШУ, оснащаемых счетчиками электроэнергии с поддержкой передачи данных в ОИК по протоколу МЭК 60870-5-104 и в соответствии со стандартом МЭК 61850, в соответствии с Приложением № 6);

– защитный экран для опломбировки первичных токоведущих частей шкафа и вторичных цепейучета, выключателя нагрузки и трансформаторов тока (только для ВШУ трансформаторного включения не более 400 А).

Конструкция шкафа учета должна предусматривать возможность:

– визуального снятия показаний прибора учета без отпирания дверцы (наличие прозрачного окна);

– воздействия на автоматический выключатель, расположенный после прибора учета электроэнергии, без возможности оперирования выключателем нагрузки, устанавливаемым до прибора учета электроэнергии;

– установки однофазного или трехфазного прибора учета в зависимости от спецификации и автоматических выключателей на дин-рейку;

– установки модема и выносной антенны.

Для исключения несанкционированного доступа к прибору учета, на корпусе должно быть предусмотрено место для опломбирования дверцы ВШУ.

ВШУ должен иметь степень защиты IP - 54 в следующих местах сопряжения:

– по периметру примыкания дверцы к корпусу шкафа;

– в местах ввода-вывода кабелей;

– в местах крепления монтажных скоб на задней стенке шкафа;

– в конструкции замка;

– ВШУ должен быть укомплектован гермовводами в количестве не менее 2 шт.

Дверца шкафа устанавливается на петлях, при открытии должна быть неотделимой от корпуса, смотровое окно несъемное, крышка коммутационной аппаратуры поворотно-откидная.

Средний срок службы ВШУ не менее - 15 лет.

Гарантийный срок хранения и эксплуатации ВШУ не менее - 60 месяцев.

4.5. Требования к ИВКЭ[2]

При наличии в проектной документации уровня ИВКЭ, он организуется с использованием УСПД/контроллера АСУЭ и СТМ, который выполняет функции промежуточного сбора и хранения данных учета электроэнергии, а также

[2] Отнесение ИВКЭ (УСПД) и приборов учета к объектам критической информационной инфраструктуры и присвоение им категории значимости по результатам утверждения в ПАО «Россети» методики угроз и нарушителя информационной безопасности.

предоставление интерфейса доступа со стороны ИВК к приборам учета и собранной информации.

Для определения требований к основным техническим характеристикам УСПД/контроллера Энергосервисной компании следует руководствоваться СТО 34.01-5.1-010-2021 «Устройства сбора и передачи данных. Общие технические требования» (за исключением требований к заводу-изготовителю и сервисным центрам).

В части телесигнализации ИВКЭ осуществляет информирование в соответствии с пп. 6.1.6, 6.5, приложение 1 к СТО 34.01-21-005-2019 «Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ».

Выносной шкаф с УСПД должен быть оснащен сигнализацией о вскрытии. События вскрытия шкафа должны инициативно передаваться через УСПД в ИВК и ОИК ЦУС.

При параметрировании УСПД/контроллера в «Журнале событий» автоматически должно фиксироваться это событие с указанием даты и времени и отправляться на ИВК без применения промежуточного программного обеспечения.

При использовании технологий PLC, RF должна обеспечиваться работа в сетях с автоматической маршрутизацией передаваемых пакетов данных и ретрансляции данных при автоматическом изменении конфигурации сети.

В части выполнения функций устройства телемеханики контролируемого пункта на энергообъектах номинального напряжения 6-10 (20) кВ ИВКЭ осуществляет передачу в ОИК следующей информации:

– открытие-закрытие двери шкафа АСУЭ и ТМ, РУ 10 (6) кВ, отсека(ов) силовых трансформаторов, двери в РУ 0,4кВ;

– срабатывания контакторной станции, АВР, наличие напряжения питания на вводе в устройство (шкаф АСУЭ и ТМ);

– сигнализация о задымлении помещения;

– сигнализация пофазно о пропадании напряжения на отходящих линиях 0,4 кВ;

– мгновенные значения электрических величин на вводе (вводах) в ТП (фазное напряжение в каждой фазе; линейное напряжение; фазный ток в каждой фазе; активная, реактивная и полная мощность (в каждой фазе и суммарная); коэффициент мощности суммарно и по каждой фазе; частота сети);

– должен обеспечивать передачу данных телеметрической информации в ОИК АСДУ в соответствии со стандартом МЭК 61850 и по протоколу МЭК 60870-5-104 (спорадически с апертурой, циклически, по запросу).

Для ПС, РП, ТП и РТП система должна обеспечивать возможность измерения, регистрации и передачи в соответствии со стандартом МЭК 61850 и по протоколу МЭК 60870-5-104 (спорадически с апертурой, циклически, по запросу) в ОИК АСДУ филиала. Объем передаваемой телеметрической информации приведен в приложении № 6 к данному ТЗ, уточняется на этапе проведения ППО и согласовывается с Заказчиком.

Если нет технической возможности для передачи требуемого объема информации, то в перечне сигналов (приложение к отчету по ППО) указать первичное оборудование, требующее модернизации (реконструкции) по каждому сигналу.

При параметрировании УСПД/контроллера в «Журнале событий» автоматически должно фиксироваться это событие с указанием даты и времени и отправляться на ИВК.

Шкафы АСУЭ и ТМ должны комплектоваться внутренним замком с личинкой под единый ключ и иметь козырек над дверью, а также уплотнитель двери из долговечного материала. В шкафу АСУЭ и ТМ должны быть предусмотрены гермовводы для ввода внешних кабелей (контрольный кабель, антенный кабель и

прочее). Шкаф должен быть оснащен внутренним светодиодным светильником, включение которого должно быть выполнено от дополнительных контактов датчика положения двери шкафа АСУЭ и ТМ. Все соединительные клеммники, размещённые на DIN-рейке в шкафу АСУЭ и ТМ должны иметь флажковую (размыкающую) перемычку для защиты персонала от поражения электрическим током (обеспечение видимого разрыва цепи). Шкаф должен быть оснащен вводным автоматическим выключателем для подключения внешнего питания. Для защиты кабелей пофазного контроля наличия напряжения на отходящих линиях 0,4 кВ, от токов КЗ, должны быть установлены соответствующие клеммники с токоограничивающими резисторами в непосредственной близости от коммутационных аппаратов отходящей линии 0,4 кВ, с целью минимизации участка незащищенного провода. Кабели контроля наличия фаз на отходящих линиях 0,4 кВ должны подключаться к дублирующим контактам автоматического выключателя (при их наличии) либо к жиле кабеля отходящей линии 0,4 кВ посредством изолированных, прокалывающих зажимов. Соединение под один болт с проводником силового кабеля не допускается ввиду возможного ослабления соединения и последующего термического разрушения изделий. Кабель уличной GSM антенны в случае его наружной прокладки должен быть защищен гофротрубой с обязательной фиксацией к стенкам КТП и шкафа. Кабель питания шкафа ТМ и АСУЭ защищается автоматическим выключателем соответствующего номинала, размещённым в отсеке РУ 0,4 кВ.

4.6. Требования к монтажу и местам установки оборудования

Места установки оборудования определяются в соответствии с типовыми техническими решениями по организации интеллектуального учета электроэнергии (приложение № 5) и проведенным ППО.

Необходимо предусмотреть установку приборов учета электроэнергии на вводные и отходящие присоединения подстанций 6-20 кВ и выше и границах балансовой принадлежности с потребителями, позволяющих осуществлять их дистанционную настройку и мониторинг состояния.

При установке системы учета потребителям индивидуальной застройки:

– прибор учета электрической энергии подлежит установке в отдельном запирающемся шкафу наружной установки со степенью защиты от проникновения воды и посторонних предметов соответствующий IP 54 по ГОСТ 14254-96;

– в случае установки прибора учета с выносным отображающим устройством (дисплеем), прибор учета подлежит установке в месте подключения отходящей линии (ввода) к сетям электроснабжения, позволяющее провести идентификацию без подъема персонала на опору;

– комплектация шкафа должна включать в себя автоматический выключатель или выключатель нагрузки до прибора учета и автоматический выключатель после прибора учета непосредственного включения. Конструкция шкафа должна позволять без вскрытия производить визуальный съем контрольных показаний с прибора учета, просмотр всех индицируемых данных и других параметров отображающихся на дисплее прибора учета;

– внутридомовую сеть подключить к прибору учета непосредственного включения к выходным клеммам автоматического выключателя в соответствии со схемой, указанной в паспорте применяемого ВШУ;

– монтаж шкафа учета выполнить по нормам безопасности от поражения электрическим током и возгорания;

– при установке приборов учета на фасаде здания должны быть выполнены мероприятия по защите от хищения электроэнергии путем замены неизолированного ввода на самонесущий изолированный провод;

– при наличии одного ввода на 2, 3, 4 квартиры, при наличии технической возможности и согласовании с владельцами помещений осуществить разделение вводов, выполнив по одному вводу на каждую квартиру (под технической возможностью подразумевается отсутствие необходимости переустройства внутридомовых сетей). В случае отсуствия технической возможности устанавливаются приборы учета в соответствии с количеством квартир и с запасом кабельной продукции не более 25 м на один ввод 0,4 кВ;

– ПД может быть предусмотрена установка выносного шкафа учета на опоре, на высоте не менее 1,7 м;

– монтаж оборудования выполнять по нормам безопасности от поражения электрическим током.

При установке систем учета в электрощитовой МКД или на вводе ВРУ 0,4 кВ:

– прибор учета электрической энергии непосредственного включения размещать в запирающемся помещении ВРУ, в случае отсутствия ВРУ, устанавливать в отдельном запирающемся шкафу;

– приборы учета трансформаторного включения в комплекте с трансформаторами тока размещать в запирающемся помещении ВРУ, в случае отсутствия ВРУ, установить в отдельном запирающемся шкафу, с устройством для опломбирования, если иное не предусмотрено ПД;

– трансформаторы тока должны быть установлены во всех трех фазах;

– схему шкафа учета и подключение к нему ввода электроустановки выполнить в соответствии со схемой, указанной в паспорте применяемого прибора учета;

– монтаж шкафа выполнять по нормам безопасности от поражения электрическим током и возгорания.

При установке систем учета электроэнергии, средств автоматизации и связи на ПС / ТП / РУ / КТП:

– трансформаторы тока устанавливать на присоединениях в РУ-0,4кВ;

– приборы учета, средства автоматизации и связи устанавливать в РУ-0,4 кВ трансформаторных подстанций, допускается установка в запирающихся шкафах наружного исполнения;

– приборы учета трансформаторного включения подключать к измерительным цепям через испытательные клеммные колодки, установленные перед приборами учета и имеющие устройство для пломбирования или маркирования;

– типоразмеры шкафов выбирать в зависимости от требуемого количества (по количеству присоединений или по условиям ограниченного размещения) и размеров применяемых приборов учета;

В РУ-0,4 кВ КТП 6-20/0,4 кВ предусмотреть установку аппаратов защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений типа ОПН, в случае отсутствия данного оборудования.

По окончании монтажных работ Энергосервисная компания составляет и передает Заказчику монтажные таблицы по форме приложения 4 к настоящему техническому заданию для проверки, а после согласования использует их при выполнении пусконаладочных работ.

Технические решения для комплексной автоматизации ТП средствами АСУЭ и ТМ должны обеспечивать защиту цепей контроля наличия напряжения на фазах

отходящих линий посредствам установки клемм с токоограничивающими резисторами со стороны подключения к фидеру.

Все работы должны быть выполнены в соответствии с нормативно-технической документацией (НТД):

- СНиП;
- ГОСТ 34.603-92. Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем;
- ГОСТ 24.208 - 80. Документация на АСУ, требования к содержанию документов стадии "Ввод в эксплуатацию";
- РД 34-20-501-03. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок. Изд.7. с дополнениями и изменениями»;
- Руководящими документами;
- Отраслевыми стандартами и др. документами.

В процессе подготовки к выполнению работ Энергосервисной компанией должны быть выполнены следующие основные мероприятия:

- составить и согласовать с Заказчиком проект производства работ (ППР);
- до выполнения работ необходимо произвести необходимые согласования и оформить наряд-допуск в установленном порядке;
- монтажные и пуско-наладочные работы выполнять в соответствии со строительными нормами и правилами, с соблюдением правил ТБ и пожарной безопасности;
- в случае привлечения к выполнению работ Субподрядчика, выбор его согласовать с Заказчиком. Энергосервисная компания несет полную ответственность за работу субподрядчика.

В случае невозможности реализации, заложенных проектных решений, все изменения проекта согласовать с Заказчиком и отразить в рабочей документации.

4.7. Требования к каналам связи

- при удаленном сборе данных учета передача данных должна осуществляться по каналам связи, обеспечивающим сбор и обмен данными по стандартным интерфейсам и протоколам обмена типа «запрос-ответ» в автоматическом и в автоматизированном (по запросу) режимах. Выбор интерфейсов и каналов передачи данных определяется ПД;
- должна обеспечиваться передача данных с приборов учета электроэнергии (уровня ИИК) в ИВК с временной задержкой, не превышающей 12 часов;
- должна обеспечиваться передача данных с приборов учета (на объектах без УСПД/контроллеров) и с УСПД в ОИК Заказчика в режиме реального времени (с задержкой, не превышающей время на организацию инициативного канала связи);
- задержка в передаче данных единичного запроса не должна превышать 30 минут;
- передача информации от ИВКЭ до ИВК может осуществляется по радиоканалам в сетях подвижной радиотелефонной связи (GSM) в стандартеGPRS/LTE/UMTS, а также по каналам проводной связи в стандарте TCP/IP;
- при использовании GSM технологий для передачи данных должна обеспечиваться работа в стандарте не хуже 3G;
- передача данных по каналам GSM осуществляется только с использованием выделенной оператором связи APN (Access Point Name) для сетевой организации с

аутентификацией доступа, не допускается использование для передачи данных сети Internet;

– технические характеристики каналообразующей аппаратуры должны обеспечивать скорость передачи информации в канале в соответствии с регламентом сбора данных, но не менее 2400 бит/с;

– выбор оборудования и канала передачи данных должен производиться с учетом обеспечения надежности и экономичности (наименьших затрат) передачи данных;

– при использовании каналов связи сети GSM / LTE для передачи данных с приборов учета, модем должен обеспечивать в базовом режиме работу по надстройке GPRS и технологии UMTS в сети одного из операторов связи, а в резервном режиме - по надстройке GPRS и технологии UMTS в сети другого оператора связи, при этом должна обеспечиваться возможность использования стандартных SIM карт любого оператора связи сети стандарта GSM;

– при использовании GSM технологий предусмотреть возможность использования в приборах учета только SIM-карт формата Mini-SIM, Micro-SIM или eSIM (embedded SIM — физически распаянный модуль на плате прибора учета);

– при использовании для передачи данных от приборов учета радиоканала в нелицензируемом диапазоне радиочастот (RF) модем должен обеспечивать работу в сетях с автоматической маршрутизацией передаваемых пакетов данных и ретрансляции данных при автоматическом изменении конфигурации сети.

При организации передачи данных в ОИК в соответствии с МЭК 61850 и протоколам МЭК 60870-5-104 без промежуточной конвертации предусмотреть организацию каналов связи до ближайшей точки концентрации трафика Заказчика и сегментирование трафика на основании функционального назначения, определенного Заказчиком.

Определить и согласовать с Заказчиком схемы коммутации оборудования с обозначениями используемых интерфейсов и каналообразующего оборудования.

При определении типов каналов связи в каждом конкретном случае следует исходить из территориального расположения субъектов и объектов учета и максимального использования собственных телекоммуникационных связей.

Заказчик определяет следующие требования к операторам связи:

- зафиксировать с оператором связи для сети связи топологию «Звезда» (Hub and Spoke);

- обеспечить изоляцию трафиков модемов от друг друга, а также от публичных сетей;

- обеспечить мониторинг извлечения авторизованной SIM карты из модемов для которого она предназначена и информирование Заказчика о факте извлечения;

- обеспечить категорирование своей информационно-телекоммуникационной сети, обеспечивающей функционирование интеллектуальной системы учета электроэнергии, в соответствии с постановлением Правительства РФ от 08.02.2018 № 127 «Об утверждении Правил категорирования объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, а также перечня показателей критериев значимости объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и их значений».

Заказчик обязан своевременно передавать оператору связи результаты оценки показателей критериев значимости масштаба возможных последствий возникновения компьютерных инцидентов на объектах критической информационной инфраструктуры

Заказчика и других сведений, необходимых для присвоения категорий значимости информационно-телекоммуникационной сети[3].

4.7. Требования к надежности и безопасности

Закупаемые Энергосервисной компанией для выполнения работ компоненты автоматизированных систем (учета электроэнергии, телемеханики) по показателям надежности должны соответствовать требованиям ГОСТ 27883-88 и требованиям технического регламента Таможенного союза ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования».

Применяемое оборудование должно удовлетворять требованиям международных и российских нормативных документов по безопасности.

Все элементы системы учета и системы ТМ должны быть защищены:

– от внезапных отключений напряжения питания аппаратуры (шкафы АСУЭ и ТМ, предназначенные для установки на ТП 6-10/0,4 кВ Заказчика и потребителей);

– от помех и искажений при передаче информации;

– от влияния отклонений температурных параметров, влажности, электромагнитных полей по условиям работы аппаратуры;

– от несанкционированного доступа.

Программные средства, в т.ч. встроенные в применяемое оборудование, должны обеспечивать многоуровневую систему защиты, как функционального программного обеспечения, так и защиты данных. Пользователи должны быть авторизованы, то есть каждый пользователь должен иметь идентификатор и пароль для входа в систему. Права пользователей должны быть строго разграничены и фиксированы.

4.8. Метрологические и другие требования к оборудованию

Средства измерения, входящие в состав АСУЭ и СТМ должны иметь:

– свидетельство об утверждении типа средств измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (РОССТАНДАРТ) и описание типа средств измерений;

– паспорта (формуляры) с указанием сроков поверки и с датой поверки не более 6 месяцев на дату монтажа;

– руководство по монтажу;

– руководство по эксплуатации;

– руководство пользователя (для программного обеспечения), для встроенного в применяемое оборудование программного обеспечения допускается наличие соответствующего раздела в руководстве по эксплуатации соответствующего оборудования.

4.9. Требования к электромагнитной совместимости

Устройства, входящие в состав АСУЭ и СТМ, должны удовлетворять требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств».

[3] Отнесение ИВКЭ (УСПД) и приборов учета к объектам критической информационной инфраструктуры и присвоение им категории значимости по результатам утверждения в ПАО «Россети» методики угроз и нарушителя информационной безопасности.

4.10. Требования по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению

– оборудование систем учета электроэнергии и телемеханики должно обеспечивать непрерывную работу в пределах срока службы при условии проведения ремонтно-восстановительных работ;

– восстановление работоспособности систем учета электроэнергии и телемеханики должно производиться путем замены неисправных компонентов, с последующим ремонтом за счет средств Энергосервисной компании (для гарантийных случаев), вышедших из строя компонентов в период гарантийного срока;

– технические средства систем учета электроэнергии и телемеханики должны быть обслуживаемыми устройствами;

– условия хранения технических средств систем учета электроэнергии и телемеханики должны отвечать требованиям ГОСТ 15150-69.

4.11. Требования к документированию

Проектная документация, в том числе рабочая документация должна быть разработана в соответствии с ГОСТ 21.1101-2013, ГОСТ 21.613-2014, ПУЭ, ПТЭ и отвечать требованиям СНИП, государственных норм и правил, действующих на территории Российской Федерации;

Обеспечение безопасности выполнения работ и соблюдение техники безопасности осуществляется согласно:

- Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (приказ Минтруда и соцзащиты Российской Федерации от 15.12.2020 №903н);

- ПУЭ (действующее издание);

- ПТЭ (действующее издание);

- СНиП 12-03-2001 «Строительные нормы и правила Российской Федерации. Безопасность труда в строительстве»;

- СНиП 12-04-2002 «Строительные нормы и правила Российской Федерации. Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»,

- СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства».

- оформить согласования эксплуатирующих и заинтересованных организаций на производство работ в зонах пересечения их коммуникаций, сооружений или подведомственных объектов;

- рабочую документацию разработать в соответствии с ГОСТ 21.1101-2013, ГОСТ 21.613-2014, статьями №№ 47, 48 Градостроительного кодекса РФ, ПУЭ, ПТЭ и требованиями СНИП, государственных норм и правил, действующих на территории РФ;

- рабочая и эксплуатационная документация представляется в 4 (четырех) экземплярах на бумажном носителе, в т.ч. один сброшюрованный. Один экземпляр в электронном виде (на USB flash-накопителе) и графическая части представляются в стандартных форматах, обеспечивающих возможность чтения и редактирования в программных продуктах Windows, MS Office, AutoCAD и Acrobat. Все бумажные экземпляры смет (за исключением энергосервисных договоров) должны быть сброшюрованы. Согласования предоставляются в оригиналах;

Исполнительная документация представляется в 2-х экземплярах в следующем объеме:

- акт о приемке выполненных работ;

- ведомость объемов работ;

- ведомость материалов;

- ведомость оборудования с указанием заводских серийных номеров и мест

установки каждой единицы оборудования;

- обзорные чертежи.

4.12. Требования к эксплуатационной документации

Эксплуатационная документация на организуемые автоматизированные системы (учета электроэнергии, телемеханики) должна содержать следующую информацию:

– перечень средств измерений в составе информационно-измерительного комплекса с указанием их номинальных параметров и классов точности;

– схема подключения прибора учета электроэнергии и трансформаторов тока;

– паспорта-протоколы;

– паспорта на оборудование системы учета электроэнергии;

– исходные данные, методика и результаты расчета границ суммарной относительной погрешности средств измерений;

– руководство пользователя на компоненты, входящие в систему учета;

– технологическая инструкция, определяющая порядок взаимодействия составляющих системы учета элементов, их функциональные особенности, возможности по контролю выполнения каждым элементом системы учета законченной технологической функции;

– инструкция по эксплуатации, определяющая последовательность действий персонала при выводе в проверку и вводе в работу компонентов системы с указанием способов и мест отсоединения цепей, методы и действия персонала по контролю и поддержанию эксплуатационного состояния системы, а также и при выполнении аварийно-восстановительных мероприятий;

– акты выполненных работ по проверке, замене, установке ПУ.

4.13. Требования по эргономике и технической эстетике

– рабочее место оператора АРМ системы учета электроэнергии должно быть организовано в помещении с комфортными условиями;

– прочие эргономические требования системы учета должны удовлетворять требованиям ГОСТ 22269-76, ГОСТ 12.2.032-78, ГОСТ 21958-76.

4.14. Требования к защите информации от несанкционированного доступа

Защита от утечки информации должна обеспечиваться в соответствии с действующими нормативно-техническими документами.

При организации систем до их передачи в промышленную эксплуатацию должны быть решены следующие вопросы обеспечения информационной безопасности:

– каждого (при необходимости) компонента системы учета электроэнергии и системы телемеханики;

– условия и критерии аттестации пользовательских рабочих мест с позиции выполнения требований защиты информации от несанкционированного доступа;

– разработка или выбор методов и средств программно-технической защиты информационных ресурсов на этапах сбора, обработки и транспортировки информации с обеспечением степени ее защищенности, адекватной ценности и конфиденциальности содержания.

Используемые программно-технические средства защиты от несанкционированного доступа должны обеспечивать:

– идентификацию пользователей;

– передачу данных по сети в закодированном (зашифрованном) виде;

– контроль за процессами обработки информации путем автоматического ведения системных журналов, в том числе, регистрацию попыток несанкционированного доступа, обнаруживаемых программными средствами защиты.

При совмещении в одном устройстве приборов учета и измерений должны быть выполнены требования логического (виртуального) разделения передаваемых и преобразуемых данных учета от данных измерений для соблюдения защиты информации от несанкционированного доступа.

В случае наличия у производителя применяемых счетчиков и УСПД зарегистрированных в установленном порядке прав на встроенное программное обеспечение (отсутствие зарегистрированных прав должно быть подтверждено письмом производителя в адрес Энергосервисной компании), передача от Энергосервисной компании к Заказчику прав на обладание ПО (микропрограммным обеспечением) приборов учета и УСПД должна выполняться на условиях лицензионного договора (соглашения). Лицензионный договор (соглашение) должен предусматривать:

- предмет договора путем указания на ПО (микропрограммное обеспечение), право использования которого предоставляется по договору, с указанием в соответствующих случаях номера документа, удостоверяющего исключительное право на такой результат;
- способы использования ПО (микропрограммного обеспечения);
- срок, на который заключается лицензионный договор (равный сроку действия исключительного права на ПО (микропрограммное обеспечение)[4];
- отсутствие ограничений на использование ПО, в том числе на декомпиляцию кода в случаях разбора конфликтных ситуаций;
- сопровождение ПО в части устранения уязвимостей ПО, устранения ошибок (дефектов), обеспечению соответствия ПО требованиям ПАО «Россети» по безопасности информации в течение не менее 15 лет на этапе его эксплуатации;
- срок устранения уязвимостей в составе ПО с момента обнаружения – 1 месяц;
- сохранение условий лицензионного договора (соглашения) при переходе прав обладания ПО третьим лицам.

Передача от Энергосервисной компании к Заказчику ПО (микропрограммного обеспечения) приборов учета и УСПД выполняется по акту приема-передачи. В Акте должны быть зафиксированы контрольные суммы ПО, наименование и версия программного обеспечения для вычисления контрольных сумм и алгоритм их вычисления, наименование организации разработчика и организации-правообладателя, версия ПО, наименования файлов версий, ограничения на использование ПО.

4.15. Требования к информационному обмену между уровнями системы

К средствам коммуникаций между устанавливаемыми компонентами систем учета электроэнергии предъявляются следующие требования:

- поддержка протокола обмена данными с приборами учета в соответствии со спецификацией СПОДЭС;
- поддержка международных стандартных протоколов серий ГОСТ Р МЭК 61850 (при необходимости ГОСТ Р МЭК 60870-5-104), Fieldbus (Profibus, Modbus) и др. (перечень необходимых интерфейсов и протоколов определяется на стадии проектирования);
- обеспечение синхронизации компонентов системы с местным временем;

[4] Рекомендуемый срок действия лицензионного договора (и исключительного права на ПО (микропрограммное обеспечение)) составляет не менее 15 лет.

- формирование служебной информации (результаты внутренней самодиагностики, синхронизации и т.п.).

Дополнительные требования к информационному обмену между уровнями системы при совмещении в одном устройстве приборов учета и измерений (в т.ч. виртуальных) определяются соответствующими действующими НТД в области назначения применяемого прибора измерений.

При наличии на объектах выполнения работ ранее установленной системы учета электроэнергии в рамках данных работ должна быть обеспечена замена оборудования с интеграцией в ИВК ВУ или интеграция ранее установленных приборов учета электроэнергии в ИВК ВУ без применения промежуточного программного обеспечения.

4.16. Требования к проведению опытной эксплуатации

Начало опытной эксплуатации устанавливается после подписания актов о завершении пусконаладочных работ и 72 часов непрерывной работы смонтированного оборудования в составе систем учета электроэнергии и телемеханики в условиях работающего основного электротехнического оборудования.

Продолжительность опытной эксплуатации должна определяться по срокам, необходимым для проверки правильности функционирования систем учета электроэнергии и телемеханики при выполнении каждой автоматизированной функции и готовности персонала к участию в выполнении всех автоматизированных функций, и составлять не менее 1 месяца и не более 3 месяцев.

В случае подтверждения двухсторонним актом Заказчика и Энергосервисной компанией фактов внешнего воздействия на приборы учета или УСПД/контроллер, повлекших нарушение критериев опытной эксплуатации, Заказчик организовывает взаимодействие с лицами, осуществляющими несанкционированное воздействие на системы учета электроэнергии и телемеханики, при этом опытная эксплуатация приостанавливается на срок, необходимый Энергосервисной компании для устранения последствий несанкционированного воздействия. После возобновления работоспособности системы учета, осуществляется повторный ввод в опытную эксплуатацию до достижения суммарных тридцати дней успешного функционирования смонтированного оборудования в составе систем учета электроэнергии и телемеханики.

В случае конструктивной неисправности приборов учета или УСПД/контроллера, которые не подтверждаются двухсторонним актом Заказчика и Энергосервисной компанией, Энергосервисная компания организовывает взаимодействие с производителями оборудования, при этом опытная эксплуатация останавливается. После возобновления работоспособности оборудования в составе систем учета электроэнергии и телемеханики осуществляется повторный ввод в опытную эксплуатацию до достижения тридцати дней подряд успешного функционирования оборудования в составе систем.

Во время опытной эксплуатации должен вестись рабочий журнал, в который должны заноситься сведения:

– о продолжительности функционирования;

– о результатах наблюдения за правильностью функционирования систем учета электроэнергии и телемеханики в целом, его компонентов (функций);

– об отказах, сбоях, аварийных ситуациях;

об изменениях параметров объекта управления и проводимых корректировках документации.

По результатам опытной эксплуатации составляется акт о завершении опытной эксплуатации и допуске пускового комплекса систем учета электроэнергии и телемеханики для ввода в промышленную эксплуатацию.

При проведении опытной эксплуатации проверяется соответствие установленного оборудования и программного обеспечения настоящим техническим требованиям, а также выполнение компонентами учета электроэнергии и телемеханики заявленных производителем свойств и функций. Удачным опросом является получение информации на ИВК с 95% установленных приборов учета (суточный, недельный, месячный опрос), за исключением вышедших из строя приборов учета. Под инцидентом понимается событие, нарушающее нормальное функционирование системы, и не позволяющее успешно реализовать одну или несколько из заявленных функций.

Критерии успешного прохождения опытной эксплуатации по одному или нескольким интерфейсам:

- автоматический еженедельный сбор значений накопленной с начала месяца энергии суммарно и раздельно по всем тарифам - не более 5% случаев неудачных опросов;

- автоматический сбор значений активной мощности, усредненной за прошедший 30 минутный интервал - не более 5% случаев неудачных опросов в течение месяца;

- автоматический сбор записей журналов событий приборов учета и УСПД - не более 5% случаев неудачных опросов в течение 7 (семи) календарных дней;

- удаленное (с рабочего места оператора) управление (ограничение, отключение) нагрузкой потребления по каждому присоединению, оборудованному приборами учета, входящими в систему учета с удаленным сбором данных - не более 5% случаев неудачных действий (без учета состояния каналов связи);

- сформированная в ИВК схема балансирования объектов, отображение реального значения фактического и допустимого небаланса по энергообъекту;

- удаленное (с рабочего места оператора) параметрирование приборов учета и их групп - не более 5% случаев неудачных действий (без учета состояния каналов связи);

- устойчивая работа элементов системы учета электроэнергии - максимально допустимое количество отказов и выходов из строя элементов системы учета электроэнергии – не более 5% от общего количества узлов, входящих в ее состав (серверы, приборы учета, оборудование связи) за период опытной эксплуатации;

- количество приборов учета, данные с которых не удалось получить путем удаленного опроса в течение отчетного месяца (исключая случаи выхода из строя прибора учета), УСПД, сервера, % от общего числа приборов учета - не более 5%;

- среднее время устранения причины инцидента (сбоя) с момента возникновения инцидента (не более 4 часов без учета времени доставки ЗИП);

- количество инцидентов, вызвавших несанкционированное, или произведенное с нарушением установленного порядка, ограничение и (или) отключение нагрузки, исключая некорректные действия персонала Заказчика или потребителя - не более 5% в первый месяц опытной эксплуатации;

- количество сбоев СОЕВ - не более 5% за период опытной эксплуатации.

В части телемеханических функций опытная эксплуатация считается успешной в случае отсутствия инцидентов в течение 1 месяца работы оборудования в составе системы телемеханики.

До ввода в опытную эксплуатацию Заказчик:

- формирует в ИВК балансовые группы;

- формирует в ИВК базу атрибутов НСИ и документального обеспечения, включающую всю имеющуюся в монтажных ведомостях информацию о приборах учета и УСПД;

- формирует в ОИК кадры отображения для работы с телеинформацией (ТИ, ТС,

команды ТУ) системы телемеханики в объеме смонтированного Энергосервисной компанией оборудования.

4.17. Требования к совместимости применяемого оборудования

Применяемое при организации автоматизированных систем (учета электроэнергии, телемеханики) оборудование должно быть совместимо с ранее установленным на объектах Заказчика обрудованием без необходимости доработки установленного ранее оборудования.

5. Требования по стандартизации и унификации

Автоматизированные системы (учета электроэнергии, телемеханики) организовываются в соответствии с требованиями действующих нормативно-правовых документов:

- постановление Правительства Российской Федерации от 04.05.2012 № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»;
- постановление Правительства Российской Федерации от 03.02.2012 г. № 79 «О лицензировании деятельности по технической защите конфиденциальной информации»;
- постановление Правительства Российской Федерации от 08.02.2018 № 127 «Об утверждении Правил категорирования объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации, а также перечня показателей критериев значимости объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации и их значений»;
- ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия»;
- ГОСТ 19.101-77 «Единая система программной документации (ЕСПД). Виды программ и программных документов»;
- ГОСТ 34.201-2020 «Информационная Технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем»;
- ГОСТ 34.601-90 «Информационная Технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;
- ГОСТ 34.602-89 «Информационная Технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы»;
- ГОСТ Р 59792-2021 «Информационная Технология. Виды испытаний автоматизированных систем»;
- МЭК 61850-9-2 «Системы автоматизации и сети связи на подстанциях. Часть 9-2. Схема особого коммуникационного сервиса (SCSM). Значения выборок по ISO/IEC 8802-3»;
- ГОСТ 14254-2015 «Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)»;
- ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»;
- ГОСТ Р 8.563–2009. ГСОЕИ. «Методики (методы) измерений»;
- ГОСТ Р 8.596-2002 ГСОЕИ. «Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»;
- ГОСТ Р 51583-2014 «Защита информации. Порядок создания автоматизированных систем в защищенном исполнении. Общие положения»;
- РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении;

- РД 34.11.502-95. «Методические указания. Организация и порядок проведения метрологической экспертизы документации на стадии разработки и проектирования»;
- РД 34.11.202-95. «Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения метрологической аттестации»;
- РД 34.11.333-97. «Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии»;
- РД 34.11.334-97. «Типовая методика выполнения измерений электрической мощности»;
- РД 34.11.114-98. «Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования»;
- РД 50-34.698-90 «Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов»;
- РД 153-34.0-11.209-99. «Рекомендации. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Типовая методика выполнения измерений электроэнергии и мощности»;
- МИ 222-80. «Методика расчета метрологических характеристик ИК ИИС по метрологическим характеристикам компонентов»;
- МИ 2168-91 ГСИ ИИС. «Методика расчета метрологических характеристик измерительных каналов по метрологическим характеристикам линейных аналоговых компонентов»;
- МИ 2439-97 ГСИ. «Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принцип регламентации, определения и контроля;
- МИ 2440-97 ГСИ. «Методы экспериментального определения и контроля характеристик погрешности измерительных каналов измерительных систем и измерительных комплексов (с изменением № 1)»;
- СТО 34.01-6.1-002-2016. Программно-технические комплексы подстанций 35-110 (150) кВ. Общие технические требования;
- СТО 34.01-6.1-001-2016. Программно-технические комплексы подстанций 6-10 (20) кВ. Общие технические требования.
- СТО 34.01-21-005-2019. Цифровая электрическая сеть. Требования к проектированию цифровых распределительных электрических сетей 0,4-220 кВ;
- СТО 34.01-21-004-2019. Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанция напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанция напряжением 35кВ;
- ПУЭ «Правила устройства электроустановок. Изд.7. с дополнениями и изменениями»;
- Руководство РК БП 12/36-01/2020 «Порядок проведения пусконаладочных работ и приемо-сдаточных испытаний системы телемеханики, создаваемой на объектах распределительных электрических сетей 0,4 – 10 кВ ПАО «Россети Центр» и ПАО «Россети Центр и Приволжье»;
- Приказ ФСТЭК России от 25.12.2017 № 239 «Об утверждении Требований по обеспечению безопасности значимых объектов критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»;
- Инструкция по проверке трансформаторов напряжения и их вторичных цепей - М.: СПО Союзтехэнерго, 1979.

6. Гарантийные обязательства

- Гарантии качества распространяются на все смонтированное Энергосервисной компанией оборудование систем учета электроэнергии и телемеханики, их конструктивные элементы, выполненные работы.

- Гарантийный срок нормальной эксплуатации пусковых комплексов систем учета электроэнергии и телемеханики на объектах, указанных в приложении № 3 (без аварий, инцидентов по причине отказа оборудования объекта или нарушения технологических параметров его работы, работы в пределах проектных параметров и режимов), работ устанавливается не менее срока действия Энергосервисного договора с даты подписания сторонами актов ввода оборудования систем в промэксплуатацию.

- Гарантийный срок нормальной эксплуатации оборудования, закупленного Энергосервисной компанией, входящего в системы учета электроэнергии и телемеханики, устанавливается не менее срока действия Энергосервисного договора с даты подписания сторонами актов выполнения СМР.

- Энергосервисная компания в период гарантийного обслуживания автоматизированных систем за свой счет обязан обеспечить восстановление их работоспособности, в т.ч. установленного оборудования в течение не более 14 (четырнадцати) рабочих дней с даты получения извещения от Заказчика о неисправности оборудования, либо возместить Заказчику затраты на их устранение.

При выявлении дефекта Энергосервисная компания обязана:

- обеспечить Заказчика необходимым техническими консультациями не позднее 1 (одного) часа по рабочим дням со дня обращения последнего с использованием любых доступных видов связи;

- выполнить все необходимые мероприятия по определению причины возникшего дефекта и представить Заказчику соответствующее заключение в течение 10 (десяти) рабочих дней.

Для участия в составлении акта, фиксирующего дефекты, согласования порядка и сроков их устранения Энергосервисная компания обязана направить своего представителя не позднее 7 (семи) рабочих дней с даты получения письменного извещения Заказчика. Гарантийный срок в этом случае продлевается соответственно на период устранения дефектов.

7. Особые условия

Работы по организации автоматизированных систем (учета электроэнергии, телемеханики) будут проводиться вблизи оборудования, находящегося под высоким напряжением. Требуется определение порядка монтажа оборудования с минимальным перерывом электроснабжения.

Монтаж оборудования необходимо проводить с соблюдением Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15.12.2020 № 903н) по утвержденному филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Ивэнерго» графику производства работ.

8. По техническим условиям выполнения работ обращаться:

| Должность | ФИО | Телефон |
|---|---|---|
| Начальник отдела эксплуатации и развития систем учета | Крылов Сергей Владимирович | 8 (4932) 32-53-38, 8 910 018-10-37 |
| Начальник отдела эксплуатации | | |

| | | |
|---|---|---|
| автоматизированных систем диспетчерского управления | | |
| Начальник отдела эксплуатации автоматизированных систем коммерческого учета электрической энергии | Махотин Алексей Евгеньевич | 8 (4932) 24-78-16, 8 910-681-52-25 |

9. Приложения

Приложение 1. Спецификация оборудования.

Приложение 2. Объем выполнения работ.

Приложение 3. Перечень объектов для организации автоматизированных систем (учета электроэнергии, телемеханики).

Приложение 4. Формы монтажных таблиц.

Приложение 5. Типовые технические решения по организации интеллектуального учета электроэнергии.

Приложение 6. Унифицированные технические требования ПАО «Россети Центр» и ПАО «Россети Центр и Приволжье» для применения при реализации проектов автоматизации ТП.

Приложение 7. Форма журнала опытной эксплуатации.

Приложение 8. Регламент «Взаимодействие при организации интеллектуального учета электроэнергии в ПАО «Россети Центр» и ПАО «Россети Центр и Приволжье».

Приложение 9. Паспорт объекта.

Приложение 1
к техническому заданию

Спецификация оборудования

| № п/п | Тип оборудования | Ед. изм. | Кол-во | Совместимость с установленным оборудованием |
|---|---|---|---|---|
| Счетчики однофазные | | | | |
| 1 | Счетчик электроэнергии 1-фазный, split-исполнение (230 В, 10-80 А, кл.точн. 1,0/2,0), RF-модем | шт. | 465 | |
| Счетчики трехфазные непосредственного (прямого) включения | | | | |
| 2 | Счетчик электроэнергии 3-фазный, split-исполнение (3×230/400 В, 10-100 А, кл.точн. 1,0/2,0), RF-модем | шт. | 32 | |
| Шкафы учета с трехфазными счетчиками непосредственного (прямого) включения | | | | |
| 3 | ВШУ в сборе с 3-фазным счетчиком прямого включения (3×230/400 В, 10-100 А, кл.точн. 1,0/2,0, RF-модем) и коммутационными аппаратами (выключатель нагрузки 3-полюсный, 100 А; выключатель автоматический 3-полюсный, 25 А, характеристика С) | шт. | 5 | |
| Шкафы учета с трехфазными счетчиками трансформаторного (полукосвенного) включения (через измерительные трансформаторы по току и непосредственно по напряжению) | | | | |
| 4 | ВШУ в сборе с 3-фазным счетчиком полукосвенного включения (3×230/400 В, 5-10 А, кл.точн. 0,5S/1,0, RS-485, RF-модем) и испытательной клеммной коробкой | шт. | 9 | |
| Шкафы учета с трехфазными счетчиками трансформаторного (полукосвенного) включения (через измерительные трансформаторы по току и непосредственно по напряжению) и ТТ | | | | |
| 5 | ВШУ в сборе с 3-фазным счетчиком полукосвенного включения (3×230/400 В, 5-10 А, кл.точн. 0,5S/1,0, RS-485, RF-модем), испытательной клеммной коробкой, коммутационным аппаратом (выключатель нагрузки 3-полюсный, 250 А) и трансформаторами тока 150/5 | шт. | 1 | |
| 6 | ВШУ в сборе с 3-фазным счетчиком полукосвенного включения (3×230/400 В, 5-10 А, кл.точн. 0,5S/1,0, RS-485, RF-модем), испытательной клеммной коробкой, коммутационным аппаратом (выключатель нагрузки 3-полюсный, 400 А) и трансформаторами тока 300/5 | шт. | 1 | |
| Шкафы АСУЭ и ТМ для установки на ТП 6-10/0,4 кВ Общества и потребителей | | | | |
| 7 | Шкаф АСКУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик (RS-485), модуль ввода-вывода, испытательная коробка, УСПД/контроллер с GSM-модемом, внешний модем для опроса счетчиков (PLC/RF-технология), источник резервного питания на однотрансформаторных ТП Общества с количеством питаемых точек поставки потребителей более 20 и количеством отходящих фидеров не более 6 | шт. | 5 | |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 8 | Шкаф АСКУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик (RS-485), модуль ввода-вывода, испытательная коробка, УСПД/контроллер с GSM-модемом, внешний модем для опроса счетчиков (PLC/RF-технология), источник резервного питания на двухтрансформаторных ТП Общества с количеством питаемых точек поставки потребителей более 20 и количеством отходящих фидеров не более 6 | шт. | 2 | |
| Измерительные трансформаторы тока 0,66 кВ | | | | |
| 9 | Комплект (3 шт.) трансформаторов тока 100/5 А | компл. | 2 | |
| 10 | Комплект (3 шт.) трансформаторов тока 150/5 А | компл. | 1 | |
| 11 | Комплект (3 шт.) трансформаторов тока 200/5 А | компл. | 3 | |
| 12 | Комплект (3 шт.) трансформаторов тока 300/5 А | компл. | 3 | |
| 13 | Комплект (3 шт.) трансформаторов тока 400/5 А | компл. | 4 | |
| 14 | Комплект (3 шт.) трансформаторов тока 600/5 А | компл. | 5 | |
| | **Итого по филиалу «Ивэнерго»** | **шт.** | **538** | |

Приложение 2
к техническому заданию

Объем выполнения работ

| Вид выполняемых работ | Единица измерения | Количество |
|---|---|---|
| Проектно-изыскательские работы. | ед. оборуд. | 538 |
| Установка 1ф. прибора split – исполнение (ФЛ, ЮЛ) | шт. | 465 |
| Монтаж изолированного ответвления в сторону потребителя СИП-2 (2х16) | шт. | 465 |
| Установка 3ф. прибора split – исполнение (ФЛ, ЮЛ) | шт. | 32 |
| Монтаж изолированного ответвления в сторону потребителя СИП-4 (4х16) | шт. | 32 |
| Установка трехфазного БиЗ в комплекте с 3ф. электросчетчиком прямого включения (PLC/RF-технология), с ВА 3Р, ВН 3Р, с размещением на ТП Общества | шт. | 5 |
| Установка трехфазного БиЗ в комплекте с 3ф. электросчетчиком полукосвенного включения (PLC/RF- технология), с испытательной коробкой, ВН 3Р, с комплектом ТТ (3 шт.) 150/5А с размещением на опоре (ФЛ, ЮЛ) | шт. | 1 |
| Монтаж изолированного ответвления в сторону потребителя СИП-4 (4х35) | шт. | 1 |
| Установка трехфазного БиЗ в комплекте с 3ф. электросчетчиком полукосвенного включения (PLC/RF- технология), с испытательной коробкой, ВН 3Р, с комплектом ТТ (3 шт.) 300/5А с размещением на опоре (ФЛ, ЮЛ) | шт. | 1 |
| Монтаж изолированного ответвления в сторону потребителя СИП-4 (4х95) | шт. | 1 |
| Установка трехфазного БиЗ в комплекте с 3ф. электросчетчиком полукосвенного включения (RF-технология), с испытательной коробкой, с размещением на ТП Общества. | шт. | 9 |
| Установка шкафа АСКУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик (RS-485), модуль ввода-вывода, испытательная коробка, УСПД/контроллер с GSM-модемом, внешний модем для опроса счетчиков (PLC/RF-технология), источник резервного питания на однотрансформаторных ТП Общества с количеством питаемых точек поставки потребителей более 20 и количеством отходящих фидеров не более 6 . | шт. | 5 |
| Установка шкафа АСКУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик (RS-485), модуль ввода-вывода, испытательная коробка, УСПД/контроллер с GSM-модемом, внешний модем для опроса счетчиков (PLC/RF-технология), источник резервного питания на двухтрансформаторных ТП Общества с количеством питаемых точек поставки потребителей более 20 и количеством отходящих фидеров не более 6 . | шт. | 2 |
| Замена существующих/установка трансформаторов тока (0,66кВ) 100/5А (3 шт.), на ТП Общества. | компл. | 2 |
| Замена существующих/установка трансформаторов тока (0,66кВ) 150/5А (3 шт.), на ТП Общества. | компл. | 1 |
| Замена существующих/установка трансформаторов тока (0,66кВ) 200/5А (3 шт.), на ТП Общества. | компл. | 3 |

| | | |
|---|---|---|
| Замена существующих/установка трансформаторов тока (0,66кВ) 300/5А (3 шт.), на ТП Общества. | компл. | 3 |
| Замена существующих/установка трансформаторов тока (0,66кВ) 400/5А (3 шт.), на ТП Общества. | компл. | 4 |
| Замена существующих/установка трансформаторов тока (0,66кВ) 600/5А (3 шт.), на ТП Общества. | компл. | 5 |
| Пусконаладочные работы. | ед. оборуд. | 522 |

Приложение 3
к техническому заданию

Перечень объектов для организации автоматизированных систем
(учета электроэнергии, телемеханики)

(приложение № 3 размещено отдельно в составе конкурсной документации)

Приложение 4
к техническому заданию

Формы монтажных таблиц

(приложение №4 размещено отдельно в составе конкурсной документации)

Приложение 5
к техническому заданию

# Типовые технические решения по организации интеллектуального учета электроэнергии

(приложение №5 размещено отдельно в составе конкурсной документации)

Приложение №6

к техническому заданию

Унифицированные технические требования ПАО «Россети Центр» и ПАО «Россети Центр и Приволжье» для применения при реализации проектов автоматизации ТП.

Таблица 1. Объем телеметрической информации и данных учета для ТП различных категорий.

| Вариант ТП | Описание | Краткое описание технического решения | Перечень сигналов | |
|---|---|---|---|---|
| | | | ТС | ТИ |
| 1 | - ТП абонента (потребителя). | Установка 3ф. счетчика (GSM-технология) на вводе в ТП с возможностью передачи телеизмерений, телесигнализации и данных учета, бесперебойное питание счетчика на базе ионистора, испытательная коробка. Поддержка счетчиком протокола передачи данных СПОДЭС и МЭК 60870-5-104. | - Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ;<br>- Контроль напряжения питания на вводе в устройство. | - На вводе 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Ucp. на секции 0,4кВ, P, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре);<br>- Данные технического учета и журнал событий счетчика в ИВК АСУЭ. |
| 1а | - ТП с одним трансформатором;<br>- Количество отходящих фидеров 0,4кВ не более 2. | Установка шкафа ТМ и АСУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик (GSM-технология в случае отсутствия УСПД или контроллера), модуль(и) ввода-вывода (9ТС), испытательная коробка, бесперебойное питание оборудования на базе ионистора, возможна комплектация УСПД или коммуникационным контроллером, для передачи данных в ОИК и ИВК. Поддержка протоколов передачи данных на верхний уровень МЭК 60870-5-104, СПОДЭС (в случае отсутствия УСПД или контроллера). | - Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ;<br>- Положение дверей по периметру ТП (1 обобщенный сигнал);<br>- Наличие напряжения на отходящих фидерах (до 2х фидеров - 6 фаз (6ТС);<br>- Контроль напряжения питания на вводе в устройство. | - На вводе 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Ucp. на секции 0,4кВ, P, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре);<br>- Данные технического учета и журнал событий счетчика в ИВК АСУЭ. |
| 1б | - ТП с одним трансформатором;<br>- Количество отходящих фидеров 0,4кВ не более 2. | Установка шкафа ТМ и АСУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик, модуль(и) ввода-вывода (9ТС), испытательная коробка, бесперебойное питание оборудования на базе ионистора, УСПД или коммуникационный контроллер для передачи данных в ОИК и ИВК, внешний модем (PLC/RF-технология) для опроса счетчиков, установленных у потребителей, запитанных отходящими линиями ТП. Поддержка УСПД/контроллером протоколов передачи данных на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый | - Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ;<br>- Положение дверей по периметру ТП (1 обобщенный сигнал);<br>- Наличие напряжения на отходящих фидерах (до 2х фидеров - 6 фаз (6ТС);<br>- Контроль напряжения питания на вводе в устройство. | - На вводе 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Ucp. на секции 0,4кВ, P, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре);<br>- Данные технического и коммерческого учета и журналы событий счетчиков в ИВК АСУЭ. |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | с ИВК АСУЭ. | | |
| 2а | - ТП с одним трансформатором;<br>- Количество отходящих фидеров 0,4кВ от 3 до 6. | Установка шкафа ТМ и АСУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик, модуль(и) ввода-вывода (23ТС), испытательная коробка, бесперебойное питание оборудования на базе ионистора, УСПД или коммуникационный контроллер для сбора/передачи данных в ОИК и ИВК. Поддержка УСПД/контроллером протоколов передачи данных на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый с ИВК АСУЭ. | - Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ;<br>- Положение дверей по периметру ТП (1 обобщенный сигнал);<br>- Наличие напряжения на отходящих фидерах (от 2 до 6 фидеров – 18 фаз (18ТС));<br>- Контроль напряжения питания на вводе в устройство;<br>- 1 ТС с датчиков пожарной сигнализации;<br>- 1 ТС с датчиков объема. | - На вводе 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Ucp. на секции 0,4кВ, P, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре);<br>- Данные технического учета и журнал событий счетчика в ИВК АСУЭ. |
| 2б | - ТП с одним трансформатором;<br>- Количество отходящих фидеров 0,4кВ от 3 до 6. | Установка шкафа ТМ и АСУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик, модуль(и) ввода-вывода (23ТС), испытательная коробка, бесперебойное питание оборудования на базе ионистора, УСПД или коммуникационный контроллер для сбора/передачи данных в ОИК и ИВК, внешний модем (PLC/RF-технология) для опроса счетчиков, установленных у потребителей, запитанных отходящими линиями ТП. Поддержка УСПД/контроллером протоколов передачи данных на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый с ИВК АСУЭ. | - Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ;<br>- Положение дверей по периметру ТП (1 обобщенный сигнал);<br>- Наличие напряжения на отходящих фидерах (от 2 до 6 фидеров – 18 фаз (18ТС));<br>- Контроль напряжения питания на вводе в устройство;<br>- 1 ТС с датчиков пожарной сигнализации;<br>- 1 ТС с датчиков объема. | - На вводе 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Ucp. на секции 0,4кВ, P, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре);<br>- Данные технического и коммерческого учета, журнал событий счетчика в ИВК АСУЭ. |
| 3а | - ТП с двумя трансформаторами;<br>- Количество отходящих фидеров 0,4кВ от 3 до 6. | Установка шкафа ТМ и АСУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик - 2шт., модуль(и) ввода-вывода (24ТС), испытательная коробка -2шт., бесперебойное питание оборудования на базе ионистора, УСПД или коммуникационный контроллер для сбора/передачи данных в ОИК и ИВК. Поддержка УСПД/контроллером протоколов передачи данных на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый с ИВК АСУЭ. | - Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ;<br>- Положение дверей по периметру ТП (1 обобщенный сигнал);<br>- Наличие напряжения на отходящих фидерах (от 2 до 6 фидеров – 18 фаз (18ТС));<br>- Контроль напряжения питания на вводе в устройство;<br>- 1 ТС с датчиков пожарной сигнализации;<br>- 1 ТС с датчиков объема;<br>- Положение секционного КА. | - На 2х вводах 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Ucp на 2х с.ш. 0,4кВ, P, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре);<br>- Данные технического учета и журналы событий счетчиков в ИВК АСУЭ. |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 3б | - ТП с двумя трансформаторами;<br>- Количество отходящих фидеров 0,4кВ от 3 до 6. | Установка шкафа ТМ и АСКУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик - 2шт., модуль(и) ввода-вывода (24ТС), испытательная коробка -2шт., бесперебойное питание оборудования на базе ионистора, УСПД или коммуникационный контроллер для сбора/передачи данных в ОИК и ИВК, внешний модем (PLC/RF-технология) для опроса счетчиков, установленных у потребителей, запитанных отходящими линиями ТП. Поддержка протоколов передачи данных УСПД/контроллера на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый с ИВК АСУЭ. | - Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ;<br>- Положение дверей по периметру ТП (1 обобщенный сигнал);<br>- Наличие напряжения на отходящих фидерах (от 2 до 6 фидеров – 18 фаз (18ТС));<br>- Контроль напряжения питания на вводе в устройство;<br>- 1 ТС с датчиков пожарной сигнализации;<br>- 1 ТС с датчиков объема.<br>- Положение секционного КА. | - На 2х вводах 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Ucp на 2х с.ш. 0,4кВ, P, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре);<br>- Данные технического и коммерческого учета, журналы событий счетчиков в ИВК АСУЭ. |
| 4а | - ТП с одним трансформатором;<br>- Количество отходящих фидеров 0,4кВ от 7 до 12. | Установка шкафа ТМ и АСУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик, модуль(и) ввода-вывода (41ТС), испытательная коробка, бесперебойное питание оборудования на базе ионистора, УСПД или коммуникационный контроллер, для сбора/передачи данных в ОИК и ИВК. Поддержка УСПД/контроллером протоколов передачи данных на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый с ИВК АСУЭ. | - Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ;<br>- Положение дверей по периметру ТП (1 обобщенный сигнал);<br>- Наличие напряжения на отходящих фидерах (от 7 до 12 фидеров – 36 фаз (36ТС));<br>- Контроль напряжения питания на вводе в устройство;<br>- 1 ТС с датчиков пожарной сигнализации;<br>- 1 ТС с датчиков объема. | - На вводе 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Ucp. на секции 0,4кВ, P, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре)<br>- Данные технического учета, журнал событий счетчика в ИВК АСУЭ. |
| 4б | - ТП с одним трансформатором;<br>- Количество отходящих фидеров 0,4кВ от 7 до 12. | Установка шкафа ТМ и АСУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик, модуль(и) ввода-вывода (41ТС), испытательная коробка, бесперебойное питание оборудования на базе ионистора, УСПД или коммуникационный контроллер для сбора/передачи данных в ОИК и ИВК, внешний модем (PLC/RF-технология) для опроса счетчиков, установленных у потребителей, запитанных отходящими линиями ТП. Поддержка УСПД/контроллером протоколов передачи данных на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый с ИВК АСУЭ. | - Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ;<br>- Положение дверей по периметру ТП (1 обобщенный сигнал);<br>- Наличие напряжения на отходящих фидерах (от 7 до 12 фидеров – 36 фаз (36ТС));<br>- Контроль напряжения питания на вводе в устройство;<br>- 1 ТС с датчиков пожарной сигнализации;<br>- 1 ТС с датчиков объема. | - На вводе 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Ucp. на секции 0,4кВ, P, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре)<br>- Данные технического учета, журналы событий счетчиков в ИВК АСУЭ. |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 5а | - ТП с двумя трансформаторами;<br>- Количество отходящих фидеров 0,4кВ от 7 до 12. | Установка шкафа ТМ и АСУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик - 2шт., модуль(и) ввода-вывода (42ТС), испытательная коробка -2шт., бесперебойное питание оборудования на базе ионистора, УСПД или коммуникационный контроллер для сбора/передачи данных в ОИК и ИВК. Поддержка УСПД/контроллером протоколов передачи данных на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый с ИВК АСУЭ. | - Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ;<br>- Положение дверей по периметру ТП (1 обобщенный сигнал);<br>- Наличие напряжения на отходящих фидерах (от 7 до 12 фидеров – 36 фаз (36ТС));<br>- Контроль напряжения питания на вводе в устройство;<br>- 1 ТС с датчиков пожарной сигнализации;<br>- 1 ТС с датчиков объема;<br>- Положение секционного КА. | - На 2х вводах 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Ucp на 2х с.ш. 0,4кВ, P, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре);<br>- Данные технического учета, журналы событий счетчиков в ИВК АСУЭ. |
| 5б | - ТП с двумя трансформаторами;<br>- Количество отходящих фидеров 0,4кВ от 7 до 12. | Установка шкафа ТМ и АСУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик - 2шт., модуль(и) ввода-вывода (42ТС), испытательная коробка -2шт., бесперебойное питание оборудования на базе ионистора, УСПД или коммуникационный контроллер для сбора/передачи данных в ОИК и ИВК, внешний модем (PLC/RF-технология) для опроса счетчиков, установленных у потребителей, запитанных отходящими линиями ТП. Поддержка УСПД/контроллером протоколов передачи данных на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый с ИВК АСУЭ. | - Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ;<br>- Положение дверей по периметру ТП (1 обобщенный сигнал);<br>- Наличие напряжения на отходящих фидерах (от 7 до 12 фидеров – 36 фаз (36ТС));<br>- Контроль напряжения питания на вводе в устройство;<br>- 1 ТС с датчиков пожарной сигнализации;<br>- 1 ТС с датчиков объема.<br>- Положение секционного КА. | - На 2х вводах 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Ucp на 2х с.ш. 0,4кВ, P, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре);<br>- Данные технического и коммерческого учета, журналы событий счетчиков в ИВК АСУЭ. |
| 6а | - ТП с двумя трансформаторами;<br>- Количество отходящих фидеров 0,4кВ от 13 до 24; | Установка шкафа ТМ и АСКУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик - 2шт., модуль(и) ввода-вывода (78ТС), испытательная коробка -2шт., бесперебойное питание оборудования на базе ионистора, УСПД или коммуникационный контроллер, для сбора/передачи данных в ОИК и ИВК. Поддержка протоколов передачи данных УСПД/контроллера на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый с ИВК АСУЭ. | - Положение двери шкафа ТМ и АСУЭ;<br>- Положение дверей по периметру ТП (1 обобщенный сигнал);<br>- Наличие напряжения на отходящих фидерах (от 13 до 24 фидеров – 72 фазы (72ТС));<br>- Контроль напряжения питания на вводе в устройство;<br>- 1 ТС с датчиков пожарной сигнализации;<br>- 1 ТС с датчиков объема;<br>- Положение секционного КА. | - На 2х вводах 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Ucp на 2х с.ш. 0,4кВ, P, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре);<br>- Данные технического учета, журналы событий счетчиков в ИВК АСУЭ. |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 6б | - ТП с двумя трансформаторами;<br>- Количество отходящих фидеров 0,4кВ от 13 до 24; | Установка шкафа ТМ и АСУЭ с функцией диспетчеризации в комплекте: 3ф. электросчетчик - 2шт. (GSM-технология), модуль(и) ввода-вывода (78ТС), испытательная коробка -2шт., бесперебойное питание оборудования на базе ионистора, УСПД или коммуникационный контроллер для сбора/передачи данных в ОИК и ИВК, внешний модем (PLC/RF-технология) для опроса счетчиков, установленных у потребителей, запитанных отходящими линиями ТП. Поддержка УСПД/контроллером протоколов передачи данных на верхний уровень: МЭК 60870-5-104 и в соответствии с МЭК 61850 в ОИК и совместимый с ИВК АСУЭ. | - Положение двери Шкафа ТМ и АСУЭ;<br>- Положение дверей по периметру ТП (1 обобщенный сигнал);<br>- Наличие напряжения на отходящих фидерах (от 13 до 24 фидеров – 72 фазы (72ТС));<br>- Контроль напряжения питания на вводе в устройство;<br>- 1 ТС с датчиков пожарной сигнализации;<br>- 1 ТС с датчиков объема;<br>- Положение секционного КА. | - На 2х вводах 0,4кВ в ТП Ia, Ib, Ic, Ua, Ub, Uc, Ucp на 2х с.ш. 0,4кВ, P, Q в ОИК (спорадическая передача по апертуре);<br>- Данные технического и коммерческого учета, журналы событий счетчиков в ИВК АСУЭ. |

Примечание: Для ТП с количеством фидеров более 24, решение основывать на базе решения 6б с учетом дополнительных модулей ТМ и возможного увеличения количества счетчиков для ТП более чем с двумя вводами.

Приведенные варианты технических решений являются типовыми. Допускается применение технических решений, не перечисленных в типовых вариантах при условии соблюдения технических требований и функционала систем АСУЭ и ТМ приведенных в данном ТЗ.

Таблица 2. Основные требования к оборудованию и шкафам ТМ и АСУЭ

| Вариант ТП | Основные требования к оборудованию и шкафам ТМ и АСУЭ |
|---|---|
| 1 | - Счетчик должен обеспечивать сбор данных учета электроэнергии и ТИ, передачу информации посредствам GSM-модема в ИВК АСУЭ по протоколу:<br>– СПОДЭС в ПО «ПирамидаСети»<br>– МЭК 60870-5-104 в ОИК по протоколу в режиме «реального времени» (спорадически, циклически и по запросу);<br>- Для передачи ТИ и ТС должно быть организовано бесперебойное питание устройства посредствам блока питания, оснащенного суперконденсаторами (ионисторами). Времени автономной работы, которого должно быть достаточно на отправку последних данных телеметрии в случае пропадания напряжения на основном вводе (не менее 1 мин). Возможны варианты с организацией бесперебойного питания в самом устройстве;<br>- Все оборудование должно обеспечивать свою работоспособность в диапазоне температур -40…+60 °С;<br>- Оборудование должно размещаться в едином шкафу на ТП;<br>- Возможно использование модулей дискретных входов на 24В с реле для контроля напряжения на отходящих фидерах 0,4кВ (пофазный контроль напряжения);<br>- Все оборудование должно соответствовать Технической политике и СТО Общества и ПАО «Россети» в части АСУЭ и ТМ.<br>- Должна быть предусмотрена электрическая защита оборудования в шкафу и подводящих кабелей. |
| 1а-6б | - Контроллер ТМ и АСУЭ должен обеспечивать сбор данных учета и телеметрической информации и передачу ее посредствам GSM-модема (может быть встроен в контроллер) в ОИК по протоколам МЭК 61850 и МЭК 60870-5-104 в режиме «реального времени» (спорадически, циклически, по запросу) и в ИВК АСУЭ на базе ПО «Пирамида-Сети»;<br>- Бесперебойное питание устройств в шкафу должно обеспечиваться посредствам блока питания, оснащенного суперконденсаторами (ионисторами). Времени автономной работы, которого должно быть достаточно на отправку последних данных телеметрии в случае пропадания напряжения на основном вводе (не менее 3 мин);<br>- Все оборудование ТМ и АСУЭ, включая блоки питания, реле и пр., должно обеспечивать свою работоспособность в диапазоне температур -40…+60 °С (никакого дополнительного обогрева в шкафу не должно быть);<br>- Все оборудование ТМ и АСУЭ, включая счетчики на вводе в ТП, должно размещаться в едином шкафу на ТП.<br>- Возможно использование модулей дискретных входов на 220В и на 24В с реле для контроля напряжения на отходящих фидерах 0,4кВ (пофазный контроль напряжения);<br>- Требования к модулям (контроллерам) дискретных входов (возможна интеграция модуля ТС в счетчик):<br>– (Значения номинального напряжения дискретных сигналов должны быть указаны в эксплуатационной документации на устройство) 24 В и/или 230 В переменного тока;<br>– Уровни дискретных сигналов 24 В постоянного тока: низкий уровень сигнала от 0 до 5 В, высокий уровень сигнала от 15 до 30 В;<br>– Номинальный ток дискретных сигналов на 24 В при замкнутых контактах от 5 мА до 10 мА;<br>– Уровни дискретных сигналов 230 В переменного тока: низкий уровень сигнала от 5 до 15 % от Uном, высокий уровень сигнала от 75 до 125 % от Uном;<br>– Первичная обработка собираемых значений дискретных параметров: устранение влияния «дребезга» контактов, присвоение меток времени, проверка достоверности значений; |

| | |
|---|---|
| | – Время подавления «дребезга» контактов для дискретных сигналов: 10 мс и более с шагом 1 мс;<br>– Гальваническая изоляция входов не менее 2500В.<br>- Все оборудование должно соответствовать Технической политике и СТО Общества и ПАО «Россети» в части АСУЭ и ТМ.<br>- Должна быть предусмотрена электрическая защита оборудования в шкафу и подводящих контрольных кабелей.<br>- для цепей контроля напряжения в шкафу должны быть предусмотрены вводные клеммы с размыкателем. |

Примечание: В случае, если на ТП уже установлено работоспособное оборудование ТМ или АСУЭ (соответствующее указанным техническим требованиям), то необходимо рассмотреть возможность его дальнейшего применения по согласованию с Заказчиком.

Приложение 7

к техническому заданию

# СИСТЕМА УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, СИСТЕМА ТЕЛЕМЕХАНИКИ ФИЛИАЛА ПАО «РОССЕТИ ЦЕНТР И ПРИВОЛЖЬЕ» - «ИВЭНЕРГО»

# ЖУРНАЛ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

## Наименование объекта (площадки)

Ответственное лицо от

ПАО (АО) «_____»

_____
должность

_____
Фамилия ИО

« ___ » _____ 20____г.

Ответственное лицо от

_____
Наименование организации

_____
должность

_____
Фамилия ИО

« ___ » _____ 20____г.

Отклонения от нормального режима работы, замечания и предложения,
возникшие в ходе проведения опытной эксплуатации

| № пп | Дата записи | Наименование точки учета, прибора, системы | Описание отказа, сбоя, аварийной ситуации | Предложения по устранению сбоя, отказа, аварийной ситуации | Подпись ответственного лица |
|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

Приложение 8

к техническому заданию

Регламент «Взаимодействие при организации интеллектуального учета электроэнергии в ПАО «Россети Центр» и ПАО «Россети Центр и Приволжье»

(приложение № 8 размещено отдельно в составе конкурсной документации)

Приложение 9

к техническому заданию

# Паспорт объекта

(приложение № 9 размещено отдельно в составе конкурсной документации)