



О внесении изменения в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 17 сентября 2025 года № 355-н/к "Об утверждении Правил формирования, ведения и функционирования единой государственной системы управления топливно-энергетическим комплексом"

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 19 марта 2026 года № 128-н/к. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 26 марта 2026 года № 38190

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Внести в приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 17 сентября 2025 года № 355-н/к "Об утверждении Правил формирования, ведения и функционирования единой государственной системы управления топливно-энергетическим комплексом" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 36862), следующее изменение:

Правила формирования, ведения и функционирования единой государственной системы управления топливно-энергетическим комплексом, утвержденные указанным приказом изложить в новой редакции согласно приложению к настоящему приказу (далее – Правила).

2. Департаменту цифровизации Министерства энергетики Республики Казахстан в установленном законодательством Республики Казахстан порядке обеспечить:

1) государственную регистрацию настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан;

2) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства энергетики Республики Казахстан;

3) в течение десяти рабочих дней после государственной регистрации настоящего приказа представление в Департамент юридической службы Министерства энергетики Республики Казахстан сведений об исполнении мероприятий, предусмотренных подпунктами 1) и 2) настоящего пункта.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на курирующего вице-министра энергетики Республики Казахстан.

4. Настоящий приказ вводится в действие по истечении шестидесяти календарных дней после дня его первого официального опубликования, за исключением глав 1, 2, 3, 4, 5, 13 Правил и Приложения 1 к Правилам, которые вводятся в действие с 1 января 2027 года.

*Министр энергетики
Республики Казахстан*

Е. Аккенженов

"СОГЛАСОВАН"

Министерство искусственного интеллекта
и цифрового развития
Республики Казахстан
"СОГЛАСОВАН"

Министерство торговли и интеграции
Республики Казахстан
"СОГЛАСОВАН"

Министерство финансов
Республики Казахстан
"СОГЛАСОВАН"

Министерство национальной экономики
Республики Казахстан

Приложение к приказу
Министр энергетики
Республики Казахстан
от 19 марта 2026 года
№ 128-н/к
Утверждены приказом
Министра энергетики
Республики Казахстан
от 17 сентября 2025 года
№ 355-н/к

Правила формирования, ведения и функционирования единой государственной системы управления топливно-энергетическим комплексом

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Правила формирования, ведения и функционирования единой государственной системы управления топливно-энергетическим комплексом (далее – Правила) разработаны в соответствии с пунктами 2 и 5 статьи 144 Кодекса Республики Казахстан "О недрах и недропользовании" (далее - Кодекс), подпунктом 6-1) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике" (далее – Закон) и пунктом 4 статьи 21-1 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике".

2. Основные понятия, используемые в настоящих Правилах:

1) получатель – лицо, осуществляющее прием продукции в соответствии с условиями договора на предоставление услуг по транспортировке продукции;

2) аналитика данных – процесс обработки данных с целью получения информации и выводов для принятия решения;

3) отправитель – лицо, являющееся производителем продукции, или лицо, которое приобрело ее на законных основаниях, либо уполномоченное ими лицо, предоставляющее продукцию для транспортировки по магистральному трубопроводу на основании договора на предоставление услуг по транспортировке продукции;

4) топливно-энергетический комплекс – совокупность отраслей экономики, обеспечивающих разведку и добычу первичных энергетических ресурсов, их переработку, производство энергетической и тепловой энергии, а также транспортировку, передачу, распределение и снабжение энергией потребителей;

5) единая государственная система управления топливно-энергетического комплекса (далее – Система) – цифровая система уполномоченного органа, предназначенная для сбора, обработки, хранения, мониторинга и анализа данных топливно-энергетического комплекса в сферах разведки и добычи углеводородов, теплоэнергетики и электроэнергетики посредством информационного взаимодействия физических и юридических лиц, субъектов теплоснабжения с уполномоченным органом и иными государственными органами;

6) субъекты в сфере топливно-энергетического комплекса – индивидуальные предприниматели и юридические лица, предоставляющие информацию для включения в единую государственную систему управления топливно-энергетическим комплексом, в том числе осуществляющие деятельность в области оборота сырой нефти, газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа);

7) технические требования к субъектам топливно-энергетического комплекса – требования к цифровым объектам субъектов топливно-энергетического комплекса в целях сбора, обработки и передачи данных в Систему;

8) цифровая инфраструктура в сфере топливно-энергетического комплекса – совокупность технических средств, программного обеспечения, каналов связи, средств измерений, автоматизированных систем управления и учета, а также связанных с ними цифровых компонентов, обеспечивающих сбор, обработку, хранение, передачу и защиту информации в целях функционирования Системы;

9) кабинет пользователя – компонент Системы, предназначенный для официального информационного взаимодействия индивидуальных предпринимателей и юридических лиц в электронной форме;

10) товарный газ – многокомпонентная смесь углеводородов с преобладающим содержанием метана, находящаяся в газообразном состоянии, являющаяся продуктом переработки сырого газа и отвечающая по качественному и количественному содержанию компонентов требованиям технических регламентов и национальных стандартов;

11) сырая нефть и газовый конденсат, подготовленные к поставке потребителю – товарная нефть (нефть), подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями СТ РК 1347-2024 "Нефть. Общие технические условия" и конденсат газовый стабильный (КГС), подготовленный к поставке потребителю в соответствии с требованиями СТ РК 2188-2012 "Конденсат газовый стабильный. Технические условия";

12) уполномоченный орган – центральный исполнительный орган Республики Казахстан, осуществляющий формирование и реализацию государственной политики, координацию процесса управления в сферах нефтегазовой, нефтегазохимической промышленности, транспортировки углеводородов, в области недропользования в части углеводородов, государственного регулирования производства нефтепродуктов, газа и газоснабжения, магистрального трубопровода, теплоэнергетики и электроэнергетики, теплоснабжения в части теплоэлектроцентралей и котельных, осуществляющих производство тепловой энергии в зоне централизованного теплоснабжения (за исключением автономных котельных), развития возобновляемых источников энергии;

13) пользователь Системы – уполномоченный орган, иные государственные органы Республики Казахстан, субъекты топливно-энергетического комплекса, индивидуальные предприниматели и юридические лица, участвующие в информационном взаимодействии посредством Цифровой системы;

14) сырой газ – любые углеводороды вне зависимости от их удельного веса, извлекаемые из недр в газообразном состоянии при нормальных атмосферных температуре и давлении, в том числе неочищенные природный, попутный, сланцевый газ, метан угольных пластов, а также находящиеся в их составе неуглеводородные газы ;

15) оборот сырого газа, продуктов его переработки (товарного газа) – сбор, подготовка, транспортировка, переработка, а также в случаях и на условиях, установленных Кодексом и проектным документом, – утилизация путем закачки в пласт, использование на собственные нужды и сжигание в факелах;

16) оборот сырой нефти и газового конденсата – подготовка, транспортировка, хранение, отгрузка, реализация, ввоз на территорию Республики Казахстан и вывоз за пределы территории Республики Казахстан;

17) приборы учета сырой нефти, газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа) (далее – приборы учета) – техническое устройство, определяющее количественные и качественные характеристики сырой нефти, газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа) и допущенное к применению в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области обеспечения единства измерений, а также программное обеспечение, осуществляющее передачу информации оператору единой государственной системы управления топливно-энергетическим комплексом в режиме реального времени.

18) электронная цифровая подпись – набор электронных цифровых символов, созданный средствами электронной цифровой подписи и подтверждающий достоверность электронного документа, его принадлежность и неизменность содержания.

Иные термины и определения, используемые в настоящих Правилах, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в сфере нефтегазовой, нефтегазохимической промышленности, транспортировки углеводородов, в области недропользования в части углеводородов, государственного регулирования производства нефтепродуктов, газа и газоснабжения, магистрального трубопровода, теплоэнергетики и электроэнергетики.

Глава 2. Назначение и структура Системы

3. Настоящие Правила определяют основы цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса для эффективного взаимодействия уполномоченного органа и субъектов топливно-энергетического комплекса посредством Системы, обеспечения централизованного управления топливно-энергетического комплекса, формирования соответствующей информации о состоянии и прогнозе развития топливно-энергетического комплекса, а также определения минимальных требований к цифровым объектам субъектов топливно-энергетического комплекса.

4. Назначением Системы является:

1) сбор, обработка, информации от субъектов топливно-энергетического комплекса в целях включения в Систему, хранение такой информации, обеспечение доступа к ней, ее предоставление и распространение;

2) обеспечение мониторинга и формирования аналитической информации о состоянии топливно-энергетического комплекса;

3) прогнозирование и моделирование топливно-энергетического комплекса на основе собранных данных от субъектов топливно-энергетического комплекса;

4) обеспечение качества осуществляемых государственных функций и доступности государственных услуг, оказываемых уполномоченным органом посредством Системы;

5) обеспечение надежности и безопасности функционирования и взаимодействия субъектов топливно-энергетического комплекса с Системой на основе определенных минимальных требований.

5. Структура Системы состоит из следующих элементов:

1) цифровая система "Единая государственная система управления топливно-энергетическим комплексом Республики Казахстан";

2) подсистемы, обеспечивающие функционирование Системы;

3) пользователи Системы.

Глава 3. Порядок функционирования Системы

6. Функционирование Системы осуществляется путем интеграции данных и информации, централизованного управления, автоматизации процессов,

стандартизации процедур, а также регулярного мониторинга и контроля. Система также включает сбор и анализ обратной связи для обеспечения постоянного улучшения ее функциональности и эффективности.

7. Оператором цифровой инфраструктуры в сфере топливно-энергетического комплекса является юридическое лицо, определенное в соответствии с подпунктом 6-2) статьи 5 Закона, осуществляющее обеспечение функционирования сбора информации и (или) оперативной информации в отраслях топливно-энергетического комплекса, системный мониторинг и осуществление функций диспетчерской службы в сфере топливно-энергетического комплекса, а также сбор данных с механизмом контроля исполнения, обработку данных, прогнозирование, моделирование и предоставление аналитической отчетности по отраслям топливно-энергетического комплекса.

8. Создание, развитие и эксплуатация Системы осуществляются на основе следующих требований:

- 1) полнота, достоверность, своевременность предоставления информации для включения в Систему;
- 2) непрерывность сбора, обработки информации для включения в Систему;
- 3) взаимодействие Системы и иных информационных систем;
- 4) обеспечение энергетической безопасности Республики Казахстан при создании, развитии и эксплуатации Системы.

9. Создание, развитие и эксплуатация Системы осуществляется в соответствии с пунктами 3, 4 статьи 85 Цифрового Кодекса Республики Казахстан.

10. Кибербезопасность Системы обеспечивается в соответствии с Едиными требованиями в области информационно-коммуникационных технологий и обеспечения информационной безопасности, утвержденными постановлением Правительства Республики Казахстан от 20 декабря 2016 года № 832 (далее – Единые требования) и стандартами в области кибербезопасности, действующими на территории Республики Казахстан.

Глава 4. Порядок взаимодействия и координации рабочих процессов между пользователями в Системе

11. Информационное взаимодействие пользователей Системы осуществляется в соответствии с Правилами интеграции объектов информатизации "электронного правительства", утвержденными приказом и.о. Министра информации и коммуникаций Республики Казахстан от 29 марта 2018 года № 123 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 16777).

12. Информационное взаимодействие пользователей Системы обеспечивает исключение (минимизацию) бумажного документооборота при осуществлении

уполномоченным органом сбора, обработки, хранения и мониторинга информации, а также оказания государственных услуг, при котором предоставляется минимальное число документов, подтверждающих юридически значимые факты.

13. Используемые в процессе информационного взаимодействия сведения равнозначны сведениям из документов на бумажном носителе.

14. Включение информации в Систему осуществляется пользователями Системы на основании информации, предоставляемой субъектами топливно-энергетического комплекса, в том числе в рамках взаимодействия Системы и иных цифровых систем, а также иной обрабатываемой пользователями Системы, осуществляющими использование Системы, в соответствии с настоящими Правилами и Перечнем информационных инструментов, утвержденных приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 декабря 2018 года № 107 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 18117).

15. Субъекты топливно-энергетического комплекса, осуществляющие деятельность в области оборота сырой нефти и газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа) предоставляют уполномоченному органу в области углеводородов доступ к имеющимся у них системам учета данных о количестве находящихся в обороте сырой нефти и газового конденсата, подготовленных к поставке потребителю в соответствии с законодательством Республики Казахстан, о количестве находящегося в обороте сырого газа, подготовленного к переработке и поставке потребителю в соответствии с законодательством Республики Казахстан, а также используемого на собственные нужды, подлежащего утилизации путем закачки в пласт с целью хранения и (или) поддержания пластового давления, сжигаемого в случаях и на условиях, установленных статьей 146 Кодекса.

16. При формировании Системы используются данные с приборов учета, установленных у субъектов, осуществляющих деятельность в области оборота сырой нефти и газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа), полученные в рамках информационного взаимодействия с субъектами топливно-энергетического комплекса, с разграничением данных приборов коммерческого учета, а также с допущением применения расчетного метода в случаях, установленных законодательством Республики Казахстан.

17. Интеграция цифровых систем субъектов топливно-энергетического комплекса в области оборота сырой нефти и газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа) с Системой, осуществляется в соответствии с Требованиями к информационному взаимодействию Единой государственной системы топливно-энергетического комплекса с цифровой системой субъекта топливно-энергетического комплекса, согласно приложения 1 к настоящим Правилам.

18. Субъекты топливно-энергетического комплекса обеспечивают полноту и достоверность информации, предоставляемой в обязательном порядке для включения в Систему.

19. Информация для включения в Систему предоставляется пользователями Системы посредством цифровых технологий в форме электронных документов, подписанных посредством электронно-цифровой подписи, которые направляются в уполномоченный орган с использованием Системы.

20. Доступ к информации, содержащейся в Системе, обеспечивается уполномоченным органом в области доступа к информации в порядке, установленном пунктом 1 статьи 6-2 Закона Республики Казахстан "О доступе к информации", законодательством Республики Казахстан в области государственной, коммерческой тайны и иной охраняемой законом тайны, с учетом положений настоящих Правил и иными законодательными актами Республики Казахстан.

21. Данные, содержащиеся в Системе, являются информацией ограниченного доступа, за исключением информации, недопустимость ограничения доступа к которой установлена подпунктом 8) статьи 1 Закона Республики Казахстан "О доступе к информации".

22. Правом доступа к информации, включая информацию ограниченного доступа, содержащейся в Системе, с возможностью ее обработки обладает уполномоченный орган в области доступа к информации, обеспечивающий использование Системы в соответствии с его назначением, включающее мероприятия по проведению корректировки, модификации и устранению дефектов программного обеспечения. Иные пользователи Системы получают доступ к информации, содержащейся в Системе, без возможности ее обработки с учетом ограничений доступа к информации в соответствии с пунктом 1 статьи 6-2 Закона Республики Казахстан "О доступе к информации" и настоящими Правилами.

23. Доступ пользователей Системы к общедоступной информации, содержащейся в Системе, обеспечивается уполномоченным органом путем размещения указанной информации на интернет-портале открытых данных.

24. Уполномоченным органом обеспечивается доступ к информации, содержащейся в Системе, с использованием технических (программно-технических) средств Системы:

1) субъектам топливно-энергетического комплекса, в отношении предоставленной ими информации и общедоступной информации;

2) пользователям Системы в отношении информации, которая содержится в Системе;

3) иным пользователям Системы.

25. При необходимости получения государственным органам информации о деятельности субъектов предпринимательства, подлежащей в соответствии с настоящими Правилами, предоставленной в Системе, указанные органы в рамках своей

компетенции запрашивают эту информацию у уполномоченного органа в соответствии со статьей 11 Закона Республики Казахстан "О доступе к информации".

26. Доступ к информации, содержащейся в Системе, обеспечивается посредством организационно-технических и других условий, необходимых для обеспечения доступа к информации.

27. Интеграция с цифровыми объектами "цифрового правительства", государственными или иными базами данных и (или) цифровыми системами осуществляется в соответствии с Правилами интеграции объектов информатизации "электронного правительства", утвержденными приказом и.о. Министра информации и коммуникаций Республики Казахстан от 29 марта 2018 года № 123 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 16777).

Глава 5. Порядок сбора, обработки, мониторинга и анализа данных

28. Система обеспечивает сбор и передачу данных об учете оборота сырой нефти и газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа), производства, передачи и распределения, потребления электрической энергии, а также мониторинг состояния объектов теплоэнергетики и электроэнергетики в реальном времени.

29. Процесс сбора данных организовывается с использованием автоматизированных систем, устройств измерения и других технологий, в соответствии с требованиями главы 6 настоящих Правил.

30. Все собранные данные подлежат обязательной обработке, в том числе анализу для определения эффективности использования энергетических ресурсов и оценки рисков.

31. Обработка данных осуществляется в соответствии со статьями 6, 7, 9 главы 2 Закона Республики Казахстан "О персональных данных и их защите".

Параграф 1. Сбор данных

32. Данные для Системы предоставляются индивидуальными предпринимателями и юридическими лицами в сфере топливно-энергетического комплекса.

33. Сбор данных осуществляется с помощью автоматических систем мониторинга и учета, которые обеспечивают регулярную передачу данных в Систему в следующие интервалы времени:

по газу каждые 2 часа;

по электрической и тепловой энергии каждые 15 минут.

34. В процессе информационного взаимодействия передаче в Систему подлежат данные о количестве находящихся в обороте сырой нефти и газового конденсата, подготовленных к поставке потребителю в соответствии с законодательством

Республики Казахстан, о количестве находящегося в обороте сырого газа, подготовленного к переработке и поставке потребителю в соответствии с законодательством Республики Казахстан, а также используемого на собственные нужды, подлежащего утилизации путем закачки в пласт с целью хранения и (или) поддержания пластового давления, сжигаемого в случаях и на условиях, установленных статьей 146 Кодекса о недрах и недропользовании.

35. Данные о состоянии оборудования, потреблении и производстве энергии собираются непрерывно с минимальными интервалами времени (в реальном времени каждые 15 минут в зависимости от критичности объекта).

Параграф 2. Обработка данных

36. Обработка данных необходима для выявления тенденций, прогнозирования потребностей в энергии, а также для выявления и устранения отклонений, аварий и других нежелательных ситуаций в реальном времени.

37. Обработка данных позволяет также генерировать отчеты и предупреждения для оперативного реагирования на отклонения.

38. Программное обеспечение Системы обеспечивает автоматическую обработку собранных данных, в том числе:

- 1) фильтрацию и нормализацию данных (удаление шумов и ошибок);
- 2) преобразование данных в формат, удобный для дальнейшего анализа;
- 3) идентификацию аномальных ситуаций (превышение норм по потреблению энергии).

39. Для обработки данных применяются системы машинного обучения и аналитические платформы, предназначенные для прогнозирования спроса на энергию, выявления технических сбоев, а также оптимизации функционирования объектов теплоэнергетики и электроэнергетики.

40. Программные решения интегрируются с другими системами отрасли и учитываются внешние факторы.

41. Уполномоченный орган осуществляет обработку и анализ информации, содержащейся в Системе, в целях формирования и распространения общедоступной информации, а также в части информации, ограниченной к распространению.

Параграф 3. Мониторинг и анализ данных

42. Главной целью мониторинга является обеспечение непрерывного контроля за оборотом сырой нефти и газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа), состоянием объектов теплоэнергетики и электроэнергетики, определение отклонений от нормальных рабочих режимов и своевременное вмешательство при возникновении аварийных ситуаций.

43. Система мониторинга обеспечивает:

1) отслеживание работы всех подключенных объектов и устройств в реальном времени;

2) сигнализацию о нарушениях в технологическом процессе, неисправностях оборудования или угрозах безопасности.

44. Мониторинг включает в себя использование:

1) дистанционного контроля через системы телеметрии;

2) автоматическую сигнализацию о нарушениях через встроенные системы оповещения.

45. Инструменты для визуализации данных содержат графики и диаграммы для быстрой оценки состояния объектов.

46. Мониторинг включает использование алгоритмов для анализа данных в реальном времени с целью быстрого реагирования на отклонения от норм. Алгоритмы основываются на простых пороговых значениях, а также на сложных моделях прогнозирования с использованием данных о предыдущих инцидентах.

47. Анализ данных сосредоточен на:

1) прогнозирование оборота сырой нефти и газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа), потребности в энергетических ресурсах на основе данных о текущем потреблении и состоянии оборудования;

2) определение и устранение причин сбоев и аварий, а также повышение эффективности работы объектов нефтегазовой, нефтегазохимической промышленности, транспортировки углеводородов, производства нефтепродуктов, объектов газа и газоснабжения, магистрального трубопровода, теплоэнергетики и электроэнергетики;

3) оценку воздействия внешних факторов на потребление и распределение энергии.

48. Для анализа данных используются следующие методы:

1) статистический анализ, включая тренды и прогнозирование;

2) модели машинного обучения для предсказания потребностей в электроэнергии или возникновения неисправностей;

3) корреляционный анализ для выявления зависимостей между различными переменными.

49. В процессе анализа используется программное обеспечение для комплексного анализа данных, которое поддерживает создание отчетов, графиков и прогнозов для принятия решений на всех уровнях управления.

50. Результаты анализа представляются в удобной для восприятия форме, что обеспечит быструю реакцию на выявленные проблемы.

51. На основе собранных и обработанных данных автоматически генерируются регулярные и экстренные отчеты для различных уровней управления (локальный, региональный, национальный).

52. При выявлении отклонений от норм или аномальных ситуаций, система предоставляет рекомендации для корректировки процессов:

- 1) рекомендации по корректировке потребления энергии в пиковые часы;
- 2) предложения по оптимизации работы оборудования.

53. При выявлении ошибок или несоответствий в собранных данных, операторы имеют возможность вручную исправить данные после предварительного согласования с субъектом топливно-энергетического комплекса и составлений комиссионного акта с указанием причин расхождения.

Глава 6. Требования к цифровым объектам субъектов топливно-энергетического комплекса в целях сбора, обработки и хранения данных

54. В целях обеспечения надежности и безопасности функционирования Системы цифровые объекты субъектов топливно-энергетического комплекса при осуществлении хранения, обработки и передачи информации подлежат приведению в соответствие с Едиными требованиями, а также с национальным стандартом Республики Казахстан СТ РК ЕС 62443-3-3 "Промышленные коммуникационные сети. Безопасность сетей и систем. Часть 3-3. Требования к системной безопасности и уровням безопасности".

55. Требования для технических средств, предназначенных для измерений, и имеющие метрологические характеристики для передачи данных в Систему определяются в соответствии со статьями 8 и 11-1 Закона Республики Казахстан "Об обеспечении единства измерений", а также национальными стандартами в области обеспечения единства измерений.

56. Цифровые объекты субъектов топливно-энергетического комплекса обеспечиваются источниками бесперебойного питания, каналами связи с использованием серверного оборудования, способными обеспечить сбор, обработку и передачу данных в Систему и уровень криптографической и иной защиты в соответствии с Едиными требованиями.

57. Требования к цифровым объектам субъектов топливно-энергетического комплекса приведены в "Технических требованиях к средствам измерения, цифровым системам и аппаратно-программным комплексам автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии, газа и оборудованиям, обеспечивающим возможность присоединения приборов учета к интеллектуальной системе учета электрической и тепловой энергии, газа и взаимодействия с Единой государственной системой управления топливно-энергетическим комплексом", согласно приложения 2 к настоящим Правилам.

Глава 7. Требования к объектам цифровизации теплоэнергетики и электроэнергетики

58. Требования определяют минимально необходимые условия к цифровым объектам субъектов теплоэнергетики и электроэнергетики, предназначенным для сбора, обработки, хранения и передачи данных в Систему.

59. Настоящие требования направлены на обеспечение надежного, безопасного и бесперебойного информационного взаимодействия субъектов теплоэнергетики и электроэнергетики с Системой.

60. Цифровые объекты субъектов топливно-энергетического комплекса обеспечивают автоматизированный сбор, хранение и передачу данных о производстве, передаче, распределении и потреблении тепловой и электрической энергии в Систему.

61. Используемые технические средства обеспечивают надежность, защиту информации и совместимость с государственными и отраслевыми цифровыми системами.

62. Обмен данными осуществляется по защищенным каналам связи в соответствии с установленными техническими требованиями, передаваемая информация содержит полноту, достоверность и своевременность.

63. Хранение и архивирование данных обеспечивает их сохранность и доступность для уполномоченного органа.

Глава 8. Требования к аппаратно-программным комплексам автоматизированных систем коммерческого учета энергетических ресурсов

64. Аппаратно-программные комплексы автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии обеспечивают достоверный и непрерывный учет выработки, передачи, распределения и потребления энергетических ресурсов с использованием сертифицированных средств измерений и программного обеспечения, внесенных в соответствующие реестры и прошедших метрологическую поверку.

65. Все элементы комплексов (счетчики, датчики, контроллеры, серверное оборудование и каналы связи) сертифицированы, соответствуют установленным техническим требованиям и имеют подтверждение соответствия.

66. Передача данных из аппаратно-программного комплекса в Систему осуществляется автоматически, в режиме реального времени или с заданной периодичностью, с использованием защищенных каналов связи и в соответствии с установленными техническими требованиями.

67. Аппаратно-программные комплексы обеспечивают бесперебойное функционирование, резервную архивацию для сохранности данных при сбоях.

68. Аппаратно-программный комплекс автоматизированных систем коммерческого учета энергетических ресурсов обеспечивает отображение состояния приборов учета (активные/неактивные, статус), автоматическое и ручное считывание показаний с фиксацией времени обновления и экспорт данных в стандартные форматы, управление

пользователями (просмотр, добавление, редактирование, удаление, фильтрация и разграничение прав доступа), формирование отчетов по электроэнергии и теплу с ведением архивов, выполнением специализированных расчетов и экспортом, выполнение аналитических функций (определение общего, максимального, минимального расхода и динамики), а также предоставление рабочих мест администратора, оператора и абонента.

69. Минимальные требования к аппаратно-программным комплексам автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии технических требований к средствам измерения, цифровым системам и аппаратно-программным комплексам автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии, газа и оборудованиям, обеспечивающим возможность присоединения приборов учета к интеллектуальной системе учета электрической и тепловой энергии, газа и взаимодействия с Единой государственной системой управления топливно-энергетическим комплексом", приведенные согласно приложению 2 к настоящим Правилам.

Глава 9. Требования к автоматизированным системам управления технологическим процессом

70. Автоматизированные системы управления технологическим процессом обеспечивают непрерывное и безопасное управление процессами производства, передачи и распределения энергии, а также оперативный мониторинг параметров в реальном времени в автоматическом и дистанционном режимах.

71. Системы автоматизированной системы управления технологическим процессом фиксируют аварийные и нештатные события, передают технологические данные в Систему, поддерживают функции прогнозирования, анализа и оптимизации режимов работы.

72. Оборудование и программное обеспечение автоматизированной системы управления технологическим процессом обеспечивает отказоустойчивость, интеграцию с автоматизированными системами коммерческого учета электрической и тепловой энергии и обеспечивает требуемый уровень безопасности.

73. Передача и хранение данных в автоматизированной системе управления технологическим процессом обеспечиваются средствами кибербезопасности, включая контроль доступа, аутентификацию пользователей и защиту от несанкционированного вмешательства.

74. Автоматизированная система управления технологическим процессом функционирует бесперебойно (с коэффициентом доступности не менее 99% времени), проходят регулярное техническое обслуживание и обеспечивают архивирование технологических данных в установленные сроки.

75. Автоматизированная система управления технологическим процессом поддерживает стандартные открытые протоколы обмена данными, обеспечивая возможность интеграции с внешними системами автоматизации, цифровыми системами субъектов и Системой.

76. Системы автоматизированной системы управления технологическим процессом обеспечивают автоматическую регистрацию событий управления, доступа пользователей, изменения настроек и нештатных ситуаций с возможностью хранения журналов событий не менее 12 месяцев.

77. Программное обеспечение автоматизированной системы управления технологическим процессом поддерживает безопасное обновление с возможностью отката к предыдущей версии, включая централизованное управление обновлениями и уведомление о наличии новых версий.

78. На объектах высокой критичности автоматизированная система управления технологическим процессом включает резервируемые каналы связи, источники питания и серверные узлы с функцией автоматического переключения при отказе основного оборудования.

79. Все внедренные автоматизированные системы управления технологическим процессом сопровождаются эксплуатационной документацией, включающей схемы подключения, инструкции по настройке, порядок технического обслуживания и план восстановления при сбоях.

80. Производитель приборов учета и (или) его официальный представитель обеспечивает передачу автоматизированной системы управления технологическим процессом вместе с поставкой приборов учета на баланс субъекта топливно-энергетического комплекса.

Глава 10. Технические требования к серверному оборудованию и операционной системе для функционирования автоматизированной системы коммерческого учета

81. Серверное оборудование обеспечивает круглосуточную работу с доступностью не менее 99%, поддерживать масштабируемость и обработку больших объемов данных в режиме реального времени.

82. Обеспечивается резервирование питания, дисковых массивов, каналов связи, а также регулярное резервное копирование и восстановление данных.

83. Операционная система поддерживает многопользовательский доступ, обновления безопасности и совместимость с базами данных и программным обеспечением автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии.

84. Серверные системы обеспечивают защиту информации, включая разграничение прав доступа, аутентификацию пользователей и применение средств кибербезопасности.

85. Серверные системы поддерживают централизованное администрирование, мониторинг, автоматическую диагностику и хранение архивных данных в установленные сроки.

86. Средства измерений и иное оборудование защищаются от внешнего воздействия и (или) несанкционированного доступа для исключения возможности вмешательства в результаты измерений и (или) искажения учетных данных.

87. Система обладает наличием сертификата по подтверждению соответствия требованиям кибербезопасности.

88. Минимальные технические требования к серверному оборудованию и операционной системе для функционирования автоматизированной системы коммерческого учета технических требований к средствам измерения, цифровым системам и аппаратно-программным комплексам автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии, газа и оборудованностям, обеспечивающим возможность присоединения приборов учета к интеллектуальной системе учета электрической и тепловой энергии, газа и взаимодействия с Единой государственной системой управления топливно-энергетическим комплексом", приведенные согласно приложению 2 к настоящим Правилам.

Глава 11. Требования к технологии передачи информации в интеллектуальных системах учета энергетических ресурсов

89. Передача данных осуществляется в автоматическом режиме с заданной периодичностью или в реальном времени, обеспечивая полноту и достоверность информации.

90. Для обмена данными используются протоколы связи, обеспечивающие совместимость с другими цифровыми системами.

91. Информация передается по защищенным каналам связи с обеспечением целостности, конфиденциальности и доступности данных.

92. Система обеспечивает резервные каналы передачи информации и сохранность данных при сбоях или перебоях в электроснабжении.

93. Технология передачи информации поддерживает мониторинг качества связи и автоматическое восстановление после отказов.

94. Интеллектуальная система учета поддерживает резервирование каналов связи (основной и резервный), а также автоматическое переключение при сбоях для обеспечения бесперебойного функционирования.

95. Технология передачи информации обеспечивает совместимость и интеграцию с государственными и отраслевыми цифровыми системами.

Глава 12. Требования к средствам измерений, оборудованию и нематериальным активам, осуществляющим учет тепловой и электрической энергии, обеспечивающим возможность присоединения приборов учета

96. Средства измерений тепловой и электрической энергии (в том числе теплосчетчики, электросчетчики, датчики, регистраторы) регистрируются в реестре государственной системы обеспечения единства измерений Республики Казахстан и поверены в соответствии с законодательством в области обеспечения единства измерений.

97. Оборудование и программное обеспечение обеспечивают возможность удаленного подключения приборов учета к интеллектуальной системе учета тепловой и электрической энергии.

98. Приборы учета поддерживают автоматизированную передачу данных, хранение архивной информации и интеграцию с Системой.

99. Сертифицированные нематериальные активы (программное обеспечение, базы данных, лицензии) обеспечивают защиту информации.

100. Все средства измерений и оборудования имеют возможность модернизации и обновления для обеспечения совместимости с новыми стандартами и протоколами передачи данных.

101. При выходе оборудования из строя субъекты теплоснабжения обеспечивают его замену в сроки, предусмотренные техническим регламентом предприятия, но не позднее 30 календарных дней, с сохранением непрерывности учета.

102. Техническая и метрологическая документация на средства измерений и программное обеспечение хранится в системе в электронном виде.

103. Средства измерений и оборудования защищаются от внешнего воздействия и (или) несанкционированного доступа для исключения возможности вмешательства в результаты измерений и (или) искажения учетных данных.

104. Приборы учета электрической энергии имеют энергонезависимую память, обеспечивающую хранение основных параметров с фиксацией даты и времени, а также обеспечивают запись и сохранение в памяти значений потребленной активной и реактивной электроэнергии в прямом и обратном направлении, как суммарно, так и по каждому тарифу.

105. Приборы учета тепловой энергии оснащаются энергонезависимой памятью, обеспечивающей хранение основных параметров с фиксацией даты и времени, а также запись и сохранение значений потребленной тепловой энергии, тепловой мощности, объема и массы теплоносителя.

106. Приборы учета оснащаются встроенными журналами событий, обеспечивающими фиксацию, регистрацию, хранение и передачу информации о зафиксированных событиях.

107. Минимальные требования к средствам измерений, оборудованию и нематериальным активам, осуществляющим учет электрической и тепловой энергии, и обеспечивающих возможность присоединения приборов учета к интеллектуальной системе учета электрической и тепловой энергии и взаимодействия с Системой технических требований к средствам измерения, цифровым системам и аппаратно-программным комплексам автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии, газа и оборудованию, обеспечивающим возможность присоединения приборов учета к интеллектуальной системе учета электрической и тепловой энергии, газа и взаимодействия с Единой государственной системой управления топливно-энергетическим комплексом", приведенные согласно приложению 2 к настоящим Правилам.

Глава 13. Порядок оснащения производственных объектов приборами учета сырой нефти, газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа) и обеспечения функционирования приборов учета сырой нефти, газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа)

108. Приборы учета устанавливаются в соответствии с технологической схемой производственных объектов субъектов топливно-энергетического комплекса (далее – Схема).

В целях исключения дублирования, при наличии установленных приборов учета в пунктах приема-сдачи сырой нефти и газового конденсата нефтепроводных компаний, а также сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа) газотранспортных организаций, установка приборов учета у субъекта топливно-энергетического комплекса не требуется.

109. Схема установки приборов учета субъекта топливно-энергетического комплекса определяется применительно к конкретным технологическим условиям субъекта в целях обеспечения полноты и целостности учета:

входящих потоков (жидкость, нефть, газ, газоконденсат, вода), задействованных в технологических процессах субъекта топливно-энергетического комплекса;

исходящих потоков, полученных в результате производственной деятельности субъекта топливно-энергетического комплекса.

110. Схема установки приборов учета субъекта топливно-энергетического комплекса предварительно согласовывается с уполномоченным органом.

Рассмотрение Схемы установки приборов учета субъекта топливно-энергетического комплекса осуществляется в срок не более тридцати рабочих дней со дня ее поступления в уполномоченный орган.

По итогам рассмотрения Схемы установки приборов учета субъекта топливно-энергетического комплекса уполномоченный орган согласовывает либо

отказывает в согласовании при ее несоответствии требованиям настоящих Правил, о чем субъекту направляется мотивированный отказ.

111. Установка приборов учета на производственных объектах субъектов топливно-энергетического комплекса осуществляется в соответствии с приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 4 ноября 2019 года № 357 "Об утверждении Перечня и сроков оснащения производственных объектов, подлежащих оснащению приборами учета сырой нефти, газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа)" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 19559).

112. Измерения объемов приборов учета определяются на основе аттестованной и зарегистрированной в Реестре государственной системы обеспечения единства измерений методики выполнения измерений с погрешностью, соответствующей требованиям:

ГОСТ 8.587 "Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений";

ГОСТ 30319.1 "Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения";

ГОСТ 30319.2 "Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода";

ГОСТ 30319.3 "Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о компонентном составе";

совместного приказа исполняющего обязанности Министра энергетики Республики Казахстан от 11 марта 2019 года № 81 и Министра индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан от 18 марта 2019 года № 143 "Об утверждении перечня измерений, относящихся к государственному регулированию" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 18435).

113. К применению допускаются приборы учета в соответствии с Законом Республики Казахстан "Об обеспечении единства измерений".

114. Информация с приборов учета, расположенных в соответствии со Схемами субъектов топливно-энергетического комплекса, сохраняется и обрабатывается в их программном обеспечении.

115. Передача обработанной информации с приборов учета в Систему осуществляется посредством программного обеспечения субъектов топливно-энергетического комплекса.

Требования к информационному взаимодействию Единой государственной системы топливно-энергетического комплекса с цифровой системой субъекта топливно-энергетического комплекса

Глава 1. Общие положения

1. Назначением настоящих требований по реализации интеграции является описание требований организации доступа и получения информации для обеспечения взаимодействия с цифровой системой субъекта топливно-энергетического комплекса (далее – система субъекта) посредством внешнего шлюза "цифрового правительства" и шлюза "цифрового правительства".

2. Настоящие требования являются основными по вопросам, связанным с подключением организации к Единой государственной системе топливно-энергетического комплекса (далее – Системы) в части учета сырой нефти, газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа).

3. Доступ к разрабатываемому функционалу имеют сотрудники уполномоченного органа в сфере углеводородов (далее – уполномоченный орган) на которых возложены функции учета и анализа по данным субъектам осуществляющие деятельность в области оборота сырой нефти и газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа).

Глава 2. Функциональные требования

4. Информационный обмен между системами осуществляется с использованием технологии веб-сервисов – общепризнанного подхода к эффективной интеграции разнородных программных комплексов. Это означает, что обмен данными производится путем передачи SOAP- сообщений. В качестве транспорта доставки таких сообщений выступает протокол HTTP(S).

5. В целях упрощения интеграции разнородных систем, ко всем веб- сервисам предъявляется требование соответствия спецификации WS-I Basic Profile 1.1 (<http://www.ws-i.org/Profiles/BasicProfile-1.1.html>), разработанной организацией Web Services Interoperability Organization. Следуя рекомендациям, перечисленным в данном описании, разработчики веб-сервисов добьются технологической совместимости своих продуктов, что упростит их интеграцию в единый комплекс.

Описание интерфейсов сервисов выполняется согласно стандарту WSDL 1.1 (<http://www.w3.org/TR/2001/NOTE-wsdl-20010315>), а формальные описания структур информационных сообщений представляют собой XSD-документы XML Schema Definition (<http://www.w3.org/XML/Schema#dev>).

6. Для проверки соответствия веб-сервиса требованиям WS-I Basic Profile 1.1, рекомендуется использовать инструмент Interoperability Testing Tools1.1 (http://www.ws-i.org/Testing/Tools/2005/06/WSI_Test_Java_Final_1.1.zip).

Требования ко времени информационного обмена

7. Обмен информацией происходит в синхронном режиме в соответствии с Приложением 2 к настоящим требованиям, к реализации которого предъявляется набор требований по производительности и надежности, представленный в таблице 2.

8. Размер передаваемого пакета между системами субъекта и Системой не превышающий 15 МБ.

Таблица 1. Требования по производительности и надежности, предъявляемые к синхронным сервисам

№ п/п	Контролируемый показатель	Ограничение
1	Максимальное время обработки запроса	до 30 сек
2	Среднее время обработки запроса	до 10 сек
3	Пиковая нагрузка	2000 запросов в час
4	Номинальная нагрузка	360 запросов в час
5	Среднее время работы без сбоев	365/7/24
6	Время на восстановление работоспособности	3 часа

9. В случае ситуаций нарушающих стандартную отправку данных, требуется уведомить подведомственную организацию уполномоченного органа в сфере топливно-энергетического комплекса (далее – Подведомственная организация) о возникшем сбое, и времени возникновения сбоя.

10. При возникновении технических неполадок необходимо осуществить следующие действия:

при отключении электрического питания, отсутствии канала связи (в том числе в пределах внутренней локальной сети — между контрольными приборами учета и серверным оборудованием) и других технических сбоях в течение трех часов направить уведомление по заранее предоставленным адресам и контактам Оператора данных и уполномоченного органа, а также в течение суток сообщить о сроках устранения неисправности.

при иных сбоях в работе контрольных приборов учета (в том числе и смене оборудования, участвующего в процессе передачи данных контрольных приборов учета), незамедлительно направить уведомление по заранее предоставленным адресам и контактам Оператора данных и уполномоченного органа, а также в течение не более суток сообщить о сроках устранения неисправности.

11. При необходимости проведения профилактических-плановых работ серверного оборудования и сетей связи следует заранее направить электронное уведомление в адрес уполномоченного органа и Оператору данных.

12. В случае недоступности веб-сервиса и получения уведомления о неудачной отправке данных в Системе, следует повторить попытку отправки данных через 30 минут после получения сообщения об ошибке.

Общее количество попыток отправки данных в день не превышает 3. Если данные не были успешно отправлены в установленный срок, в последующие дни необходимо включить в передачу данные за все предыдущие отчетные периоды, которые не были отправлены.

Требования к организации тестового стенда

13. Испытания проводятся на тестовом стенде, предоставляемом системы субъекта и Системы. Конфигурация программного обеспечения тестовому стенду полностью соответствует конфигурации продуктивной среды цифровой системы.

Требования к формированию электронной цифровой подписи

14. Данные запроса, передаваемые через внешний шлюз "цифрового правительства" и шлюза "цифрового правительства", подписываются электронной цифровой подписью владельца системы субъекта и/или его доверенным лицом. Регистрационное свидетельство владельца системы выдается на имя его ответственного руководителя.

15. Проверка электронной цифровой подписи осуществляется в соответствии с требованиями Приказа Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 9 декабря 2015 года № 1187 "Об утверждении Правил проверки подлинности электронной цифровой подписи".

16. Электронные документы, полученные от Отправителя посредством шлюза "цифрового правительства" проверяются по следующим правилам:

1) Структура электронного документа соответствует XML формату. Подпись документа осуществляется по стандарту XML design и спецификации консорциума W3C "XML — Signature Syntax and Processing" ("Синтаксис и обработка подписи XML"), см. ссылку <http://www.w3.org/TR/xmlsig-core/>;

2) Срок действия проверяемого регистрационного свидетельства наступил и не истек.

3) Регистрационное свидетельство удостоверено электронной цифровой подписью Национального удостоверяющего центр Республики Казахстан (выпущено Национальным удостоверяющим центром Республики Казахстан).

4) Проверяемое регистрационное свидетельство не отозвано. Проверка осуществляется путем получения OCSP квитанции с сайта Национального

удостоверяющего центра Республики Казахстан, при повторных проверках данного электронного документа можно использовать ранее полученную квитанцию – в этом случае проверка осуществляется на дату получения квитанции. При недоступности сервиса OCSP необходимо осуществлять проверку по списку отозванных регистрационных свидетельств CRL и Delta CRL (Проверка наличия серийного номера регистрационного свидетельства в CRL и Delta CRL Национального удостоверяющего центра Республики Казахстан). CRL и Delta CRL Национального удостоверяющего центра Республики Казахстан необходимо подкачивать по пути указанному в проверяемом регистрационном свидетельстве.

5) Проверка построения корректной цепочки от проверяемого регистрационного свидетельства до доверенного корневого со всеми промежуточными регистрационными свидетельствами.

6) Проверка поля "использование ключа" (KeyUsage), то есть необходимо убедиться в наличии значений "Цифровая подпись", "Неотрекаемость" – для регистрационного свидетельства, используемого для электронной цифровой подписи и "Цифровая подпись", "Шифрование ключей" – для регистрационного свидетельства, используемого для аутентификации.

7) Проверка номера политики и разрешенных способах использования регистрационного свидетельства. Например, если политика выпущенного регистрационного свидетельства предусматривает ограничение его использования (только в одной системе), то данное регистрационное свидетельство и соответствующий закрытый ключ не используется в других системах.

8) Проверка метки времени не используется в транспортной подписи.

9) Проверка метки времени используется в подписи бизнес-данных.

Если одна из проверок не выполняется, то путь сертификации не действителен.

Требования к структуре файла, подписанного электронной цифровой подписью

17. Структура подписанного электронной цифровой подписью XML-файла, соответствует спецификации консорциума W3C "XML - SignatureSyntaxandProcessing" ("Синтаксис и обработка подписи XML"), см. ссылку <http://www.w3.org/TR/xmlsig-core/>

Таблица 2. Заголовок подписанного SOAP-сообщения имеет следующую структуру:

Название элемента	Описание элемента
wsse:Security	Элемент заголовка, который содержит всю информацию, касающуюся WS-Security.
Ds:Signature	Элемент, предусмотренный стандартом XMLSignature, предназначен для передачи электронной цифровой подписи. Внутри этого элемента находятся элементы ds:SignedInfo, ds:SignatureValue и ds:KeyInfo.

Ds:SignedInfo	Элемент, содержащий идентификатор алгоритма каноникализации (ds:CanonicalizationMethod), идентификатор алгоритма подписи (ds:SignatureMethod) и один или несколько элементов ds:Reference, содержащих информацию о подписанном XML.
Ds:CanonicalizationMethod	Элемент, содержащий в атрибуте Algorithm идентификатор алгоритма каноникализации. Рекомендуется использовать алгоритм "ExclusiveXMLCanonicalization1.0" (http://www.w3.org/TR/xml-exc-c14n/). Идентификатор этого алгоритма: http://www.w3.org/2001/10/xml-exc-c14n# - приведен в примере выше. Этот алгоритм реализован, например, в библиотеке ApacheXMLSecurity (http://santuario.apache.org/index.html).
Ds:SignatureMethod	Элемент, содержащий в атрибуте Algorithm идентификатор алгоритма подписи.
Ds:SignatureValue	Значение электронной цифровой подписи, закодированное Base64.
Ds:Reference	Элемент, описывающий подписанный XML. В атрибуте URI указывается идентификатор подписанного XML-элемента, находящегося в теле SOAP-сообщения. В примере: URI="#testId". При этом в теле сообщения имеем: <testwsu:Id="testId">. Это означает, что подписан элемент test. Элемент ds:Reference содержит список преобразований, применяемых к подписываемому XML-элементу (ds:Transforms), идентификатор алгоритма хэширования (ds:DigestMethod) и хэш подписываемого XML-элемента (ds:DigestValue).
Ds:Transforms	Упорядоченный список преобразований, применяемых к подписываемому XML-элементу перед применением алгоритма хэширования.
Ds:Transform	Элемент, содержащий в атрибуте Algorithm идентификатор алгоритма преобразования, - чаще всего идентификатор алгоритма каноникализации. Рекомендуется использовать алгоритм "ExclusiveXMLCanonicalization1.0" (http://www.w3.org/TR/xml-exc-c14n/). Идентификатор этого алгоритма: http://www.w3.org/2001/10/xml-exc-c14n# - приведен в примере выше. Этот алгоритм реализован, например, в библиотеке ApacheXMLSecurity (http://santuario.apache.org/index.html).
Ds:DigestMethod	Элемент, содержащий идентификатор алгоритма хэширования в атрибуте Algorithm.
Ds:DigestValue	Значение хэш-функции подписываемого XML-элемента, закодированное Base64.

Ds:KeyInfo	Элемент, содержащий информацию об открытом ключе отправителя сообщения. Эта информация позволяет проверить электронную цифровую подпись без дополнительных допущений относительно контекста, в рамках которого было получено сообщение.
Ds:X509Data/ ds:X509Certificate	Сертификат X.509 отправителя сообщения, закодированный Base64.

Требования к средствам электронных коммуникаций, компьютерному и коммуникационному оборудованию

18. Требования к средствам электронных коммуникаций:

Средства электронных коммуникаций, обеспечивающие обмен информацией между сторонами-участниками информационного взаимодействия в электронном виде и соответствующие техническим условиям, соответствующие требованиям законодательства.

19. Транспортная коммуникационная среда включает:

каналы передачи данных;

коммуникационное оборудование;

аппаратную защиту данных при передаче по каналам связи от копирования, утраты, утечки, уничтожения, искажения или подделки за счет несанкционированного доступа и специальных воздействий и обеспечивать скорость обмена информацией не менее 1 Мб/с.

20. Обмен данными между системами соответствует следующим форматам:

использовать HTTPS, с применением регистрационных свидетельств SSL, выданных Национальным удостоверяющим центром Республики Казахстан, в качестве транспортного протокола;

использовать SOAP протокол (Simple Object Access Protocol) в качестве протокола взаимодействия;

в рамках взаимодействия по протоколу SOAP, использовать электронную цифровую подпись цифровой системы, выданной Национальным удостоверяющим центром Республики Казахстан, в соответствии спецификации WS-security;

язык описания WSDL;

язык XSD для описания структур данных, подписываемых электронной цифровой подписью;

структура подписанного электронно-цифровой подписью XML-файла соответствует спецификации консорциума W3C "XML - Signature Syntax and Processing" (Синтаксис и обработка подписи XML).

21. Транспортный протокол.

Для передачи данных используется транспортный протокол TCP/IP. До запуска информационного обмена в промышленный режим обеспечивается выполнение следующих процедур:

проведение тестирования информационного обмена на тестовом стенде;

проведение опытной эксплуатации информационного взаимодействия системы субъекта и Системы посредством внешнего шлюза "цифрового правительства" и шлюза "цифрового правительства";

проведение анализа результатов опытной эксплуатации, при необходимости обеспечение доработки программного обеспечения.

22. При наличии фактов нарушений Администраторы системы субъекта Системы и внешнего шлюза "цифрового правительства" и шлюза "цифрового правительства" проводят анализ для выявления и устранения причин. Анализ фактов нарушений в учете приема/передачи сообщений проводится Администраторами системы субъекта, Системы ежедневно.

Требования к взаимодействию посредством VPN-туннеля

23. VPN-туннель организуется с применением аппаратных средств криптографической защиты информации сертифицированных в соответствии с СТ РК 1073 не ниже 3 уровня безопасности.

24. На средствах криптографической защиты информации используется алгоритм шифрования в соответствии с СТ РК 1073.

25. Владельцы внешних цифровых объектов самостоятельно приобретают аппаратные средства криптографической защиты информации для организации взаимодействия по средствам VPN-туннеля. При этом приобретаемые аппаратные средства криптографической защиты информации, совместимые с установленными на стороне внешнего шлюза "цифрового правительства" аппаратными средствами криптографической защиты информации.

Требования к внешним интерфейсам

26. Внешняя цифровая система при подключении к сервису получения сведений соответствует положениям пп.7 и пп.11) п.139 Постановления Правительства Республики Казахстан от 20 декабря 2016 года № 832 "Об утверждении единых требований в области информационно-коммуникационных технологий и обеспечения информационной безопасности".

27. Порядок интеграции внешних систем субъектов и Системы соответствует Правилам интеграции объектов информатизации "Цифрового правительства", утвержденным приказом и.о. Министра информации и коммуникаций Республики Казахстан от 29 марта 2018 года № 123.

28. Для реализации различного рода протоколов взаимодействия следует использовать открытые стандарты, созданные на основе языка XML как языка описания информации. Его открытость дает гарантию независимости систем в пределах Национальной цифровой инфраструктуры от различных поставщиков программных решений и обеспечить их механизмом развития цифровых ресурсов в будущем.

29. Язык XML используется в качестве стандарта представления передаваемых данных. Базирующиеся на стандарте XML протоколы сервисного взаимодействия такие, как SOAP (Simple Object Access Protocol) – для описания формата принимаемых и посылаемых сообщений, WSDL (Web Services Description Language) – для описания интерфейсов сервиса, UDDI (Universal Description, Discovery and Integration) - для создания каталога доступных сервисов сейчас широко используются для решения многих прикладных задач, поскольку они обеспечивают практически полную независимость от языков программирования и производителей программного обеспечения.

Глава 3. Порядок выполнения процесса взаимодействия

Порядок взаимодействия между субъектами

30. Настоящая глава описывает процедуру интеграции через платформу "Smart Bridge" (см. в Приложении 1).

31. В рамках своих полномочий Подведомственная организация обеспечивает прием заявок через платформу "Smart Bridge".

32. Интеграция осуществляется на уровне модернизированного Шлюза "цифрового правительства" (ШЦП 2.0). Порядок интеграции системы субъекта, внешнего шлюза "цифрового правительства" и шлюза "цифрового правительства", Системы соответствующей Правилам интеграции объектов информатизации "электронного правительства", утвержденные приказом и.о. Министра информации и коммуникаций Республики Казахстан от 29 марта 2018 года № 123 "Об утверждении Правил интеграции объектов информатизации "электронного правительства".

33. Назначение участников информационного взаимодействия:

система субъекта – является поставщиком информации;

внешний шлюз "цифрового правительства"/ шлюз "цифрового правительства" – является универсальной транспортной средой обмена электронными сообщениями цифровых систем "цифрового правительства";

Система – является получателем информации.

Подведомственная организация уполномоченного органа - является разработчиком системы Системы уполномоченного органа.

бизнес-процесс интеграции представлен на рисунке 1.

34. Суточные данные подлежат обязательной отправке ежедневно в фиксированное время, строго в 00:00.

35. Данные в режиме реального времени передаются с интервалом в два часа, начиная с 02:00. Данный график отправки позволяет поддерживать актуальность информации в режиме реального времени, обеспечивая бесперебойное функционирование системы.

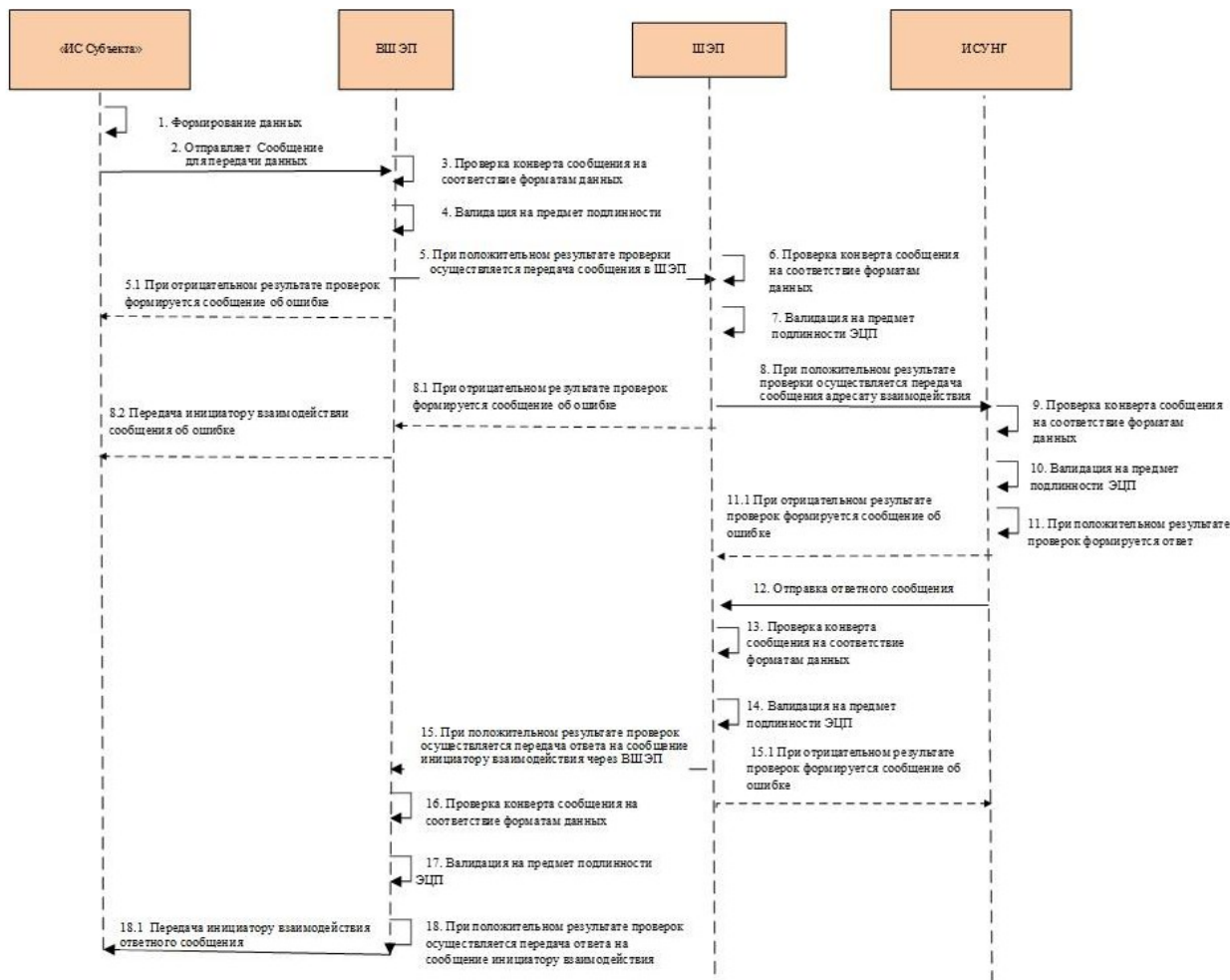


Рисунок 1 - Диаграмма информационного взаимодействия система субъекта / внешний шлюз "цифрового правительства" / шлюз "цифрового правительства"/Система

Порядок информационного обмена

36. Информационный обмен между системой субъекта и Системой посредством внешнего шлюза "цифрового правительства" и шлюза "цифрового правительства" осуществляется посредством электронных сообщений в XML-формате с использованием электронной цифровой подписи выпущенной Национальным удостоверяющим центром Республики Казахстан.

37. В целях обеспечения безопасности взаимодействия между системами электронный документ содержит учетную запись\пароль и транспортную подпись взаимодействующей системы, выпущенную Национальным удостоверяющим центром Республики Казахстан, при этом, бизнес данные подписываются цифровым сертификатом владельца цифровой системы, так как сообщения обрабатываются в этих системах без участия пользователей.

38. Электронные документы подразделяются на следующие два типа: "запрос" и "ответ". Инициализирующим информационный обмен электронным документом является сообщение типа "запрос". На электронный документ типа "запрос" получатель высылает отправителю электронный документ типа "ответ".

39. Сообщение типа запрос передается из системы субъекта через внешний шлюз "цифрового правительства" и шлюз "цифрового правительства" в Систему, а ответ передается синхронно из Системы через шлюз "цифрового правительства" и внешнего шлюз "цифрового правительства" в систему субъекта.

40. Взаимодействие систем осуществляется с использованием технологии веб-сервисов через внешний шлюз "цифрового правительства" и шлюз "цифрового правительства".

41. Отправка данных производится в соответствии с Приложением 2 к настоящим техническим требованиям. При увеличении данных подлежащих обмену, сроки по отправке данных будут пересмотрены по согласованию с уполномоченным органом.

42. Взаимодействие системы субъекта и Системы производится в синхронном режиме.

43. Обмен данными производится путем передачи SOAP-сообщений. В качестве транспорта доставки таких сообщений выступает протокол HTTP(S).

44. Система записывает в журнал событий факт получения/отправки сообщений с соответствующим кодом. При заполнении журнала событий, данные архивируются по мере заполнения. Архив содержит данные за последние 3 года с момента передачи данных в Системе.

45. Фиксация всех временных параметров в процессе обработки данных производится по времени г. Астана.

46. В процессе развития взаимодействия структура и формат данных изменяются по согласованию взаимодействующих сторон, в зависимости от изменения и дополнения получаемых сведений.

Порядок обработки запроса

47. Система субъекта формирует данные (запрос) в соответствии с приложениями к настоящим техническим требованиям, подписывает системной электронной цифровой

подписи системы субъекта, передает запрос во внешний шлюз "цифрового правительства" по сервису ISUN_Service / ISUN_Service2 и выполняет запись запроса в журнале событий.

48. При отсутствии технических неполадок запрос системы субъекта поступает на внешний шлюз "цифрового правительства" и проходит валидацию на предмет подлинности системной электронной цифровой подписи системы субъекта.

49. Внешний шлюз "цифрового правительства" принимает запрос, проводит авторизацию инициатора взаимодействия, проверяет права на указанное взаимодействие. В случае не успешного результата проверки возвращает в систему субъекта сообщение об ошибке. В случае успешной проверки передает его в шлюз "цифрового правительства".

50. Шлюз "цифрового правительства" принимает запрос, выполняет проверку целостности сообщения, валидности электронно-цифровой подписи системы субъекта и выполняет проверку заголовка сообщения, конверта сообщения на соответствие форматам данных сообщений синхронного канала шлюза "цифрового правительства". Проводит авторизацию инициатора взаимодействия, проверяет права на указанное взаимодействие. В случае не успешного результата проверки возвращает в систему субъекта сообщение об ошибке. В случае успешной проверки передает его по сервису ISUN_Service / ISUN_Service2 в Системе.

51. Система проверяет целостность сообщения, валидность электронно-цифровой подписи системы субъекта и проводит авторизацию инициатора взаимодействия. В случае неуспешной проверки подписывает его электронно-цифровой подписью Системы и возвращает шлюзу "цифрового правительства" сообщение об ошибке. В случае успешной проверки формирует ответ о получении запроса, подписывает его электронно-цифровой подписью Системы и отправляет его шлюз "цифрового правительства".

52. Шлюз "цифрового правительства" выполняет проверку целостности сообщения, валидность электронно-цифровой подписи Системы и заголовка сообщения. В случае успешной проверки передает полученный ответ на внешний шлюз "цифрового правительства".

53. Внешний шлюз "цифрового правительства" проводит авторизацию инициатора взаимодействия, проверяет права на указанное взаимодействие. В случае неуспешной проверки возвращает в Систему сообщение об ошибке. В случае успешной проверки передает полученный ответ в систему субъекта.

54. Система субъекта завершает процесс обмена.

55. Система субъекта фиксирует завершение информационного обмена.

56. Технологические перерывы в работе системы субъекта и Системы заранее оговариваются и согласовываются администраторами системы субъекта / Системы и администратором внешнего шлюза "цифрового правительства" и шлюза "цифрового

правительства" за три дня до начала их проведения (по умолчанию технологические перерывы приходятся на ночное время с 22:00 до 6.00, а также в выходные и праздничные дни).

57. Данные направляются с интервалом в 2 часа, а также ежедневно, в соответствии с Приложением 2.

Виды сообщений, процессы системы субъекта и Системы, при которых они формируются, приведены в Таблице 1.

Таблица 1 – Виды сообщений

Сообщение		Процессы системы субъекта и Системы посредством внешнего шлюза "цифрового правительства" и шлюза "цифрового правительства"	Отправитель	Получатель
Наименование	Тип			
1	2	3	4	5
Виды сообщений				
Сообщение "запрос"	запрос	Инициатор системы субъекта	системы субъекта	Системы
Сообщение "ответ"	ответ	субъекта	Системы	системы субъекта

Требование к кибербезопасности

58. Цифровая система, взаимодействующая с Системой, соответствует требованиям кибербезопасности согласно национальным стандартам Республики Казахстан (пункт 2 настоящего документа).

59. Все каналы связи, защищены с помощью сертифицированных средств криптографической защиты информации, соответствующих требованиям, установленным СТ РК 1073. "Средства криптографической защиты информации".

60. Доступ третьих лиц ко всем техническим средствам, каналам связи и поддерживающим системам взаимодействия (электропитания, вентиляции, кондиционирования и т.п.) исключен.

61. Доступ к электронным сервисам цифровых систем участников взаимодействия осуществляется с использованием сертифицированных средств межсетевое экранирования.

62. Программными средствами протоколируются факты приема и отправки каждого информационного сообщения в рамках системы взаимодействия с указанием уникального в рамках электронного сервиса идентификатора сообщения, направления сообщения, даты, времени, адресата и контрольной суммы сообщения.

63. Администрирование и сопровождение оборудования, обеспечивающего криптографическую защиту каналов связи, производится только участником взаимодействия либо уполномоченными им лицами.

64. В целях обеспечения защиты информации, содержащейся в цифровых системах, подключенных к системе взаимодействия, участники информационного взаимодействия:

обеспечивают при обслуживании цифровой систем, подключенных к интеграционной шине, исполнение установленных требований по цифровой, производственной, технологической и противопожарной безопасности;

осуществляют контроль доступа посторонних лиц к техническим средствам и каналам связи в контролируемой зоне участника взаимодействия, включая время проведения ремонтных работ и уборки помещений;

обеспечивают обслуживание цифровых систем, подключенных к интеграционной шине, только лицами, имеющими право доступа к информации, содержащейся в указанных цифровых системах;

принимают необходимые и достаточные меры, исключающие доступ посторонних лиц к защищаемой информации, в том числе парольной и ключевой информации, хранящейся на используемых и отчуждаемых носителях информации;

осуществляют учет лиц, имеющих доступ к конечному оборудованию, обеспечивающему криптографическую защиту каналов связи интеграционной шины, расположенной в контролируемой зоне участника взаимодействия, а также лиц, имеющих возможность изменения конфигурации цифровых систем данного участника взаимодействия, подключенных к интеграционной шине.

65. В целях обеспечения полноценного функционирования интеграционной шины и подключенных к ней цифровых систем каждый участник взаимодействия:

обеспечивает возможность оперативного переключения на резервный канал с сохранением функций обеспечения безопасности информации для всех каналов связи, выход из строя которых может существенно повлиять на доступность цифровых систем, подключенных к интеграционной шине;

обеспечивает возможность оперативной замены оборудования, обеспечивающего криптографическую защиту каналов связи, используемых участником взаимодействия для осуществления информационного обмена в рамках интеграционной шины, в случае выхода такого оборудования из строя.

66. Наличие функции архивации данных со сроком хранения не менее одного месяца.

Примечание:

Система субъекта – цифровая система субъекта, осуществляющего деятельность в сфере оборота сырой нефти и газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа);

Шлюз "цифрового правительства" – шлюз "цифрового правительства" – цифровая система, предназначенная для интеграции цифровых объектов "цифрового правительства" с иными цифровыми объектами "цифрового правительства";

Внешний шлюз "цифрового правительства" – подсистема шлюза "цифрового правительства", предназначенная для обеспечения взаимодействия цифровых систем, находящихся в единой транспортной среде государственных органов, с цифровыми системами, находящимися вне единой транспортной среды государственных органов;

Протокол ДеффиХелмана – криптографический протокол, позволяющий двум и более сторонам обменяться заранее согласованным общим секретным ключом, используя пару публичных и частных ключей в незащищенном от прослушивания канале связи;

XML – расширяемый язык разметки (eXtensibleMarkupLanguage) - расширяемый язык разметки, используемый для хранения и передачи данных в структурированном и машиночитаемом формате;

VPN – Virtual Private Network – виртуальная частная сеть для обмена информацией двух узлов;

TCP – (Transmission Control Protocol) – один из основных Протоколов передачи данных Интернета, предназначенный для управления передачей данных:

URL – (Uniform Resource Locator) – единообразный локатор (определитель местонахождения) ресурса, указывает адрес сервиса объекта информатизации;

Публичный Peer IP- адрес – уникальный IP-адрес устройства, терминирующего VPN-туннель и используемого в сети Интернет, на стороне инициатора и/или владельца объекта информатизации;

Транспортная подпись – электронная цифровая подпись, используемая для обеспечения целостности и авторства передаваемых сообщений при информационном взаимодействии цифровой системы с применением спецификации WSSecurity;

Smart Bridge – это платформа, предназначенная для автоматизации процессов интеграции информационных систем;

SOAP – простой протокол доступа к объектам (SimpleObjectAccessProtocol) – протокол, основанный на XML для передачи сообщений при интеграции цифровых систем;

IP – Internet Protocol – сетевая модель передачи данных, представленных в цифровом виде;

XSD – схема - язык описания структуры XML документа;

WSDL – язык описания веб-сервисов и доступа к ним, основанный на языке XML.

Приложение 1
к Требованиям
к информационному
взаимодействию Единой
государственной системы
топливно-энергетического
комплекса с цифровой системой
субъекта топливно-энергетического
комплекса

Инструкция по подаче заявки в smart bridge

1. Подача заявки на подключение к сервису.

Для подключения к сервису необходимо:

1) Юридическое лицо на портале "Smart Bridge" регистрируется при первом входе сотрудника/первого руководителя вне зависимости от должности (регистрируется организация, не сотрудник) при первом входе в Личный кабинет "Smart Bridge".

2) Перейти на главную страницу, выбрать:

-Все сервисы;

-Промышленность;

-"Универсальный сервис информационной системы учета сырой нефти, газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа)", размещенного на "Smart Bridge" и нажать

Подключиться

(рисунок 1,2).

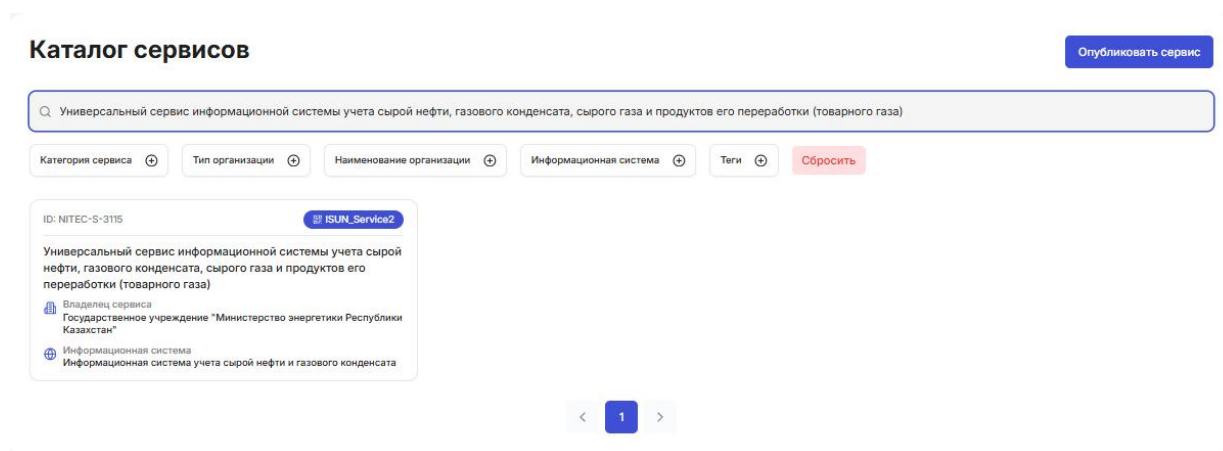


Рисунок 1.

Универсальный сервис информационной системы учета сырой нефти, газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа)

Подключиться

Владелец

Государственное учреждение "Министерство энергетики Республики Казахстан"

Контактное лицо владельца

Дүйсет Айгерім - Эксперт Департамента разработки информационных систем и развития искусственного интеллекта

Почта: algerim.duiset@sactek.kz
Телефон: +77172767876

Контактное лицо разработчика

Дүйсет Айгерім - Эксперт Департамента разработки информационных систем и развития искусственного интеллекта

Почта: isun@sactek.kz
Телефон: +77172574482

Информационная система

Информационная система учета сырой нефти и газового конденсата

Назначение сервиса

Шикі мұнайды, газ конденсатын, шикі газды және оны өңдеу өнімдерін (тауарлық газ) есепке алудың ақпараттық жүйесі белгіленген тәртіппен қабылданған қолданыстағы нормативтік және техникалық құжаттардың талаптарына сәйкес тұтынушыға жеткізуге дайындалған, айналымдағы шикі мұнай мен газ конденсатының саны туралы деректерді автоматтандырылған жинауға, өңдеуге, сақтауға және пайдалануға арналған.

Ключ сервиса

ISUN_Service2

Режим взаимодействия

Синхронный / SOAP

Контур взаимодействия

Вне ETC GO

EPIR ID

NITEC-S-3115

Требования

XSD

Пример запроса

Пример ответа

Форматы ШЭП

Формат данных

Сервис предоставляет персональные данные: Нет

Схемы сервиса: Проверка не пройдена (01.03.2026 03:01)

Количество подключений к сервису: 52

Актуальность данных: Актуально, подтверждено (13.03.2026 11:01)

Учет газового конденсата

ИСУН

Учет сырой нефти

Мониторинг добычи газового конденсата

Рисунок 2.

3) В открывшемся окне ознакомиться с Требованиями к взаимодействию с сервисом и нажать на галочку и активировать чекбокс

Соглашаюсь с данными требованиями

после чего

Сохранить

и

Далее >

4) В открывшемся окне заполнить поля формы Заявки на подключение к сервису:

Таблица 1.

Наименование поля	Описание	Пример
Владелец сервиса		
Наименование организации	Наименование организации владельца сервиса (заполняется автоматически)	Подведомственная организация
БИН/ИИН организации	БИН/ИИН организации владельца сервиса (заполняется автоматически)	021240003265
Клиент сервиса		

Наименование организации	Наименование организации клиента сервиса (заполняется автоматически)	АО/ТОО "Нефть"
БИН/ИИН организации	БИН/ИИН организации клиента сервиса (заполняется автоматически)	123456789111
Основание для подключения	Укажите основание для подключения к выбранному сервису	В соответствии со статьей 144 Кодекса Республики Казахстан "О недрах и недропользовании".
Вложение основания для подключения	Прикрепите файл с расширением .doc, .docx, .pdf, .zip, .7z, .gz, .tar	Не обязательно
Ответственное лицо		
ФИО	Заполняется автоматически из электронно-цифровой подписи авторизованного пользователя	ФИО
Контактный телефон	Укажите контактный номер телефона ответственного лица	8 701 000 00 00
Email	Укажите Email ответственного лица	ao/tooneft@mail.ru
Информационная система клиента сервиса		
Наименование информационной системы	система субъекта	Пример АО\ТОО\ИП "Наименование организации"
Логин системы	Логин системы	
Пароль(тест)	Укажите пароль системы	
Пароль(прод)	Укажите пароль системы	
IP-адрес системы (тест)	Укажите IP-адрес системы в тестовой среде	
Порт системы (тест)	Укажите порт системы в тестовой среде	
IP-адрес системы (продуктив)	Укажите IP-адрес системы в промышленной среде	
Порт системы (продуктив)	Укажите порт системы в промышленной среде	
Протокол (тест)	Укажите протокол системы в тестовой среде	TCP
Протокол (продуктив)	Укажите протокол системы в промышленной среде	TCP
Контур взаимодействия:	Переключатель "В ЕТС ГО" / "Вне ЕТС ГО";	Вне ЕТС ГО
Имеется VPN-туннель для данной системы?	Переключатель "нет"/"да". Данное поле доступно, если Контур взаимодействия "В ЕТС".	
Сертификат открытого ключа транспортной электронной цифровой подписи системы	Прикрепите файл с расширением .cer или .crt	ФИО или наименование.cer
	Данный документ прикрепляют только ГОСУДАРСТВЕННЫЕ	

Акт по результатам испытаний на соответствие требованиям информационной безопасности	ОРГАНЫ. Прикрепите файл с расширением .doc, .docx или .pdf	Только ГО
Данные VPN-туннеля		
Информация о шлюзе VPN	Оборудование, где будет поднят VPN-туннель	Cisco ASA 5585X
Режим туннеля	Выберите из выпадающего списка : туннель или транспорт	Туннель
Публичный Peer IP- адрес	Укажите IP адрес устройства, терминирующего VPN - туннель (белый или публичный адрес)	
Фаза 1: Метод аутентификации	Укажите протокол аутентификации	PSK (Pre-shared key)
Фаза 1: Частный общий ключ	Укажите способ, которым будет передаваться сотрудниками АО " НИТ" пароль от архива с файлом, содержащим частный общий ключ . Частный общий ключ – это сложный пароль для получения доступа к VPN-туннелю.	Нарочно
Фаза 1: Тип криптографии	Выберите тип криптографии	IKEv1
Фаза 1: Протокол Деффи-Хеллмана	Укажите группу Деффи-Хеллмана	Group 14
Фаза 1: Криптографический алгоритм	Укажите алгоритм преобразования данных	AES-256
Фаза 1: Алгоритм хеширования	Укажите алгоритм хеширования данных	SHA256
Фаза 1: Срок действия (для пересмотра построения туннеля)	Время жизни ключа сеанса - сколько времени проходит до смены ключа. Значение по умолчанию равно 86400 секунд.	default
Фаза 2: Инкапсуляция	Выберите ESP (Encapsulating Security Payload) или AH (Authentication Header)	(ESP
Фаза 2: Криптографический алгоритм	Укажите алгоритм преобразования данных	AES 256
Фаза 2: Метод алгоритма	Укажите алгоритм хеширования данных	SHA 256
Фаза 2: Группа совершенной прямой секретности	Укажите группу Деффи-Хеллмана	Group 14
Фаза 2: Срок действия (для пересмотра построения туннеля)	Время жизни ключа сеанса - сколько времени проходит до смены ключа. Значение по умолчанию равно 86400 секунд.	default

Фаза 2: Величина в Кб (для пересмотра построения туннеля)	Время жизни ключа сеанса – сколько трафика проходит до смены ключа.	default
Электронный сервис №1: Система		
Ключ сервиса	Заполняется автоматически	ISUN_Service 2
Сервис предоставляет персональные данные	Заполняется автоматически	Нет
Режим взаимодействия сервиса	Заполняется автоматически	Синхронный

5) Чтобы сохранить черновик заявки нажать кнопку

Сохранить

. Заявка отобразится в папке "Проекты" во вкладке Мои заявки ЛК.

6) Чтобы отправить заявку в работу нажать на кнопку

Далее >

, проверить значения полей и, если данные корректны, нажать кнопку

Подписать ЭЦП

. Осуществить подписание Заявки с помощью электронно-цифровой подписи. Заявка переходит в папку "Исходящие".

7) После подписания электронно-цифровой подписи можно распечатать Заявку на подключение путем нажатия на кнопку в верхнем правом углу заявки.

8) После получения заявки на интеграцию с портала "Smart Bridge" в службу поддержки, технический специалист АО "Национальные информационные технологии" настраивает VPN Tunnel со своей стороны и передает нарочно pre - shared key (PSK), уполномоченному сотруднику организации, данные которого указаны в Заявке на публикацию.

9) После получения PSK, подключаемая организация осуществляет настройку VPN соединения со своей стороны, самостоятельно.

10) Для организации VPN соединения по технологии IP Sec:

наличие технического специалиста на стороне организации, подключаемой к внешнему шлюзу "цифрового правительства", обладающего навыками построения туннелирования (IP SecVPN соединение);

наличие телекоммуникационного устройства на стороне организации, подключаемой к внешнему шлюзу "цифрового правительства", поддерживающего технологии IP SEC VPN (с поддержкой IKEv2);

использование на стороне организации, подключаемой к внешнему шлюзу "цифрового правительства" только статических публичных IP-адресов при организации VPN соединений;

наличие со стороны подключаемой организации выделенного канала Интернет, организованного посредством наземных линий связи, с пропускной способностью не менее 10 Мбит/с;

срок действия VPN соединения не ограничен.

Формирование акта тестирования сервиса.

Для формирования акта необходимо:

- 1) Просмотреть уведомление об изменении статуса заявки на "Отправлено";
- 2) Перейти в Заявку путем нажатия на ссылку в уведомлении или на номер заявки в папке "Входящие";
- 3) В случае необходимости отредактировать поля Заявки на подключение к сервису;
- 4) Заполнить поля формы акта:

Таблица 2.

Наименование поля	Описание	Пример
Наименование владельца сервиса	Наименование организации владельца сервиса (заполняется автоматически)	Подведомственная организация
Наименование клиента сервиса	Наименование организации клиента сервиса (заполняется автоматически)	АО/ТОО "Нефть"
Информационная система владельца сервиса	Заполняется автоматически с Заявки	Информационная система учета сырой нефти и газового конденсата, сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа)
Информационная система клиента сервиса	Заполняется автоматически с Заявки	
Наименование сервиса	Заполняется автоматически с Заявки	
Ключ сервиса	Заполняется автоматически с Заявки	
Сценарий тестирования	Прикрепите файл со сценарием тестирования	
Дата ввода в промышленную эксплуатацию	Укажите дату ввода в промышленную эксплуатацию. У администратора ШЭП есть возможность изменения даты ввода в промышленную эксплуатацию.	

5) Нажать на кнопку

Сохранить

, а затем на кнопку

Подписать ЭЦП

. Осуществить подписание Заявки с помощью электронной цифровой подписи. Заявка переходит в папку "Исходящие";

6) После подписания можно распечатать печатное представление Акта путем нажатия на кнопку

 Печать

Приложение 2 к Требованиям
к информационному взаимодействию
Единой государственной системы
топливно-энергетического
комплекса с цифровой системой
субъекта топливно-энергетического
комплекса

Требования к формату и составу данных

Таблица 1.1. Требования к формату данных цеха подготовки и перекачки сырой нефти, установки и подготовки и перекачки газового конденсата

№ п/п	Наименование	Поле	Описание поля	Примечание
1	ID объекта	ID	Идентификатор объекта: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
2	Дата отчетного периода	datetime	Дата и время отчетного периода	Заполняется организацией
3	Тип прибора учета	deviceTypeId	Идентификатор типа прибора учета: Подготовка, хранение – ID: 1; Прием/сдача – ID: 2.	Определяется Подведомственной организацией
4	Тип операции	operationTypeId	Идентификатор типа операции: Подготовка – ID: 6.	Определяется Подведомственной организацией
5	Номер прибора учета в системе	deviceNameId	Идентификатор прибора учета: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
6	Тип продукта	productTypeId	Идентификатор типа продукта: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
7	Уровень	tankLevel	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение уровня	

			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение уровня	Заполняется организацией
8	Объем	volume	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение объема	Заполняется организацией
			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение объема	
9	Суточное значение	isDaily	Отметка о ежесуточных данных Ежесуточные данные: да Ежесуточные данные: нет	Заполняется организацией
10	Исправность прибора	deviceStatus	Отметка об исправности прибора Прибор в исправном состоянии: да Прибор в исправном состоянии: нет	Заполняется организацией

Таблица 1.2. Требования к формату данных к резервуарным паркам, предназначенные для хранения сырой нефти и газового конденсата

№ п/п	Наименование	Поле	Описание поля	Примечание
1	ID объекта	ID	Идентификатор объекта: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
2	Дата отчетного периода	datetime	Дата и время отчетного периода	Заполняется организацией
3	Дата регистрации показателей	regdatetime	Дата и время регистрации показателей	Заполняется организацией
4	Тип прибора учета	deviceTypeId	Идентификатор типа прибора учета: Подготовка, хранение – ID: 1; Прием/сдача – ID: 2.	Определяется Подведомственной организацией
5	Тип операции	operationTypeId	Идентификатор типа операции: Хранение – ID: 7.	Определяется Подведомственной организацией

6	Номер прибора учета в системе	deviceNameId	Идентификатор прибора учета: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
7	Тип продукта	productTypeId	Идентификатор типа продукта: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
8	Уровень	tankLevel	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение уровня	Заполняется организацией
			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение уровня	
9	Объем	volume	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение объема	Заполняется организацией
			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение объема	
10	Суточное значение	isDaily	Отметка о ежесуточных данных Ежесуточные данные: да Ежесуточные данные: нет	Заполняется организацией
11	Исправность прибора	deviceStatus	Отметка об исправности прибора Прибор в исправном состоянии: да Прибор в исправном состоянии: нет	Заполняется организацией

Таблица 1.3. Требования к формату данных к пунктам приема-сдачи сырой нефти, наливным-сливным автомобильным, железнодорожным эстакадам и трубопроводам

№	Наименование	Поле	Описание поля	Примечание
1	ID объекта	ID	Идентификатор объекта: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией

2	Дата отчетного периода	datetime	Дата и время отчетного периода	Заполняется организацией
3	Дата регистрации показателей	regdatetime	Дата и время регистрации показателей	Заполняется организацией
4	Тип прибора учета	deviceTypeId	Идентификатор типа прибора учета: Подготовка, хранение – ID: 1; Прием/сдача – ID: 2.	Определяется Подведомственной организацией
5	Тип операции	operationTypeId	Идентификатор типа операции: 1. Прием от нефтедобывающих организации - ID: 1; 2. Сдача на нефтеперерабатывающие заводы - ID: 2; ; 3. Сдача нефтетранспортные организации - ID: 3; 4. Сдача на экспорт - ID: 4; 5. Прием от нефтетранспортных организации - ID: 5; 6. Прием от нефтяных терминалов - ID: 8.	Определяется Подведомственной организацией
6	Номер прибора учета в системе	deviceNameId	Идентификатор прибора учета: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
7	Тип продукта	productTypeId	Идентификатор типа продукта: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
8	ID магистрального нефтепровода	pipelineId	Идентификатор магистрального нефтепровода: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
9	Объем	volume	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение объема	

			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение объема	Заполняется организацией
10	Масса на начало отчетного периода	massflowbegin	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение массы При двухчасовом сборе данных Масса на начало отчетного периода	Заполняется организацией
11	Масса на конец отчетного периода	massflowend	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение массы При двухчасовом сборе данных Масса на конец отчетного периода	Заполняется организацией
12	Масса	mass	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение массы При двухчасовом сборе данных Отгруженная масса за отчетный период	Заполняется организацией
13	Суточное значение	isDaily	Отметка о ежесуточных данных Ежесуточные данные: да Ежесуточные данные: нет	Заполняется организацией
14	Исправность прибора	deviceStatus	Отметка об исправности прибора Прибор в исправном состоянии: да Прибор в исправном состоянии: нет	Заполняется организацией

Таблица 1.4. Требования к формату данных для комплексной подготовки сырого газа

№	Наименование	Поле	Описание поля	Примечание
			Идентификатор объекта:	

1	ID объекта	ID	Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
2	Дата отчетного периода	datetime	Дата и время отчетного периода	Заполняется организацией
3	Дата регистрации показателей	regdatetime	Дата и время регистрации показателей	Заполняется организацией
4	Тип прибора учета	deviceTypeId	Идентификатор типа прибора учета: Подготовка, хранение – ID: 10; Прием/сдача – ID: 11.	Определяется Подведомственной организацией
5	Тип операции	operationTypeId	Идентификатор типа операции Подготовка – ID: 17	Определяется Подведомственной организацией
6	Номер прибора учета в системе	deviceNameId	Идентификатор прибора учета: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
7	Тип продукта	productTypeId	Идентификатор типа продукта: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
8	Температура	temperature	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение температуры	Заполняется организацией
			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение температуры	
9	Объем	volume	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение объема	Заполняется организацией
			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение объема	
10	Давление	pressure	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение давления	

			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение давления	Заполняется организацией
11	Суточное значение	isDaily	Отметка о ежесуточных данных Ежесуточные данные: да Ежесуточные данные: нет	Заполняется организацией
12	Исправность прибора	deviceStatus	Отметка об исправности прибора Прибор в исправном состоянии: да Прибор в исправном состоянии: нет	Заполняется организацией

Таблица 1.5. Требования к формату данных для факельной установки, предназначенной для технологического неизбежного сжигания сырого газа

№	Наименование	Поле	Описание поля	Примечание
1	ID объекта	ID	Идентификатор объекта: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
2	Дата отчетного периода	datetime	Дата и время отчетного периода	Заполняется организацией
3	Дата регистрации показателей	regdatetime	Дата и время регистрации показателей	Заполняется организацией
4	Тип прибора учета	deviceTypeId	Идентификатор типа прибора учета: Подготовка, хранение – ID: 10; Прием/сдача – ID: 11.	Определяется Подведомственной организацией
5	Тип операции	operationTypeId	Идентификатор типа операции Подготовка – ID: 17	Определяется Подведомственной организацией
6	Номер прибора учета в системе	deviceNameId	Идентификатор прибора учета: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
			Идентификатор типа продукта:	

7	Тип продукта	productTypeId	Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
8	Температура	temperature	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение температуры	Заполняется организацией
			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение температуры	
9	Объем	volume	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение объема	Заполняется организацией
			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение объема	
10	Давление	pressure	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение давления	Заполняется организацией
			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение давления	
11	Суточное значение	isDaily	Отметка о ежесуточных данных Ежесуточные данные: да Ежесуточные данные: нет	Заполняется организацией
12	Исправность прибора	deviceStatus	Отметка об исправности прибора Прибор в исправном состоянии: да Прибор в исправном состоянии: нет	Заполняется организацией

Таблица 1.6. Требования к формату данных для установки, предназначенной для использования сырого газа на собственные технологические нужды

№	Наименование	Поле	Описание поля	Примечание

1	ID объекта	ID	Идентификатор объекта: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
2	Дата отчетного периода	datetime	Дата и время отчетного периода	Заполняется организацией
3	Дата регистрации показателей	regdatetime	Дата и время регистрации показателей	Заполняется организацией
4	Тип прибора учета	deviceTypeId	Идентификатор типа прибора учета: Подготовка, хранение – ID: 10; Прием/сдача – ID: 11.	Определяется Подведомственной организацией
5	Тип операции	operationTypeId	Идентификатор типа операции Подготовка – ID: 17	Определяется Подведомственной организацией
6	Номер прибора учета в системе	deviceNameId	Идентификатор прибора учета: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
7	Тип продукта	productTypeId	Идентификатор типа продукта: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
8	Температура	temperature	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение температуры	Заполняется организацией
			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение температуры	
9	Объем	volume	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение объема	Заполняется организацией
			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение объема	
			При ежесуточном сборе данных	

10	Давление	pressure	Среднесуточное значение давления	Заполняется организацией
			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение давления	
11	Суточное значение	isDaily	Отметка о ежесуточных данных Ежесуточные данные: да Ежесуточные данные: нет	Заполняется организацией
12	Исправность прибора	deviceStatus	Отметка об исправности прибора Прибор в исправном состоянии: да Прибор в исправном состоянии: нет	Заполняется организацией

Таблица 1.7. Требования к формату данных к установке обратной закачки сырого газа

№	Наименование	Поле	Описание поля	Примечание
1	ID объекта	ID	Идентификатор объекта: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
2	Дата отчетного периода	datetime	Дата и время отчетного периода	Заполняется организацией
3	Дата регистрации показателей	regdatetime	Дата и время регистрации показателей	Заполняется организацией
4	Тип прибора учета	deviceTypeId	Идентификатор типа прибора учета: Подготовка, хранение – ID: 10; Прием/сдача – ID: 11.	Определяется Подведомственной организацией
5	Тип операции	operationTypeId	Идентификатор типа операции Подготовка – ID: 17	Определяется Подведомственной организацией
6	Номер прибора учета в системе	deviceNameId	Идентификатор прибора учета: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией

7	Тип продукта	productTypeId	Идентификатор типа продукта: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
8	Температура	temperature	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение температуры	Заполняется организацией
			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение температуры	
9	Объем	volume	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение объема	Заполняется организацией
			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение объема	
10	Давление	pressure	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение давления	Заполняется организацией
			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение давления	
11	Суточное значение	isDaily	Отметка о ежесуточных данных Ежесуточные данные: да Ежесуточные данные: нет	Заполняется организацией
12	Исправность прибора	deviceStatus	Отметка об исправности прибора Прибор в исправном состоянии: да Прибор в исправном состоянии: нет	Заполняется организацией

Таблица 1.8. Требования к формату данных к пунктам приема-сдачи (передачи) сырого газа и продуктов его переработки (товарного газа) по газопроводу

№	Наименование	Поле	Описание поля	Примечание
---	--------------	------	---------------	------------

1	ID объекта	ID	Идентификатор объекта: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
2	Дата отчетного периода	datetime	Дата и время отчетного периода	Заполняется организацией
3	Дата регистрации показателей	regdatetime	Дата и время регистрации показателей	Заполняется организацией
4	Тип прибора учета	deviceTypeId	Идентификатор типа прибора учета: Подготовка, хранение – ID: 10; Прием/сдача – ID: 11.	Определяется Подведомственной организацией
5	Тип операции	operationTypeId	Идентификатор типа операции: Прием от газодобывающих организации – ID: 12; Сдача на газоперерабатывающие заводы – ID: 13; Сдача в газотранспортные организации – ID: 14; Сдача на экспорт – ID: 15; Прием от газотранспортных организации – ID: 16; Факельный расход - ID: 19.	Определяется Подведомственной организацией
6	Номер прибора учета в системе	deviceNameId	Идентификатор прибора учета: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
7	Тип продукта	productTypeId	Идентификатор типа продукта: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
			При ежесуточном сборе данных	

8	Температура	temperature	Среднесуточное значение температуры	Заполняется организацией
			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение температуры	
9	Объем	volume	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение объема	Заполняется организацией
			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение объема	
10	Давление	pressure	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение давления	Заполняется организацией
			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение давления	
11	Суточное значение	isDaily	Отметка о ежесуточных данных Ежесуточные данные: да Ежесуточные данные: нет	Заполняется организацией
12	Исправность прибора	deviceStatus	Отметка об исправности прибора Прибор в исправном состоянии: да Прибор в исправном состоянии: нет	Заполняется организацией

Таблица 1.9. Требования к формату данных к подземным хранилищам газа, предназначенные для хранения товарного газа

№ п/п	Наименование	Поле	Описание поля	Примечание
1	ID объекта	ID	Идентификатор объекта: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией

2	Дата отчетного периода	datetime	Дата и время отчетного периода	Заполняется организацией
3	Дата регистрации показателей	regdatetime	Дата и время регистрации показателей	Заполняется организацией
4	Тип прибора учета	deviceTypeId	Идентификатор типа прибора учета: Подготовка, хранение – ID: 10; Прием/сдача – ID: 11.	Определяется Подведомственной организацией
5	Тип операции	operationTypeId	Идентификатор типа операции: Хранение – ID: 18.	Определяется Подведомственной организацией
6	Номер прибора учета в системе	deviceNameId	Идентификатор прибора учета: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
7	Тип продукта	productTypeId	Идентификатор типа продукта: Определяется оператором Системы	Определяется Подведомственной организацией
8	Плотность	density	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение плотности	Заполняется организацией
			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение плотности	
9	Температура	temperature	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение температуры	Заполняется организацией
			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение температуры	
10	Объем	volume	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение объема	Заполняется организацией
			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение объема	

11	Давление	pressure	При ежесуточном сборе данных Среднесуточное значение давления	Заполняется организацией
			При двухчасовом сборе данных Двухчасовое значение давления	
12	Суточное значение	isDaily	Отметка о ежесуточных данных Ежесуточные данные: да Ежесуточные данные: нет	Заполняется организацией
13	Исправность прибора	deviceStatus	Отметка об исправности прибора Прибор в исправном состоянии: да Прибор в исправном состоянии: нет	Заполняется организацией

Приложение 3 к Требованиям
к информационному взаимодействию
Единой государственной системы
топливно-энергетического
комплекса с цифровой системой
субъекта топливно-энергетического
комплекса

Требования к единицам измерения данных с приборов учета

№ п/п	Наименование	Поле	Единица измерения	Примечание
1	Дата отчетного периода	datetime	YYYY-MM-DD	Заполняется организацией
2	Плотность	density	кг/м ³	Заполняется организацией
3	Уровень	tankLevel	см	Заполняется организацией
4	Температура	temperature	С°	Заполняется организацией
5	Объем	volume	м ³	Заполняется организацией
6	Масса	mass	тонна	Заполняется организацией
7	Давление	pressure	кПа	Заполняется организацией

Приложение 4 к Требованиям
к информационному взаимодействию

Форматы конверта шлюза цифрового правительства для синхронного канала

Таблица 1. Форматы конверта шлюза цифрового правительства для синхронного канала

№	Наименование реквизита	Наименование поля	Формат	Размерность	Обязательность
1.	Универсальный синхронный канал (УСК)				
1.1.	Запрос по УСК				
1.1.1.	Информация о сообщении				
1.1.1.1.	Идентификатор сообщения	messageId	текстовый	100	Да
1.1.1.2.	Идентификатор цепочки сообщений	correlationId	текстовый	100	Нет
1.1.1.3.	Идентификатор сервиса	serviceId	текстовый	50	Да
1.1.1.4.	Дата сообщения	messageDate	дата-время	50	Да
1.1.1.5.	Идентификатор маршрута	routeId	текстовый	50	Нет
1.1.1.6.	Идентификатор сессии шлюза цифрового правительства	sessionId	текстовый	50	Нет
1.1.2.	Информация об отправителе				
1.1.2.1.	Идентификатор отправителя	senderId	текстовый	50	Да
1.1.2.2.	Пароль отправителя	password	текстовый	100	Да
1.1.3.	Данные сообщения	Data	произвольный тип данных	нет	Да
1.2.	Ответ по УСК				
1.2.1.	Информация о сообщении				
1.2.1.1.	Идентификатор сообщения	messageId	текстовый	100	Да
1.2.1.2.	Идентификатор цепочки сообщений	correlationId	текстовый	100	Нет
1.2.1.3.	Дата и время ответа	responseDate	дата-время	50	Да

1.2.1.4.	Идентификатор сессии шлюза цифрового правительства	sessionId	текстовый	50	Нет
1.2.2.	Статус сообщения				
1.2.2.1.	Код статуса	code	текстовый	50	Да
1.2.2.2.	Сообщение статуса	message	текстовый	500	Да
1.2.3.	Данные сообщения	data	произвольный тип данных	нет	Да
1.3.	Сообщение об ошибке				
1.3.1.	Код ошибки	errorCode	текстовый	50	Да
1.3.2.	Сообщение	errorMessage	текстовый	1000	Да
1.3.3.	Дата ошибки	errorDate	дата-время	50	Да
1.3.4.	Подошибка	subError	структура		Нет
1.3.5.	Идентификатор сессии шлюза цифрового правительства	sessionId	текстовый	50	Нет

Сообщения об ошибках на синхронном канале шлюза цифрового правительства

Код	Сообщение	Пояснение
SCE001	Сообщение не соответствует формату	Сообщение не соответствует формату
SCE002	Неправильный логин или пароль	Неправильный логин или пароль
SCE003	Пользователь не имеет прав на сервис	Пользователь не имеет прав на сервис
SCE004	Сервис не существует	Сервис не существует
SCE005	Транспортная подпись не актуальная	Если в настройках сервиса указана защита на уровне транспортной подписи. Ошибка проверки транспортной подписи.
SCE006	Не верная транспортная подпись	Если в настройках сервиса указана защита на уровне транспортной подписи. Ошибка проверки транспортной подписи.
SCE007	Сообщение не подписано	Если в настройках сервиса указана защита на уровне транспортной подписи.
Внутренние ошибки шлюза цифрового правительства		
SCIE001	Ошибка передачи запроса	При возникновении сетевой ошибки передачи сообщения
SCIE002	Ошибка передачи Ответного сообщения	При возникновении сетевой ошибки передачи сообщения
SCIE003	Истекло время ожидания Ответного сообщения	При истечении ожидаемого времени получения сообщения с ответом

Универсальная WSDL-спецификация

Универсальная WSDL-спецификация структур данных при обращении на модернизированный шлюз цифрового правительства. Форматы сообщений обмена соответствуют форматам шлюза "цифрового правительства" согласно правил интеграции.

ISyncChannel.wsdl

```
<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
  <wsdl:definitions name="ISyncChannel" targetNamespace="http://bip.bee.kz/
SyncChannel/v10/Interfaces" xmlns:tns="http://bip.bee.kz/SyncChannel/v10/Types" xmlns:
tns0="http://bip.bee.kz/SyncChannel/v10/Interfaces"          xmlns:wsdl="http://
schemas.xmlsoap.org/wsdl/" xmlns:xsd="http://www.w3.org/2001/XMLSchema">
  <wsdl:types>
  <xsd:schema targetNamespace="http://bip.bee.kz/SyncChannel/v10/Interfaces">
  <xsd:import namespace="http://bip.bee.kz/SyncChannel/v10/Types" schemaLocation=" ../
Types/ISyncChannel.xsd"/> </xsd:schema>
  </wsdl:types>
  <wsdl:message name="SendMessageRequestMsg">
  <wsdl:part element="tns:SendMessage" name="SendMessageParameters"/>
  </wsdl:message> <wsdl:message name="SendMessageResponseMsg">
  <wsdl:part element="tns:SendMessageResponse" name="SendMessageResult"/>
  </wsdl:message>
  <wsdl:message name="SendMessage_sendMessageFaultMsg">
    <wsdl:part element="tns:SendMessageFault1_SendMessageFault" name="
sendMessageFault"/>
  </wsdl:message>
  <wsdl:portType name="ISyncChannel">
    <wsdl:documentation>Интерфейс для работы с синхронным каналом</wsdl:
documentation>
    <wsdl:operation name="SendMessage">
      <wsdl:documentation>Метод отправки сообщения по синхронному каналу</wsdl:
documentation>
    <wsdl:input message="tns0:SendMessageRequestMsg" name="SendMessageRequest"/>
```

```

    <wsdl:output message="tns0:SendMessageResponseMsg" name="SendMessageResponse
"/>
        <wsdl:fault message="tns0:SendMessage_sendMessageFaultMsg" name="
sendMessageFault"/>
    </wsdl:operation>
</wsdl:portType>
</wsdl:definitions>
SyncChannelHttp_Service.wsdl
<?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?>
    <wsdl:definitions name="SyncChannelHttp_Service" targetNamespace="http://bip.bee.kz
/SyncChannel/v10/Interfaces/Binding2" xmlns:Port_0="http://bip.bee.kz/SyncChannel/v10/
Interfaces" xmlns:soap="http://schemas.xmlsoap.org/wsdl/soap/" xmlns:soapenc="http://
schemas.xmlsoap.org/soap/encoding/" xmlns:this="http://bip.bee.kz/SyncChannel/v10/
Interfaces/Binding2" xmlns:wsdl="http://schemas.xmlsoap.org/wsdl/">
        <wsdl:import location="ISyncChannel.wsdl" namespace="http://bip.bee.kz/SyncChannel/
v10/Interfaces"/>
        <wsdl:binding name="SyncChannelHttpBinding" type="Port_0:ISyncChannel">
            <soap:binding style="document" transport="http://schemas.xmlsoap.org/soap/http"/>
            <wsdl:operation name="SendMessage">
                <soap:operation soapAction=""/>
                <wsdl:input name="SendMessageRequest">
                    <soap:body use="literal"/>
                </wsdl:input>
                <wsdl:output name="SendMessageResponse">
                    <soap:body use="literal"/>
                </wsdl:output>
                <wsdl:fault name="sendMessageFault">
                    <soap:fault name="sendMessageFault" use="literal"/>
                </wsdl:fault>
            </wsdl:operation>
        </wsdl:binding>
        <wsdl:service name="ISyncChannelHttpService">
            <wsdl:port binding="this:SyncChannelHttpBinding" name="SyncChannelHttpPort">
                <soap:address location="http://localhost:9080/ServiceSampleTypesWeb/sca/
SyncChannelService"/>
            </wsdl:port>
        </wsdl:service>
    </wsdl:definitions>

```

Технические требования к средствам измерений, цифровым системам и аппаратно-программным комплексам автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии, газа и оборудованиям, обеспечивающим возможность присоединения приборов учета к интеллектуальной системе учета электрической и тепловой энергии, газа и взаимодействия с Единой государственной системой управления топливно-энергетическим комплексом

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Технические требования к средствам измерений, цифровым системам и аппаратно-программным комплексам автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии, газа и оборудованиям, обеспечивающим возможность присоединения приборов учета к интеллектуальной системе учета электрической и тепловой энергии, газа и взаимодействия с Единой государственной системой управления топливно-энергетическим комплексом (далее – Технические требования) разработаны в целях цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан и эффективного взаимодействия уполномоченного органа, осуществляющего руководство в области электроэнергетики, руководство и межотраслевую координацию в области теплоэнергетики, государственное регулирование производства, транспортировки (перевозки), хранения и оптовой реализации газа, а также розничной реализации и потребления товарного и сжиженного нефтяного газа и субъектов топливно-энергетического комплекса посредством Единой государственной системы управления топливно-энергетическим комплексом (далее – Система) и носят рекомендательный характер.

2. Настоящие Технические требования распространяются на средства измерений, цифровые системы и аппаратно-программные комплексы автоматизированных систем коммерческого учета газа, электрической и тепловой энергии топливно-энергетического комплекса на вновь вводимых в эксплуатацию объектах.

Глава 2. Минимальные требования к цифровым системам автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии

3. Цифровая система автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии имеет следующие минимальные требования по их функционалу:

- доступ к интерфейсу считывания показаний с различных приборов учета;
- состояние приборов учета;

управление и считывание данных с приборов учета;

возможность группировки данных по параметрам, дате и сопутствующим критериям;

поиск приборов по наименованию, серийному номеру, лицевому счету, адресу и персональным данным контрагента.

4. Минимальные функциональные возможности цифровой системы автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии:

1) состояние приборов учета:

список активных и неактивных приборов учета;

индикация статуса каждого прибора учета;

2) модуль отчетности:

наличие доступа к отчетам по приборам учета (электрическая энергия, тепловая энергия) и возможность формирования отчетов различных типов;

3) мониторинг показаний:

доступ к интерфейсу мониторинга показаний с различных приборов учета;

возможность группировки данных по параметрам, дате и сопутствующим критериям;

поиск приборов по наименованию, серийному номеру, лицевому счету, адресу и персональным данным контрагента;

4) управление считыванием показаний:

индикация времени последнего обновления данных для каждого прибора;

возможность экспорта данных показаний в форматы Excel, PDF;

функциональность ручного ввода показаний при выявлении ошибок или несоответствий.

5) управление пользователями:

возможность просмотра и управления пользователями системы;

добавление, редактирование и удаление пользователей;

фильтрация пользователей по типам и состоянию (активные, неактивные);

управление доступом пользователей к различным модулям системы;

6) аналитика:

отображение общего расхода, максимального и минимального потребления за выбранный период;

общий расход;

максимальный расход;

минимальный расход;

динамическое изменение показателей с индикацией роста или снижения в процентах;

7) список приборов учета с указанием:

наименование прибора учета;

объема потребления;
группы, к которой относится прибор учета;
выделение приборов учета с максимальным и минимальным расходом;
диаграммы для отображения трендов потребления;
статистика по количеству считываемых и не считываемых показаний с приборов учета;

возможность фильтрации данных по приборам учета и временным периодам;
графическое отображение активности и состояния приборов учета в системе;

8) рабочие станции:

применение современных технологий, включая WEB-кабинеты администратора, оператора и абонента цифровой системы электрической и тепловой энергии, а также мобильное приложение абонента для смартфонов;

9) контроль состояния системы:

контроль поступления и целостности данных, проверка выполнения граничных условий, контроль журналов событий приборов учета, контроль баланса объектов;

формирование в реальном времени тревожных сообщений (alarm) пользователям системы. Отправка e-mail-уведомлений об аварийных событиях, зарегистрированных в журнале системы.

5. Цифровая система удовлетворяет требованиям СТ РК ISO/IEC 15408-1 "Информационные технологии. Методы и средства обеспечения безопасности. Критерии оценки безопасности информационных технологий. Часть 1. Введение и общая модель", СТ РК ISO/IEC 15408-2 "Информационные технологии. Методы и средства обеспечения безопасности. Критерии оценки безопасности информационных технологий. Часть 2. Функциональные требования безопасности", СТ РК ISO/IEC 15408-3 "Информационные технологии. Методы и средства обеспечения безопасности. Критерии оценки безопасности информационных технологий. Часть 3. Требования обеспечению защиты", СТ РК ISO/IEC 27002 "Информационная безопасность, кибербезопасность и защита конфиденциальности. Средства управления информационной безопасностью".

6. Цифровая система обеспечивает наличие сертификата, подтверждающего соответствие системы менеджмента кибербезопасности положениям и требованиям СТ РК ISO/IEC 27001 "Информационная технология. Методы и средства обеспечения безопасности. Системы менеджмента информационной безопасностью. Требования."

Глава 3. Минимальные требования к аппаратно-программным комплексам автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии

7. Автоматизированный сбор данных по учету электрической и тепловой энергии обеспечивает:

снятие показаний (суточные, месячные, в том числе тарифные), профили нагрузки, журналы событий, электрической и тепловой сети;

комплексный учет электрической и тепловой энергии;

контроль достоверности результатов измерений и замещение результатов измерений за отсутствующие периоды;

контроль напряжения на объектах электрической сети (трансформаторных подстанции, объекты потребителей);

расчет суммарных показателей энергопотребления по различным группам объектов;

анализ балансов (приход/расход/отдача/потери электрической и тепловой энергии на подстанциях, трансформаторных и распределительных пунктах, участках электросетей и линейных участках, сравнение фактических небалансов с предельно допустимыми значениями);

ведение информации об установках, заменах, техническом обслуживании и ремонте приборов учета, включая обработку заявок на подключение/отключение;

администрирование системы, включая управление пользователями, и их доступом к объектам на основе ролевой модели разграничения доступа;

информирование абонентов о предстоящем отключении/ограничении, задолженности, возможной смене тарифа;

создание группового администрирования системы;

ведение типовых точек учета;

заполнение групп абонентов по шаблонам и импорт из xls-макетов (адрес, фамилия, имя, отчество (при наличии) абонента, заводской номер прибора учета), создание возможности автоматической привязки приборов учета по заданным правилам;

распределенная обработка данных, отложенные пересчеты;

интеграция с внешними системами.

8. Средства измерений, оборудование и нематериальные активы обеспечивают возможность их подсоединения (интегрирования) в интеллектуальную систему учета электрической и тепловой энергии, в том числе прием, обработку и передачу измерительной информации, учетных данных, управляющих сигналов (команд), сигналов оповещения о наступлении штатных и срочных событий между программным комплексом (нижний уровень), концентраторами (шлюзы), информационно-вычислительным комплексом электроустановки и теплового пункта (средний уровень) и централизованной системы обработки данных (верхний уровень).

9. Технические решения, применяемые при оснащении жилых и нежилых помещений, обеспечивают прием данных, обработку и передачу измерительной информации, учетных данных, управляющих сигналов (команд), сигналов оповещения о наступлении штатных и срочных событий со всех средств измерения в интеллектуальную систему учета электрической и тепловой энергии энергопередающей организации.

10. Применяемые технологии и интерфейсы связи, спецификации и протоколы информационного обмена обеспечивают соответствие нормативно-техническим требованиям открытым и стандартизированным, в виде совокупности унифицированных аппаратно-программных средств, методов взаимосвязи и взаимодействия, а также поведения функциональных устройств организации каналов (линий) связи и средств информационного обмена, необходимых для гарантированной взаимосвязи с функциональными элементами интеллектуальной системы учета электрической и тепловой энергии.

11. Используемые в жилых и нежилых помещениях технологии и интерфейсы связи, спецификации и протоколы информационного обмена между полевым оборудованием и приборами учета (нижний уровень), концентраторами (шлюзами) и информационно-вычислительными комплексами электроустановок и тепловых пунктов (средний уровень) и централизованной системой обработки данных (верхний уровень) защищены от несанкционированного вмешательства в процесс приема, обработки и передачи измерительной информации, учетных данных, управляющих сигналов (команд), сигналов оповещения о наступлении штатных и срочных событий. Система обеспечивает минимизацию рисков кибербезопасности посредством построения защищенных сетей и внедрения многоуровневых методов защиты. К ним относятся обязательная аутентификация пользователей, логическая сегментация сети и использование алгоритмов сквозного шифрования для обеспечения конфиденциальности и целостности передаваемых данных.

12. Технические решения включают элементы кибербезопасности, действующие до, во время и после возникновения угроз. Решения позволяют обнаруживать вредоносные программы, сетевые угрозы, своевременно предотвращать возникающие угрозы, а также снижать теоретическую возможность совершения атак (преднамеренных действий злоумышленников), направленных на нарушение любого из свойств доступности, целостности и конфиденциальности установленных в жилых и нежилых помещениях средств измерений, оборудования и нематериальных активов.

13. Аппаратно-программные комплексы автоматизированных систем коммерческого учета электрической и тепловой энергии поддерживают следующие минимальные требования:

- способность обрабатывать большой объем сообщений от множества устройств;
- возможность горизонтального и вертикального масштабирования для увеличения числа подключенных устройств и объема данных;
- минимизация времени задержки при передаче данных между устройствами и приложением;
- регулярное резервное копирование для защиты от потери данных;
- поддержка кластеризации и распределенной архитектуры для обеспечения высокой доступности и отказоустойчивости системы;

аналитика и мониторинг состояния сетей;
поддержка различных моделей и производителей шлюзов (PLC/HPLC, RF, LoRaWAN, NB-IOT, LTE, GSM);
возможность интеграции с платформами управления IoT, базами данных, системами аналитики и внешними сервисами;
удобный и понятный веб-интерфейс для управления сетью, устройствами и настройками;
регулярные обновления программного обеспечения и техническая поддержка от поставщика;
использование стандартных методов шифрования для защиты данных на уровне передачи и хранения;
ведение журналов аудита и логирования, для отслеживания действий пользователей и событий в системе;
использование доменного имени энергопередающей организации.

14. Данные, полученные от приборов учета электрической и тепловой энергии и передаваемые от приборов учета через промежуточный сервер до конечной системы автоматизированного учета электрической и тепловой энергии, подлежат передаче уполномоченному органу, осуществляющему руководство в области электроэнергетики, руководство и межотраслевую координацию в области теплоэнергетики, государственное регулирование производства, транспортировки (перевозки), хранения и оптовой реализации газа, а также розничной реализации и потребления товарного и сжиженного нефтяного газа.

15. При передаче данных обеспечивается защита данных от доступа, получения или обработки третьими лицами, включая организацию, ответственную за организацию сети передачи данных.

16. Технические требования распространяются на все элементы комплекса системы передачи данных, включая:

приборы учета электрической и тепловой энергии;
базовые станции;
сервер сети.

Глава 4. Минимальные технические требования к серверному оборудованию и операционной системе для функционирования автоматизированной системы коммерческого учета

17. Для обеспечения централизованного сбора, хранения, анализа и обработки информации с приборов учета электрической и тепловой энергии и надежного функционирования программного комплекса энергопередающей организации необходимо предусмотреть наличие серверного оборудования, которое размещается в серверном помещении энергопередающей организации.

18. Для обеспечения долгосрочной технической поддержки и доступности комплектующих к поставке принимается серверное оборудование, относящееся к актуальным серийным моделям; модели, снятые с производства, не рассматриваются.

19. Минимальные требования серверного оборудования определяются в зависимости от объема обрабатываемых данных и функциональных возможностей программного обеспечения.

Глава 5. Минимальные требования к средствам измерений, оборудованию и нематериальным активам, осуществляющим учет электрической и тепловой энергии, и обеспечивающих возможность присоединения приборов учета к интеллектуальной системе учета электрической и тепловой энергии и взаимодействия с Единой государственной системой управления топливно-энергетическим комплексом

20. Средства измерений, применяемые для оснащения жилых и нежилых помещений, не бытовых потребителей обеспечивают соответствие требованиям законодательства Республики Казахстан о техническом регулировании и обеспечении единств измерений и разрешены к применению в Республике Казахстан, а также включены в Государственный реестр средств измерений, размещенный в Информационной системе технического регулирования "e – КТРМ" (<https://techreg.gov.kz/index/>).

21. Средства измерений и оборудование обеспечены механизмами защиты от внешнего воздействия или несанкционированного доступа, что предотвращает возможность вмешательства в результаты измерений или искажения учетных данных.

22. Под средствами измерений для целей коммерческого учета электрической и тепловой энергии понимаются следующие материальные объекты:

индивидуальные и вводные (общедомовые) приборы учета электрической и тепловой энергии;

измерительные элементы (трансформаторы, резистивные шунты, катушки Роговского и дополнительное оборудование);

измерительные комплексы (совокупность приборов учета, измерительных элементов);

проходные и испытательные устройства (шунтирование и отключение токовых цепей определенной фазы).

23. Под оборудованием для целей коммерческого учета электрической и тепловой энергии понимаются материальные объекты:

коммутационные аппараты цепей переменного тока и вторичных измерительных цепей;

аппараты защиты средств измерений от токов короткого замыкания;

оснащение и материалы для следующих целей:

монтаж, пуск, наладка и допуск в эксплуатацию средств измерений в местах их установки;

организация вторичных измерительных цепей, проходных и испытательных устройств;

организации каналов (линий) связи и средств информационного обмена;

сбор (прием), обработка и хранение измерительной информации и учетных данных;

передача управляющих сигналов (команд), сигналов штатных и срочных событий.

24. Индивидуальные и вводные (общедомовые) приборы учета электрической и тепловой энергии, применяемые в жилых и нежилых помещениях, обеспечивают соответствие минимальным техническим требованиям к средствам измерений.

Глава 6. Технические требования к бытовым и промышленным приборам учета газа по дистанционной передаче данных газового счетчика

25. Защитой данных является применение криптографических алгоритмов или шифрования на уровне канала.

26. Двухнаправленной связью является возможность передавать показания и принимать команды.

27. Надежностью передачи является подтверждение доставки сообщений и повторная отправка при сбое.

28. Сбор данных осуществляется с помощью автоматических систем мониторинга и учета, которые обеспечивают регулярную передачу данных в Систему в следующие интервалы времени:

по газу каждые 2 часа;

по электрической и тепловой энергии каждые 15 минут.

29. Открытый протокол передачи данных – производитель прибора учета предоставляет полную документацию и расшифровку протокола передачи данных.

30. Наличие модуля дистанционной передачи данных:

Для бытовых и коммунально-бытовых приборов учета:

интервал передачи: не реже 1 раза в сутки.

формат данных: текущие показания, серийный номер, дата/время, состояние батареи, ошибки прибора, состояние клапана, суточные показания за 24 часа.

энергопотребление: прибор учета обеспечивает передачу данных от встроенной батареи сроком не менее 8 лет без необходимости замены.

автономность: работа в условиях низких температур ($-30...+50$ °С) и без вмешательства пользователя.

защита от вмешательства: фиксация вскрытия корпуса или вмешательства в радио-модуль.

защита от утечки в момент открытия клапана: (проверка утечки в течение 1 минуты).

наличие модуля дистанционной передачи данных (NB-IoT).

31. Для промышленных и коммунально-бытовых приборов (базовые узлы учета, газораспределительные пункты, промышленные предприятия):

Интервал передачи:

для расхода газа до 500 кубических метров в час: не реже 1 раза в сутки.

для расхода газа от 500 кубических метров в час до 2000 кубических метров в час: не реже 1 раза в час.

для расхода газа от 2000 кубических метров в час: не реже 1 раза в 10 минут.

32. Объем передаваемой информации с корректора объема газа: расход, давление, температура, архивные значения, события аварий, суточные показания за 24 часа, нормированный объем (объем газа, приведенный к стандартным условиям).

Протоколы связи: поддержка промышленных стандартов (Modbus, OPC).

Интеграция: возможность подключения к системам диспетчеризации (SCADA, АСУТП).

Резервное питание: встроенный аккумулятор или внешний источник для бесперебойной передачи.

Наличие модуля дистанционной передачи данных (NB-IoT – для вариантов на батареи, GSM/GPRS - для вариантов на постоянном внешнем питании).

33. Характеристики приборов учета по безопасности и совместимости с платформой оператора:

соответствие ТР ТС 016 "О безопасности аппаратов, работающих на газообразном топливе".

Наличие сертификатов соответствия или деклараций на средства связи (радиомодули, модемы), выданных в соответствии с требованиями уполномоченных органов РК (Министерство искусственного интеллекта и цифрового развития).

Приборы учета и корректоры должны быть внесены в Реестр государственной системы обеспечения единства измерений РК и иметь действующий сертификат о поверке.

Обеспечение полной технической совместимости с цифровыми системами сбора данных уполномоченного органа в газоснабжения передавая данные по радиоканалам (GSM, LoRaWAN, NB-IoT).

Глава 7. Заключительные положения

34. Проектная документация на объекты строительства учитывает технические условия и характеристики инженерных сетей энергопередающей организации.

35. Раздел проектной документации содержит инженерно-технические решения, технические и функциональные требования к приборам учета (измерительным комплексам), устройствам и оборудованию сбора и передачи данных, системам внутренней связи (устройствам, каналами, линиями), обеспечивающие сбор и передачу

измерительной информации и учетных данных, а также возможность подсоединения (интегрирования) приборов учета (измерительных комплексов) в интеллектуальную систему учета электрической и тепловой энергии, обеспечении единства измерений, о техническом регулировании и об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан.

36. Допуск в эксплуатацию индивидуальных, общедомовых приборов учета, установленных в зданиях и сооружениях, осуществляется энергопередающей организацией.

37. Индивидуальные приборы учета электрической и тепловой энергии в жилых и нежилых помещениях, вводные (общедомовые) приборы учета, измерительные трансформаторы, а также система внутренней связи (устройства, каналы, линии и сопутствующее оборудование), предназначенные для сбора и передачи данных с указанных приборов учета, допускаются в эксплуатацию энергопередающей организацией.

38. Допуск прибора учета в эксплуатацию завершается составлением акта приемки системы коммерческого учета электрической и тепловой энергии, энергопередающей организацией.

Приложение к Техническим
требованиям к средствам
измерений, цифровым системам
и аппаратно-программным
комплексам автоматизированных
систем коммерческого учета
электрической и тепловой
энергии, газа и оборудованьям,
обеспечивающим возможность
присоединения приборов учета
к интеллектуальной системе
учета электрической и тепловой
энергии, газа и взаимодействия
с Единой государственной
системой управления
топливно-энергетическим
комплексом

Однофазный двунаправленный электронный прибор учета, активной и реактивной энергии со съёмным взаимозаменяемым модулем передачи данных (по взаимозаменяемым модулям передачи данных (PLC/HPLC, RF, LoRaWAN, NB-IoT, LTE, GSM))

№ п/п	Технические характеристики	Требуемые данные
1	2	3
1	Тип прибора учета электрической энергии	

1.1	Однофазный двунаправленный электронный прибор учета, активной и реактивной энергии со съемным взаимозаменяемым модулем передачи данных.	С взаимозаменяемыми модулями передачи данных (PLC/HPLC, RF, LoRaWAN, NB-IoT, LTE, GSM).
2	Характеристики соответствия стандартам	
2.1	Стандарты	<p>Прибор учета соответствует требованиям:</p> <p>ГОСТ 31818.11 (IEC 62052-11: 2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии",</p> <p>ГОСТ 31819.21 (IEC 62053-21: 2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2",</p> <p>ГОСТ 31819.22 (IEC 62053-22: 2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S",</p> <p>ГОСТ 31819.23 (IEC 62053-23: 2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии".</p>
2.2	Сертификаты	<p>Прибор учета многотарифный активной и реактивной электрической энергии для измерения и учета активной и реактивной энергии в сетях переменного тока, по одному или нескольким тарифам в прямом и (или) обратном направлении со съемным и взаимозаменяемыми модулями передачи данных.</p> <p>Внесен в реестр ГСИ РК.</p> <p>Наличие выписки из реестра казахстанских товаропроизводителей в соответствии с пунктом 8 статьи</p>

		51-1 Закона Республики Казахстан от 27 декабря 2021 года "О промышленной политике" Соответствие прибора учета требованиям ГОСТ 31819.21 "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2", ГОСТ 31819.23 "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии"
2.3	Номинал	5(60) А
3	Основные параметры	
3.1	Чувствительность	0,004 In
3.2	Номинальное напряжение Un	220 Вольт с допустимой погрешностью ±20%
3.3	Расширенный диапазон рабочего фазного напряжения, при котором обеспечивается работа прибора учета в классе точности	176-264 Вольт
3.4	Частота Гц	50 Герц с допустимой погрешностью ±2%
4	Точность измерения	
4.1	Активная энергия	1,0 %
4.2	Реактивная энергия	2,0 %
5	Климатические условия	
5.1	Рабочая температура	-40°C ... +60°C
5.2	Температура хранения	-40°C ... +70°C
6	Характеристика к конструкции	
6.1	Прочность изоляции	4 киловольта (класс защиты II)
6.2	Герметичность	IP 54
6.3	Монтаж прибора учета	В нижней части основания 2 паза под крепежные винты и один паз под винт в верхней части
6.4	Способ подключения к сетевым кабелям	Винтовое соединение
6.5	Наличие крышки прибора учета и клеммника	Снятие крышки кожуха прибора учета допускается после снятия крышки клеммника. Материал клеммника изготовлен из антикоррозийного металла, прочного и не окисляющегося при

		соприкосновении с алюминием и медью.
7	Отображение информации	
7.1	Тип экрана	ЖК (LCD) дисплей
7.2	Четкость изображения	Не менее 24 лет
7.3	Отображение измеряемых значений	Не менее 8 цифр. На дисплее обеспечивается вывод показаний с количеством десятичных знаков не менее 2.
7.4	Формат вывода данных на дисплей	Отображение информации о положении реле отключения нагрузки и причины его отключения/включения. На дисплее обеспечивается отображение информации, позволяющей распознавать причины отключения реле: дистанционное/удаленное отключение; превышение лимита по активной мощности, по току; остальные случаи. После устранения причин отключения на дисплее обеспечивается отображение информации о готовности реле к подключению.
7.5	Возможность вывода на дисплей основных измеряемых параметров с удаленной и локальной конфигурацией	Измерение активной энергии и мощности. Измерение текущих значений тока и напряжения.
7.6	Возможность вывода на дисплей всех измеряемых параметров с удаленной и локальной конфигурацией	Всевозможные параметры
7.7	Единицы измерения	Данные о потребленной энергии обеспечивают отображение в kW·h для активной энергии и в kVar·h для реактивной энергии.
7.8	Кодирование значений	Выходные значения сопровождаются соответствующим кодом OBIS на жидкокристаллическом дисплее.
7.9	Отображение показаний при отсутствии питания (сетевого напряжения)	Прибор учета обеспечивает возможность снятия показаний при отсутствии внешнего питания.
		Дисплей прибора учета обеспечивает наличие подсветки экрана.

7.10	Подсветка экрана дисплея	Предусмотрена возможность включения/отключения подсветки постоянно и по таймауту. Конфигурирование включения/отключения подсветки постоянно и по таймауту доступно локально и удаленно.
8	Резервное питание	
8.1	Батарея	Батарея с гарантированным сроком службы в соответствии с межповерочным интервалом, но не менее 10 лет. Батарея обеспечивает возможность замены без вскрытия корпуса прибора учета.
9	Память прибора учета	
9.1	Энергонезависимая память	Наличие энергонезависимой памяти, обеспечивающее хранение основных параметров с меткой даты и времени. Фиксация и сохранение в памяти значений потребленной активной и реактивной энергии в прямом и обратном направлении, суммарно и по тарифам: на начало суток - 600 суток; на начало месяца - 36 месяцев; на начало интервала 1, 2, 15, 30, 60 минут – 5000 запись (4 суток, 8 суток, 52 суток, 104 суток, 208 суток).
10.	Реле отключения основной нагрузки	
10.1	Расположение реле	Реле отключения основной нагрузки в корпусе прибора учета.
10.2	Максимальное коммутационное напряжение	$U_n 220V \pm 20\%$
10.3	Максимальный коммутационный ток	Максимальный ток прибора учета (I_{max})
10.4	Количество коммутаций без нагрузки	Не менее 100 000 переключений при номинальном напряжении
10.5	Количество коммутаций при максимальной нагрузке (в соответствии с I_{max})	Не менее 10 000 переключений при номинальном напряжении
		Обеспечена возможность конфигурирования режима работы реле локально и удаленно. Включение реле осуществляется по настройке согласно режиму работы реле: при нажатии кнопки или автоматически в зависимости

10.6	Управление режимом работы реле	<p>от настроенного режима работы реле. Включение реле допускается после разрешающей команды из АМІ системы или после устранения причины отключения реле в зависимости от настроенного режима работы реле .</p> <p>В случае фиксации наличия внешнего магнитного поля или электростатического разряда, превышающего значения согласно ГОСТ 17523-85 "Реле электромагнитные. Общие технические условия", реле отключается, и его работа блокируется. Реле включается только после разрешающей команды из системы АМІ.</p> <p>При отключении сетевого напряжения (питания) или иных сбоев прибор учета обеспечивает передачу в систему АМІ последних данных об активной и реактивной энергии, данных о времени отключения и сигналов (алармов), фиксируемых прибором учета.</p>
10.7	Управление реле	<p>Обеспечивается включение реле локально и удаленно в соответствии с режимом работы реле.</p> <p>Отключение/включение реле на выбранных приборах учета происходит в течение не более 5 минут на каждый прибор учета с момента подачи соответствующей команды. Также в программном обеспечении верхнего уровня в течение не более 5 минут на каждый прибор учета с момента подачи команды поступает подтверждение о изменении статуса реле.</p>
11.	Внутренние часы	
11.1	Точность хода	Допустимая погрешность не более 0.5 секунд в сутки при нормальных условиях
11.2	Синхронизация часов	Синхронизация часов с системой АМІ обеспечивается по различным каналам связи, применяемым в системе. Реализована возможность

		удаленной корректировки времени и часового пояса в режиме ручного или автоматического ввода.
12	Внутренние функции прибора учета	
12.1	Прибор учета имеет функцию регистрации и передачи в систему АМІ следующих событий	<p>Вскрытие кожуха прибора учета (при разборном корпусе) вне зависимости от наличия сетевого напряжения;</p> <p>превышение и провал по дифференциальному току;</p> <p>вскрытие крышки клеммника прибора учета вне зависимости от наличия сетевого напряжения;</p> <p>отказ или некорректная работы часового механизма;</p> <p>превышение и провал по напряжению;</p> <p>попытка несанкционированного доступа к оптопорту, RS-485 порту, PLC, GPRS, LoRaWAN;</p> <p>воздействие электростатического разряда;</p> <p>аварийная или ненормальная перегрузка прибора учета;</p> <p>наличие магнитного поля (переменного, постоянного и электромагнитного), электростатического разряда, превышающих значений</p> <p>Передача сигнала в систему АМІ и отключение/включение реле обеспечивают возможность настройки (конфигурации) локально и удаленно.</p>
13.	Пломбирование	
13.1	Прибор учета оснащен следующими пломбами:	<p>Количество номерных пломб обеспечивается в соответствии с конструктивным исполнением корпуса прибора учета. Пломба проверки соответствует требованиям поверки, проведенной аккредитованной метрологической службой. Согласно ЗРК "Об обеспечении единства измерений"</p> <p>Наличие отображения и журнала события электронной пломбы при вскрытии кожуха прибора учета "OPEN".</p>
14.	Срок службы	

14.1	Средний срок службы	Не менее 24 лет
15	Гарантия	
15.1	Гарантийный срок	Не менее 18 месяцев
15.2	Сбор данных	Поставщик гарантирует сбор более 95 % данных по каналу связи в течение трех суток при наличии питающего напряжения на приборе учета.
15.3	Дистанционное отключение/ включение реле	Поставщик гарантирует стабильное отключение и включение реле нагрузки по различным каналам связи.
16	Локальный обмен данными	
17	Дистанционный обмен данными	
17.1	Каналы связи	Прибор учета обеспечивает передачу данных по различным каналам связи.
17.2	Основной канал связи	По различным взаимозаменяемым модулям передачи данных (PLC/HPLC, RF, LoRaWAN, NB-IoT, LTE, GSM).
17.3	Безопасность доступа по оптопорту, RS-485	Обеспечивается безопасность работы через оптопорт с использованием паролей следующих уровней доступа: чтение; чтение и запись; чтение и запись определенных параметров по настройке (конфигурирование по настройке); с сохранением журналов всех операций (logs), для последующего контроля.
17.4	Локальный интерфейс	Прибор учета оснащен стандартным оптическим портом.
18	Минимальные требования к функциональности	
		Прибор учета обеспечивает хранение данных в памяти глубиной не менее 600 записей. Регистрация в журнале событий фактов вскрытия корпуса (кожуха) прибора учета и крышки клеммной колодки с указанием даты и времени события; Регистрация в классе точности потребленной электрической энергии при: реверсивном подключении; изменении направления токовых цепей;

18.1	<p>Функции защиты от несанкционированного доступа к прибору учета и изменения схемы включения</p>	<p>изменении последовательности подключения фазного и нулевого токового провода. Прибор учета обеспечивает устойчивость к воздействию внешних факторов, определенных требованиями ГОСТ 31818.11 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока, ГОСТ 30804.4.2 "Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний".</p>
18.2	<p>Сигналы (алармы), фиксируемые прибором учета</p>	<p>Отказ работы часового механизма. Низкое напряжение батареи питания. Несанкционированное подключение к локальному оптическому порту. Изменена конфигурация. Снята крышка клеммника прибора учета. Воздействие магнитного поля (переменного, постоянного, электромагнитного). Воздействие электростатического разряда. Присутствует дифференциальный ток в сети. Снята крышка корпуса прибора учета, для прибора учета с разборным корпусом. Перезапуск по watchdog – перезапуск программы. Ошибка обновления программного обеспечения. Ошибка коэффициента измерения – при калибровке прибора учета используется. Ошибочное подключение фазы и нулевого провода. Все алармы обеспечивают передачу в систему АМІ по запросу вне зависимости от канала связи. При отсутствии связи прибор учета обеспечивает передачу всех алармов при первой возможности (в момент восстановления связи).</p>

18.3	Логирование всех действий прибора учета в памяти прибора учета	Все действия.
18.4	Текущие данные	Прибор учета обеспечивает передачу всех имеющихся параметров по запросу в режиме ON-LINE.
18.5	Интервальные данные	Прибор учета обеспечивает сохранение данных с периодичностью до 5000 записей в зависимости от предпочтений энергопередающей организации. 1 минута – до 4 суток; 2 минуты – до 8 суток; 15 минут – до 52 суток; 30 минут – до 104 суток; 60 минут – до 208 суток, Обеспечивается возможность конфигурирования периодичности локально и удаленно.
18.6	Работа с предельными значениями	В приборе учета обеспечена работа с установленными предельными значениями следующих параметров: превышение и провал по току; превышение и провал по напряжению; превышение и провал по $\cos\phi$; превышение и провал по дифференциальному току. Превышение или провал предельного значения — прибор учета обеспечивает фиксацию события в журнале событий и, в зависимости от настройки, отключение реле с регистрацией данного события; передавать в систему АМІ; передавать в систему АМІ и отключить реле. При приведении в норму предельного значения прибор учета обеспечивает фиксацию события в журнале событий и, в зависимости от настройки: передавать в систему АМІ; передавать в систему АМІ и подключить реле. Предельное значение параметра и реакция прибора учета на событие

		<p>обеспечивают возможность установки (конфигурации) локально и удаленно.</p> <p>Предельные значения работают параллельно и независимо с ограничением по лимиту.</p>
18.7	Работа с лимитами	<p>В приборе учета обеспечена работа с установленными лимитами следующих параметров: превышение потребления активной мощности; превышение и провал по току по фазам.</p> <p>Превышение или провал предельного значения — прибор учета обеспечивает фиксацию события в журнале событий и, в зависимости от настройки: передавать в систему; передавать в систему АМІ и отключить реле.</p> <p>При приведении в норму предельного значения прибор учета обеспечивает фиксацию события в журнале событий и, в зависимости от настройки: передавать в систему АМІ; передавать в систему АМІ и подключить реле.</p> <p>Предельное значение параметра и реакция прибора учета на событие обеспечивают возможность установки (конфигурации) локально и удаленно.</p> <p>Ограничение по лимиту обеспечивает параллельную и независимую работу с предельными значениями.</p> <p>Прибор учета обеспечивает возможность ограничения по лимиту с различными предельными значениями в соответствии с расписанием в течение суток с плавающим графиком в зависимости от месяца и сезона (с привязкой к TOU).</p> <p>Ограничение по лимиту обеспечивает работу по каждой фазе.</p>
		<p>Прибор учета обеспечивает работу не менее чем с 4 тарифами и</p>

19.	Тарифы	возможность посезонной конфигурации тарифов минимум на 12 сезонов.
20.	Совместимость с программным обеспечением уполномоченного органа в области электроэнергетики	Поставщик обеспечивает предоставление API и технического описания протокола передачи данных для интеграции на межсистемном уровне с программным обеспечением уполномоченного органа в области электроэнергетики

Трехфазный двунаправленный электронный прибор учета, активной и реактивной энергии со съемным взаимозаменяемым модулем передачи данных 5-60А, 5-100А 3х220/380 (по взаимозаменяемым модулям передачи данных (PLC/HPLC, RF, LoRaWAN, NB-IoT, LTE, GSM))

№ п/п	Таблица технических требований	Требуемые данные
1	2	3
1	Тип прибора учета электрической энергии	
1.1	Тип: Трехфазный прибор учета прямого подключения	(С различными взаимозаменяемыми модулями передачи данных (PLC/HPLC, RF, LoRaWAN, NB-IoT, LTE, GSM).
2	Требования соответствия стандартам	
2.1	Стандарты	Прибор учета соответствует требованиям: ГОСТ 31818.11 (IEC 62052-11:2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии", ГОСТ 31819.21 (IEC 62053-21:2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2", ГОСТ 31819.22(IEC 62053-22:2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S", ГОСТ 31819.23 (IEC 62053-23:2003) "Аппаратура для измерения

		электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии".
2.2	Сертификаты	<p>Прибор учета многотарифный активной и реактивной электроэнергии для измерения и учета активной и реактивной энергии в сетях переменного тока, по одному или нескольким тарифам в прямом и (или) обратном направлении со съемным и взаимозаменяемыми модулями передачи данных. Внесен в реестр ГСИ РК. Наличие выписки из реестра казахстанских товаропроизводителей в соответствии с пунктом 8 статьи 51-1 Закона Республики Казахстан от 27 декабря 2021 года "О промышленной политике"</p> <p>Прибор учета соответствует требованиям ГОСТ. 31819.21 "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические приборы учета активной энергии классов точности 1 и 2", ГОСТ 31819.23 "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования".</p>
2.3	Номинал	5-60А, 5-100А
3	Основные параметры	
3.1	Чувствительность	0,004 Ib
3.2	Номинальное напряжение Un	3x220/380
3.4	Частота Гц	50 Герц с допустимым отклонением ±2%
4	Точность измерения	
4.1	Активная энергия	1,0%
4.2	Реактивная энергия	2,0%
5	Климатические условия	
5.1	Рабочая температура	-40°C ... +60°C
5.2	Температура хранения	-40°C ... +70°C
6	Требования к конструкции	
6.1	Прочность изоляции	4 киловольт (класс защиты II)
6.2	Герметичность	IP 54

6.3	Монтаж прибора учета	В нижней части основания 2 паза под крепежные винты и один паз под винт в верхней части.
6.5	Способ подключения к сетевым кабелям	Винтовое соединение
6.6	Наличие крышки прибора учета и клеммника	Снятие крышки кожуха прибора учета допускается только после снятия крышки клеммника. Материал клеммника изготовлен из антикоррозийного металла, прочного и не окисляющегося при соприкосновении с алюминием и медью.
7	Отображение информации	
7.1	Тип экрана	ЖК (LCD) дисплей.
7.2	Четкость изображения	Не менее 24 лет.
7.3	Отображение измеряемых значений	Не менее 8 цифр. На дисплее обеспечивается вывод показаний с количеством десятичных знаков не менее 2.
7.4	Формат вывода данных на дисплей	Отображение информации о положении реле отключения нагрузки и причины его отключения/включения. На дисплее обеспечивается отображение информации, позволяющей распознавать причины отключения реле: Дистанционное/удаленное отключение; Окончание кредита/предоплаты (кВтч, тенге, Время) Превышение лимита по активной мощности, по току; Остальные случаи; После устранения причин отключения на дисплее обеспечивается отображение информации о готовности реле к подключению.
7.5	Возможность вывода на дисплей основных измеряемых параметров с удаленной и локальной конфигурацией	Измерение энергии и мощности. Измерение текущих значений тока и напряжение.
7.6	Возможность вывода на дисплей всех измеряемых параметров с удаленной и локальной конфигурацией	Всевозможные иные параметры.
		Данные о потребленной энергии обеспечивают отображение в kW·

7.7	Единицы измерения	h для активной энергии и в kVar·h для реактивной энергии.
7.8	Кодирование значений	Выводимые значения сопровождаются соответствующим OBIS-кодом на жидкокристаллическом дисплее.
7.9	Отображение показаний при отсутствии питания (сетевого напряжения)	Прибор учета обеспечивает возможность снятия показаний при отсутствии внешнего питания.
7.10	Подсветка экрана дисплея	Дисплей прибора учета обеспечивает наличие подсветки экрана. Предусмотрена возможность включения/отключения подсветки постоянно и по таймауту. Конфигурирование включения/отключения подсветки постоянно и по таймауту доступно локально и удаленно.
8.	Резервное питание	
8.1	Батарея	Батарея с гарантированным сроком службы в соответствии с межповерочным интервалом, но не менее 10 лет. Батарея обеспечивает возможность замены без вскрытия корпуса прибора учета.
9.	Память прибора учета	
9.1	Энергонезависимая память	Наличие энергонезависимой памяти, обеспечивающее хранение основных параметров с меткой даты и времени. Фиксация и сохранение в памяти значений потребленной активной и реактивной энергии в прямом и обратном направлении, суммарно и по тарифам: На начало суток - 600 суток; На начало месяца - 36 месяцев; На начало интервала 1, 2, 15, 30, 60 мин – 5000 запись (4 суток, 8 суток, 52 суток, 104 суток, 208 суток).
10	Реле отключения основной нагрузки	
10.1	Расположение реле	Реле отключения основной нагрузки в корпусе прибора учета.
10.2	Максимальное коммутационное напряжение	$U_n 220/380 \text{ В } \pm 20\%$
10.3	Максимальный коммутационный ток	Максимальный ток прибора учета (I_{max})

10.4	Количество коммутаций без нагрузки	Не менее 100000 переключений при номинальном напряжении
10.5	Количество коммутаций при максимальной нагрузке (в соответствии с I_{max})	Не менее 10000 переключений при номинальном напряжении
10.6	Управление режимом работы реле	<p>Обеспечена возможность конфигурирования режима работы реле как локально, так и удаленно. Включение реле осуществляется по настройке согласно режиму работы реле: при нажатии кнопки или автоматически в зависимости от настроенного режима работы реле. Включение реле допускается только после разрешающей команды из АМІ системы или после устранения причины отключения реле в зависимости от настроенного режима работы реле .</p> <p>В случае фиксации наличия внешнего магнитного поля или электростатического разряда, превышающего значения согласно ГОСТ 17523-85 "Реле электромагнитные. Общие технические условия", реле отключается, и его работа блокируется. Реле включается только после разрешающей команды из системы АМІ.</p> <p>При отключении сетевого напряжения (питания) или иных сбоев прибор учета обеспечивает передачу в систему АМІ последних данных об активной и реактивной энергии, данных о времени отключения и сигналов (алармов), фиксируемых прибором учета.</p>
10.7	Управление реле	<p>Обеспечивается включение реле как локально, так и удаленно в соответствии с режимом работы реле.</p> <p>локально, так и удаленно согласно режиму работы реле.</p> <p>Отключение/включение реле на выбранных приборах учета происходит в течение не более 5 минут на каждый прибор учета с момента подачи соответствующей команды. Также в программном обеспечении верхнего уровня в</p>

		течение не более 5 минут на каждый прибор учета с момента подачи команды поступает подтверждение о изменении статуса реле.
11	Внутренние часы	
11.1	Точность хода	Допустимая погрешность не более 0.5 секунд в сутки при нормальных условиях
11.2	Синхронизация часов	Обеспечивается синхронизация часов с системой АМІ по различным каналам связи, применяемым в системе. Возможность удаленной корректировки времени и часового пояса в режиме ручного/автоматического ввода.
12	Внутренние функции прибора учета	
12.1	Прибор учета имеет функцию регистрации и передачи в систему АМІ следующих событий	<p>вскрытие кожуха прибора учета (при разборном корпусе) вне зависимости от наличия сетевого напряжения;</p> <p>превышение и провал по дифференциальному току;</p> <p>вскрытие крышки клеммника прибора учета вне зависимости от наличия сетевого напряжения;</p> <p>отказ или некорректная работы часового механизма;</p> <p>превышение и провал по напряжению;</p> <p>попытка несанкционированного доступа к оптопорту, RS-485 порту, PLC, GPRS, LoRaWAN;</p> <p>воздействие электростатического разряда;</p> <p>аварийная или ненормальная перегрузка прибора учета;</p> <p>наличие магнитного поля (переменного, постоянного и электромагнитного), электростатического разряда, превышающих значений согласно ГОСТ.</p> <p>Передача сигнала в систему АМІ и отключение/включение реле обеспечивают возможность настройки (конфигурации) как локально, так и удаленно.</p>
13.	Пломбирование	

13.1	Прибор учета оснащен следующими пломбами:	<p>Количество номерных пломб обеспечивается в соответствии с конструктивным исполнением корпуса прибора учета.</p> <p>Пломба проверки соответствует требованиям поверки, проведенной аккредитованной метрологической службой, согласно Закону Республики Казахстан "Об обеспечении единства измерений"</p> <p>Наличие отображения и журнала события электронной пломбы на ЖКИ при вскрытии кожуха прибора учета "OPEN".</p>
14.	Срок службы	
14.1	Средний срок службы	Не менее 24 лет
15.	Гарантия	
15.1	Гарантийный срок	Не менее 18 месяцев
15.2	Сбор данных	Поставщик гарантирует сбор более 95 % данных по каналу связи в течение трех суток при обязательном наличии питающего напряжения на приборе учета.
15.3	Дистанционное отключение/включение реле	Поставщик гарантирует стабильное отключение и включение реле нагрузки по различным каналам связи.
16.	Локальный обмен данными	
16.2	Безопасность доступа по оптопорту, RS-485	<p>Обеспечивается безопасность работы через оптопорт с использованием паролей следующих уровней доступа:</p> <p>Только чтение.</p> <p>Чтение и запись.</p> <p>Чтение и запись только определенных параметров по настройке (конфигурирование по настройке).</p> <p>С сохранением журналов всех операций (logs), для последующего контроля.</p>
17.	Дистанционный обмен данными	
17.1	Канал связи	Прибор учета обеспечивает передачу данных по различным каналам связи.
17.2	Основной канал связи	По различным взаимозаменяемым модулям передачи данных (PLC/HPLC, RF, LoRaWAN, NB-IoT, LTE, GSM).

17.4	Безопасность доступа по оптопорту, RS-485	<p>Обеспечивается безопасность работы через оптопорт с использованием паролей следующих уровней доступа: Только чтение. Чтение и запись. Чтение и запись только определенных параметров по настройке (конфигурирование по настройке). С сохранением журналов всех операций (logs), для последующего контроля.</p>
17.5	Локальный интерфейс	Прибор учета оснащен стандартным оптическим портом.
18	Минимальные требования к функциональности	
18.1	Функции защиты от несанкционированного доступа к прибору учета и изменения схемы включения	<p>Прибор учета обеспечивает хранение данных в памяти глубиной не менее 600 записей. Регистрация открытия крышки прибора учета и клеммника, с записью в журнале событий; Регистрация в классе точности потребленной электроэнергии при : реверсивном подключении; изменении направления токовых цепей; изменении последовательности подключения фазного и нулевого токового провода. Прибор учета обеспечивает устойчивость к воздействию внешних факторов, определенных требованиями ГОСТ 31818.11 Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока, ГОСТ 30804.4.2 "Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний".</p>
		<p>Отказ работы часового механизма; Низкое напряжение батареи питания; Несанкционированное подключение к локальному оптическому порту; Была изменена конфигурация; Снята крышка клеммника прибора учета;</p>

18.2	Сигналы (алармы), фиксируемые прибором учета	<p>Воздействие магнитного поля (переменного, постоянного, электромагнитного);</p> <p>Воздействие электростатического разряда;</p> <p>Присутствует дифференциальный ток в сети;</p> <p>Снята крышка корпуса прибора учета, для прибора учета с разборным корпусом;</p> <p>Перезапуск по watchdog – перезапуск программы;</p> <p>Ошибка обновления программного обеспечения;</p> <p>Ошибка коэффициента измерения – при калибровке прибора учета используется;</p> <p>Ошибочное подключение фазы и нулевого провода.</p> <p>Все алармы обеспечивают передачу в систему АМІ по запросу вне зависимости от канала связи. При отсутствии связи прибор учета выполняет передачу всех алармов при первой возможности (в момент восстановления связи).</p>
18.3	Логирование всех действий прибора учета в памяти прибора учета	Все действия
18.4	Текущие данные	Прибор учета обеспечивает передачу всех имеющихся параметров по запросу в режиме ON-LINE.
18.5	Интервальные данные	<p>Прибор учета обеспечивает сохранение данных с периодичностью до 5000 записей в зависимости от предпочтений энергопередающей организации.</p> <p>1 минут – до 4 суток</p> <p>2 мин - до 8 суток;</p> <p>15 мин – до 52 суток;</p> <p>30 мин - до 104 суток;</p> <p>60 мин – до 208 суток,</p> <p>Обеспечивается возможность конфигурирования периодичности как локально, так и удаленно.</p>
		В приборе учета обеспечена работа с установленными предельными значениями следующих параметров: превышение и провал по току;

18.6	Работа с предельными значениями	<p>превышение и провал по напряжению;</p> <p>превышение и провал по $\cos\phi$;</p> <p>превышение и провал по дифференциальному току.</p> <p>Превышение или провал предельного значения — прибор учета обеспечивает фиксацию события в журнале событий и, в зависимости от настройки, отключение реле с регистрацией данного события.</p> <p>передавать в систему АМІ;</p> <p>передавать в систему АМІ и отключить реле.</p> <p>При приведении в норму предельного значения прибор учета обеспечивает фиксацию события в журнале событий и, в зависимости от настройки:</p> <p>передавать в систему АМІ;</p> <p>передавать в систему АМІ и подключить реле.</p> <p>Предельное значение параметра и реакция прибора учета на событие обеспечивают возможность установки (конфигурации) как локально, так и удаленно.</p> <p>Предельные значения работают параллельно и независимо с ограничением по лимиту.</p>
		<p>В приборе учета обеспечена работа с установленными лимитами следующих параметров:</p> <p>превышение потребления активной мощности;</p> <p>превышение и провал по току по фазам.</p> <p>Превышение или провал предельного значения — прибор учета обеспечивает фиксацию события в журнале событий и, в зависимости от настройки:</p> <p>передавать в систему;</p> <p>передавать в систему АМІ и отключить реле.</p> <p>При приведении в норму предельного значения прибор учета обеспечивает фиксацию события в журнале событий и, в зависимости от настройки:</p> <p>передавать в систему АМІ;</p>

18.7	Работа с лимитами	<p>передавать в систему АМІ и подключить реле.</p> <p>Предельное значение параметра и реакция прибора учета на событие обеспечивают возможность установки (конфигурации) как локально, так и удаленно.</p> <p>Ограничение по лимиту обеспечивает параллельную и независимую работу с предельными значениями.</p> <p>Прибор учета обеспечивает возможность ограничения по лимиту с различными предельными значениями в соответствии с расписанием в течение суток (в часы максимума нагрузок, в дневное время, в ночное время итд.) с плавающим графиком в зависимости от месяца и сезона (с привязкой к TOU).</p> <p>Ограничение по лимиту обеспечивает работу по каждой фазе.</p>
19.	Тарифы	Прибор учета обеспечивает работу не менее чем с 4 тарифами и возможность посезонной конфигурации тарифов минимум на 12 сезонов.
20.	Совместимость с программным обеспечением АСКУЭ	Поставщик обеспечивает предоставление АРІ и технического описания протокола передачи данных для интеграции на межсистемном уровне с ЦССОД (Централизованная система сбора и обработки данных).

**Трехфазный двунаправленный электронный прибор учета, активной и реактивной энергии со съёмным взаимозаменяемым модулем передачи данных 5-7,5А 3х220/380В
(По различным взаимозаменяемым модулям передачи данных
(PLC/HPLC, RF, LoRaWAN, NB-IoT, LTE, GSM))**

№ п/п	Таблица технических требований	Требуемые данные
1	2	3
1	Тип прибора учета электроэнергии	
1.1	Трехфазный двунаправленный электронный прибор учета,	(С различными взаимозаменяемыми модулями

	активной и реактивной энергии со съемным взаимозаменяемым модулем передачи данных.	передачи данных (PLC/HPLC, RF, LoRaWAN, NB-IoT, LTE, GSM).
2	Требования соответствия стандартам	
2.1	Стандарты	<p>Прибор учета соответствует требованиям:</p> <p>ГОСТ 31818.11 (IEC 62052-11:2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии",</p> <p>ГОСТ 31819.21 (IEC 62053-21:2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2",</p> <p>ГОСТ 31819.22(IEC 62053-22:2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S",</p> <p>ГОСТ 31819.23 (IEC 62053-23:2003) "Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии".</p>
2.2	Сертификаты	<p>Прибор учета электронный многотарифный активной и реактивной электроэнергии для измерения и учета активной и реактивной энергии в трехфазных четырехпроводных сетях переменного тока трансформаторного включения, по одному или нескольким тарифам в прямом и (или) обратном направлении со съемным и взаимозаменяемым и модулями передачи данных. Внесен в реестр ГСИ РК, Наличие выписки из реестра казахстанских товаропроизводителей в соответствии с пунктом 8 статьи 51-1 Закона Республики Казахстан от 27 декабря 2021 года "О промышленной политике"</p>

2.3	Тип:	Inom 5A Imax 7,5A
3	Основные параметры	
3.1	Чувствительность	0,2% Ib
3.2	Номинальное напряжение Un	3x220/380
3.4	Частота Гц	50 Герц с допустимой погрешностью ±2%
4.	Точность измерения	
4.1	Активная энергия	0,5%
4.2	Реактивная энергия	1,0%
5	Климатические условия	
5.1	Рабочая температура	-40°C ... +60°C
5.2	Температура хранения	-40°C ... +70°C
6	Требования к конструкции	
6.1	Прочность изоляции	4 киловольт (класс защиты II)
6.2	Герметичность	IP 54
6.3	Монтаж прибора учета	В нижней части основания 2 паза под крепежные винты и один паз под винт в верхней части.
6.5	Способ подключения к сетевым кабелям	Винтовое соединение
6.6	Наличие крышки прибора учета и клеммника	Снятие крышки кожуха прибора учета возможно только после снятия крышки клеммника. Материал клеммника изготовлен из антикоррозийного металла, прочного и не окисляющегося при соприкосновении с алюминием и медью.
7	Отображение информации	
7.1	Тип экрана	ЖК (LCD) дисплей
7.2	Четкость изображения	Не менее 24 лет
7.3	Отображение измеряемых значений	Не менее 8 цифр. На дисплее обеспечивается вывод показаний с количеством десятичных знаков не менее 2.
7.5	Возможность вывода на дисплей основных измеряемых параметров с удаленной и локальной конфигурацией	Измерение энергии и мощности. Измерение текущих значений тока и напряжения.
7.6	Возможность вывода на дисплей всех измеряемых параметров с удаленной и локальной конфигурацией	Всевозможные иные параметры
7.7	Возможность вывода на ЖКИ коэффициент трансформатора тока и трансформатора напряжения.	Суммарная энергия A+ (-)/R+ (-). По тарифам

7.7	Единицы измерения	Данные о потребленной энергии обеспечивают отображение в kW·h для активной энергии и в kVar·h для реактивной энергии.
7.8	Кодирование значений	Выводимые значения сопровождаются соответствующим OBIS-кодом на жидкокристаллическом дисплее.
7.9	Отображение показаний при отсутствии питания (сетевого напряжения)	Прибор учета обеспечивает возможность снятия показаний при отсутствии внешнего питания.
7.10	Подсветка экрана дисплея	Дисплей прибора учета обеспечивает наличие подсветки экрана. Предусмотрена возможность включения/отключения подсветки постоянно и по таймауту. Конфигурирование включения/отключения подсветки постоянно и по таймауту доступно локально и удаленно.
8	Резервное питание	
8.1	Батарея	Батарея с гарантированным сроком службы в соответствии с межповерочным интервалом, но не менее 10 лет. Батарея обеспечивает возможность замены без вскрытия корпуса прибора учета.
9	Память прибора учета	
9.1	Энергонезависимая память	Прибор учета обеспечивает сохранение данных с периодичностью до 5000 записей в зависимости от предпочтений энергопередающей организации. 1 минута – до 4 суток 2 минуты - до 8 суток; 15 минут – до 52 суток; 30 минут - до 104 суток; 60 минут – до 208 суток, Периодичность конфигурируется как локально, так и удаленно.
10	Внутренние часы	
10.1	Точность хода	Допустимая погрешность не более 0.5 сек в сутки при нормальных условиях
		Синхронизация часов с системой АМІ обеспечивается по различным каналам связи, применяемым в системе.

10.2	Синхронизация часов	Реализована возможность удаленной корректировки времени и часового пояса в режиме ручного или автоматического ввода.
11	Внутренние функции прибора учета	
11.1	Прибор учета имеет функцию регистрации и передачи в систему АМІ следующих событий	<p>вскрытие кожуха прибора учета (при разборном корпусе) вне зависимости от наличия сетевого напряжения;</p> <p>превышение и провал по дифференциальному току;</p> <p>вскрытие крышки клеммника прибора учета вне зависимости от наличия сетевого напряжения;</p> <p>отказ или некорректная работы часового механизма;</p> <p>превышение и провал по напряжению;</p> <p>попытка несанкционированного доступа к оптопорту, RS-485 порту, PLC, GPRS;</p> <p>воздействие электростатического разряда;</p> <p>аварийная или ненормальная перегрузка прибора учета;</p> <p>наличие магнитного поля (переменного, постоянного и электромагнитного), электростатического разряда, превышающих значений согласно ИЕС и ГОСТ.</p> <p>Передача сигнала в систему АМІ и отключение/включение реле обеспечивают возможность настройки (конфигурации) как локально, так и удаленно.</p>
12	Пломбирование	
12.1	Прибор учета оснащен следующими пломбами:	<p>Количество номерных пломб обеспечивается в соответствии с конструктивным исполнением корпуса прибора учета. Пломба проверки соответствует требованиям поверки, проведенной аккредитованной метрологической службой. Согласно ЗРК "Об обеспечении единства измерений"</p> <p>Наличие отображения и журнала события электронной пломбы на ЖКИ при вскрытии кожуха прибора учета "OPEN".</p>

13	Срок службы	
13.1	Средний срок службы	Не менее 24 лет
14	Гарантия	
14.1	Гарантийный срок	Не менее 18 месяцев
14.2	Сбор данных	Поставщик гарантирует сбор более 95 % данных по каналу связи в течение трех суток при обязательном наличии питающего напряжения на приборе учета.
15	Локальный обмен данными	
15.2	Безопасность доступа по оптопорту, RS-485	Обеспечивается безопасность работы через оптопорт с использованием паролей следующих уровней доступа: Только чтение. Чтение и запись. Чтение и запись только определенных параметров по настройке (конфигурирование по настройке). С сохранением журналов всех операций (logs), для последующего контроля.
16	Дистанционный обмен данными	
16.1	Каналы связи	Прибор учета обеспечивает передачу данных по различным каналам связи.
16.2	Основной канал связи	По различным взаимозаменяемым модулям передачи данных (PLC/HPLC, RF, LoRaWAN, NB-IoT, LTE, GSM).
17	Минимальные требования к функциональности	
17.1	Функции защиты от несанкционированного доступа к прибору учета и изменения схемы включения	Прибор учета обеспечивает хранение данных в памяти глубиной не менее 600 записей. Регистрация открытия крышки прибора учета и клеммника, с записью в журнале событий; Регистрация в классе точности потребленной электроэнергии при : реверсивном подключении; изменении направления токовых цепей; Прибор учета обеспечивает устойчивость к воздействию внешних факторов, определенных требованиями ГОСТ. 31818.11-2012 "Аппаратура для измерения электрической энергии

		переменного тока", ГОСТ 30804.4.2 (IEC 61000-4-2:2008) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний
17.2	Сигналы (алармы), фиксируемые прибором учета	Отказ работы часового механизма; Низкое напряжение батареи питания; Несанкционированное подключение к локальному оптическому порту; Была изменена конфигурация; Снята крышка клеммника прибора учета; Воздействие магнитного поля (переменного, постоянного, электромагнитного); Воздействие электростатического разряда; Снята крышка корпуса прибора учета, для прибора учета с разборным корпусом; Перезапуск по watchdog - перезапуск программы; Ошибка обновления программного обеспечения; Ошибка коэффициента измерения - при калибровке прибора учета используется; Отсутствие напряжения фазы 1,2,3 ; Ошибочное подключение фаз. Все алармы обеспечивают передачу в систему АМІ по запросу вне зависимости от канала связи. При отсутствии связи прибор учета выполняет передачу всех алармов при первой возможности (в момент восстановления связи).
17.3	Логирование всех действий прибора учета в памяти прибора учета	Все действия
17.4	Текущие данные	Прибор учета обеспечивает передачу всех имеющихся параметров по запросу в режиме ON-LINE.
		Прибор учета обеспечивает сохранение данных с периодичностью до 5000 записей

17.5	Интервальные данные	<p>в зависимости от предпочтений энергопередающей организации.</p> <p>1 минута – до 4 суток 2 минуты - до 8 суток; 15 минут – до 52 суток; 30 минут - до 104 суток; 60 минут – до 208 суток, Обеспечивается возможность конфигурирования периодичности как локально, так и удаленно.</p>
17.6	Работа с предельными значениями	<p>В приборе учета обеспечена работа с установленными предельными значениями следующих параметров:</p> <p>превышение и провал по току; превышение и провал по напряжению; превышение и провал по $\cos\phi$; превышение и провал по дифференциальному току.</p> <p>Превышение или провал предельного значения — прибор учета выполняет фиксацию события в журнале событий и, в зависимости от настройки, отключает реле с регистрацией данного события.:</p> <p>передавать в систему АМІ; передавать в систему АМІ и отключить реле.</p> <p>При приведении в норму предельного значения прибор учета выполняет фиксацию события в журнале событий и, в зависимости от настройки:</p> <p>передавать в систему АМІ; передавать в систему АМІ и подключить реле.</p> <p>Предельное значение параметра и реакция прибора учета на событие обеспечивают возможность установки (конфигурации) как локально, так и удаленно.</p> <p>Предельные значения работают параллельно и независимо с ограничением по лимиту.</p>
		<p>В приборе учета обеспечена работа с установленными лимитами следующих параметров:</p> <p>превышение потребления активной мощности;</p>

17.7	Работа с лимитами	<p>превышение и провал по току по фазам.</p> <p>Превышение или провал предельного значения — прибор учета выполняет фиксацию события в журнале событий и, в зависимости от настройки: передавать в систему; передавать в систему АМІ и отключить реле.</p> <p>При приведении в норму предельного значения прибор учета выполняет фиксацию события в журнале событий и, в зависимости от настройки: передавать в систему АМІ; передавать в систему АМІ и подключить реле.</p> <p>Предельное значение параметра и реакция прибора учета на событие обеспечивают возможность установки (конфигурации) как локально, так и удаленно.</p> <p>Ограничение по лимиту обеспечивает параллельную и независимую работу с предельными значениями.</p> <p>Прибор учета обеспечивает возможность ограничения по лимиту с различными предельными значениями в соответствии с расписанием в течение суток. (в часы максимума нагрузок, в дневное время, в ночное время итд.) с плавающим графиком в зависимости от месяца и сезона (с привязкой к TOU).</p> <p>Ограничение по лимиту обеспечивает работу по каждой фазе.</p>
18.	Тарифы	<p>Прибор учета обеспечивает работу не менее чем с 4 тарифами и возможность посезонной конфигурации тарифов минимум на 12 сезонов.</p>
19.	Совместимость с программным обеспечением АСКУЭ	<p>Поставщик обеспечивает предоставление АРІ и технического описания протокола передачи данных для интеграции на межсистемном уровне с ЦССОД (Централизованная система сбора и обработки данных).</p>

Одноканальный или многоканальный многофункциональный теплосчетчик для измерения тепловой энергии и теплоносителя в системах жидкостного теплоснабжения

№ п/п	Таблица технических требований	Требуемые данные
1	2	3
1	Тип прибора учета тепла	
1.1	Одноканальный или многоканальный многофункциональный теплосчетчик для измерения тепловой энергии и теплоносителя в системах жидкостного теплоснабжения	поддержка интерфейсов RS485, RS232, M-Bus, Ethernet, GPRS, LoRaWAN.
2	Требования соответствия стандартам	
2.1	Стандарты	Теплосчетчик соответствует требованиям ГОСТ EN 1434-1 "Теплосчетчики. Часть 1. Общие требования".
2.2	Сертификаты	Теплосчетчик внесен в реестр ГСИ РК и имеет выписку из реестра казахстанских товаропроизводителей в соответствии с пунктом 8 статьи 51-1 Закона Республики Казахстан от 27 декабря 2021 года "О промышленной политике"
3	Основные параметры	
3.1	Номинальное напряжение	220 Вольт с допустимой погрешностью $\pm 20\%$
3.2	Номинальная частота	50 Герц с допустимой погрешностью $\pm 2\%$
3.3	Диапазон измерения расхода	от 0,006 до 300 м ³ /ч
3.4	Диапазон измерения температуры теплоносителя	от 0°C до 150°C
3.5	Диапазон измерения разности температур	от 2°C до 150°C
3.6	Максимальное давление измеряемой среды	до 4 МПа
4	Точность измерений	
4.1	Погрешность измерения тепловой энергии: Класс точности 1 Класс точности 2	$\pm(2+4\Delta Q_{\min}/\Delta Q+0,01q_p/q) \%$ $\pm(3+4\Delta Q_{\min}/\Delta Q+0,02q_p/q) \%$
5	Климатические условия	
5.1	Рабочая температура	от -25°C до +55°C
5.2	Температура хранения	от -25°C до +70°C

5.3	Относительная влажность	95% при температуре 35°C
6	Требования к конструкции	
6.1	Степень защиты	IP54
6.2	Габаритные размеры	не более 230×210×95 мм
6.3	Масса	не более 20 кг
7	Память прибора	
7.1	Энергонезависимая память: хранение архивных данных о тепловой энергии и других параметрах, рассчитанное на	2048 записей для среднечасовых значений 1792 записи для среднесуточных значений 60 записей для среднемесячных значений
8	Управление и индикация	
8.1	Тип дисплея	ЖКИ
8.2	Отображение данных	возможность отображения текущих и архивных значений температуры, давления, объема и энергии
8.3	Встроенные кнопки управления	управление режимами работы через лицевую панель
9	Коммуникационные возможности	
9.1	Интерфейсы передачи данных	RS485, RS232, M-Bus, GPRS, LoRaWAN, Ethernet/RJ-45, инфракрасный порт
9.2	Максимальная скорость передачи данных	115200 кбит/с
10.	Техническое обслуживание	
10.1	Межповерочный интервал	4 года
10.2	Гарантия производителя	18 месяцев
11	Назначение	Измерение количества тепловой энергии и теплоносителя
12	Область применения	Системы жидкостного теплоснабжения
		Считывание сигналов, поступающих от расходомеров, термопреобразователей сопротивления и преобразователей давления, с их последующим преобразованием в электрические сигналы для обработки в вычислительном блоке. Обработка данных осуществляется с целью вычисления комплекса параметров тепловой энергии, включая объем и массу теплоносителя, тепловую мощность, значения температур

13	Принцип работы	на входе и выходе, перепад давления и разность температур. Полученные параметры используются для точного расчета потребляемой или передаваемой тепловой энергии в системах теплоснабжения. Данный процесс обеспечивает надежный учет и контроль тепловых потоков, что способствует эффективному управлению энергетическими ресурсами и позволяет проводить анализ работы системы в различных эксплуатационных условиях.
14	Основные компоненты	Вычислительный блок, расходомеры, термопреобразователи сопротивления и их комплекты, преобразователи давления
15	Измеряемые параметры	Тепловая энергия, тепловая мощность, объем и масса теплоносителя, температура, давление, время работы
16	Электропитание	Напряжение питания: 195-253 Вольт; Потребляемая мощность: 11 Ватт (двухканальный); 20 Ватт (многоканальный)
17	Средний срок службы	Не менее 12 лет
18	Комплектность	Вычислитель, датчики температуры, расходомеры
19	Количество каналов измерения температуры	До 6 каналов
20	Входные токовые сигналы	0-5 мА, 0-20 мА, 4-20 мА
21	Средняя наработка на отказ	Не менее 75000 часов
22	Условия эксплуатации	Температура окружающей среды: от 5 до 55 °С, относительная влажность: до 93 %, атмосферное давление: от 86,0 до 106,7 кПа
23	Типы применяемых расходомеров	Электромагнитные расходомеры: Диаметр DN: от 15 до 100 мм Диапазон измерения расхода: от 0,01 до 300 м ³ /ч Точность измерения: от 0,25% до 2,0% Номинальное давление: до 4,0 МПа Температура измеряемой среды: от 0 до +150 °С Степень защиты: IP65/IP67/IP68 Выходной сигнал: 4-20 мА

		Питание: 24 VDC Тип соединения: Фланцевое, сэндвич-соединение
24	Типы применяемых преобразователей температуры сопротивления	Термопреобразователи сопротивления: Диапазон измерения температуры: от 0 до +160 °C Класс точности: А, В Материал чувствительного элемента: платина (Pt100, Pt500) Тип присоединения: резьбовое или фланцевое
25	Типы применяемых преобразователей давления	Преобразователи давления: Диапазон измерения давления: до 4,0 МПа Максимальная потеря давления: до 25 кПа Температура измеряемой среды: от 0 до +150 °C Материал корпуса: нержавеющая сталь Тип присоединения: резьбовое или фланцевое
26	Архивируемые параметры	Среднечасовые, среднесуточные, среднемесячные значения тепловой энергии, температуры, давления, коды ошибок
27	Поддержка каналов связи	LoRaWAN/GSM/GPRS (опционально)
28	Потребляемая мощность	Двухканальный ВБ: 11 Ватт, многоканальный ВБ: 20 Ватт
29	Номинальная статическая характеристика термопреобразователей	Pt100, Pt500
30	Входные напряжения питания расходомеров	Встроенные источники питания 18 В (0,25 А) для расходомеров, 17 В (0,05 А) для датчиков давления
31	Параметры отображения на ЖКИ	- Текущие значения измеренных параметров (температура, давление, расход, объем, масса, тепловая энергия)\ Итоговые накопленные значения тепловой энергии и теплоносителя\ Среднечасовые, среднесуточные и среднемесячные значения параметров\ Дата и время\ Состояние и коды ошибок системы\ n- Параметры настроек для каждой системы (Система 1 и Система 2) n- Установленные пользователем пороги для

	давления и температуры\п- Значения входных и выходных токов для преобразователей давления и температуры\ Архивные данные за последние 100 суток (почасовые значения), 34 месяца (помесячные значения)
--	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Примечание: расшифровка аббревиатур:

Гц — Номинальная частота

ЖКИ — Жидкокристаллический индикатор

Верхний уровень — централизованная система обработки данных

СМКБ — система менеджмента кибербезопасности

Клеммник — Электрический соединительный блок

ГСИ РК — Государственная система обеспечения единства измерений Республики Казахстан

м³ — Кубический метр

ЦССОД — Централизованная система сбора и обработки данных

Оптопорт — Оптический порт

Средний уровень — концентраторы (шлюзы) и информационно-вычислительные комплексы электроустановок и тепловых пунктов

АСУТП — Автоматизированная система управления технологическим процессом

Нижний уровень — полевое оборудование и приборы учета

АСКУЭ — Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии

Alarm — Сигнализация, тревога

API — Application Programming Interface (интерфейс программирования приложений)

E-mail — Электронная почта

Excel — Табличный файл Microsoft Excel

I_{max} — Максимальный ток

IoT — Internet of Things (интернет вещей)

GPRS — General Packet Radio Service (сервис передачи данных через GSM)

GSM — Global System for Mobile Communications (сотовая связь)

GSM/GPRS — Сотовая связь с передачей данных (GPRS)

kW·h (Квт.ч) — Киловатт-час (единица энергии)

Kvar·h (Квар.ч.) — Киловольт-ампер реактивный-час (реактивная энергия)

LCD — Liquid Crystal Display (жидкокристаллический дисплей)

Logs — Журналы событий / лог-файлы

LoRaWAN — Long Range Wide Area Network
(сеть дальнего радиуса действия радиоканала)

LTE — Long Term Evolution (стандарт связи 4G)

Modbus — Протокол передачи данных для автоматизации

NB-IoT — NarrowBand Internet of Things (узкополосный IoT)

OBIS — Object Identification System (система идентификации объектов, стандартизированная для счетчиков)

OPEN — Отображение на ЖКИ прибора учета событие вскрытия прибора учета

OPC — OLE for Process Control (стандарт обмена данными в промышленной автоматизации)

PLC/HPLC — Power Line Communication— передача данных через силовые линии / широкополосная передача данных через силовые линии

RS-485 — Стандарт последовательного интерфейса для промышленных сетей

SCADA — Supervisory Control And Data Acquisition (система диспетчерского контроля и сбора данных)

TOU — Time of Use (тариф с учетом времени использования)

Un — Номинальное напряжение

Watchdog — Контроллер наблюдения за состоянием системы

WEB — Веб страница (World Wide Web)

Xls — Файлы Excel (формат таблиц)