|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| |  |  | | --- | --- | |  |  |   **ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ**  **НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ПОСТАВКУ И МОНТАЖ**  для измерительного комплекса учета природного газа  ***\_\_\_\_\_\_\_ Газоснабжение тепловой электрической станции\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_*** (Наименование эксплуатируемого, строящегося или проектируемого объекта заявителя)  ***\_\_\_\_\_\_\_г.Первоуральск ул.Торговая 1 (кад.№ 66:58:0116001:465)\_\_\_\_\_\_\_\_\_*** (Адрес объекта)  Екатеринбург 2019   1. Коммерческий измерительный комплекс учета природного газа запроектировать в соответствии с настоящими техническими условиями. 2. При проектировании измерительного комплекса руководствоваться:   Федеральным законом «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 № 102-ФЗ,  Федеральным законом «Об энергосбережении и о повышении энергетической  эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской  Федерации» от 23.11.2009 № 261-ФЗ, Техническим регламентом о безопасности сетей  газораспределения и газопотребления, утвержденным Постановлением Правительства  РФ от 29.10.2010 г. № 870, Правилами пользования газом и предоставления услуг по  газоснабжению в Российской Федерации, утвержденными Постановлением  Правительства РФ от 17.05.2002 № 317, Правилами учета газа, утвержденными  Приказом Минэнерго России от 30.12.2013 № 961, требованиями ГОСТ Р 8.596-2002,  ГОСТ 8.586-2005, ГОСТ Р 8.618-2006, ГОСТ Р 8.740-2011, ГОСТ Р 8.741-2011,  ГОСТ 21.408-2013, ГОСТ Р 21.1101-2013, ГОСТ Р 8.899-2015, МИ 3082-2008,  СП 62.13330.2011 (актуализированная СНиП 42-01-2002), СНиП 3.05.07-85,  инструкциями по монтажу и эксплуатации средств измерения.  ГОСТ 30319.2-2015. Межгосударственным стандартом. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода" (введен в действие Приказом Росстандарта от 10.11.2015 N 1744-ст).  СП 77.13330.2016. Свод правил. Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85.  инструкциями по монтажу и эксплуатации средств измерения.  Узел учета газа должен быть установлен на границе балансовой принадлежности  газопроводов или максимально приближен к ней исходя из технических возможностей   1. Проект должен содержать:   - заключение метрологической экспертизы, выданное метрологическим центром;  - расчёт расширенной неопределённости измерений объемного расхода и объёма природного газа, приведённых к стандартным условиям.   * 1. Проект должен соответствовать Постановлению правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требования к их содержанию» и содержать следующие разделы проектной документации:   - Пояснительная записка - ПЗ;  - Проект организации строительства – ПОС;  Рабочая документация должна быть выполнена в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013 «Основные требования к проектной и рабочей документации» и содержать следующие марки документации:  - газоснабжение (внутренние устройства) - ГСВ;  - автоматизация газораспределительных устройств – АГСВ;  - электроснабжение – ЭС;  - Спецификацию на материалы и оборудование;  - Спецификация на оборудование и материалы, не входящие в расценки на работы, выполненная в соответствии с ГОСТ 21.110-2013 (либо заменяющим его НТД) – С;  - Ведомость объемов работ - ВОР;  - Сметная документация - СМ.  Ведомость объемов работ, кроме строительно-монтажных работ, должна также включать пусконаладочные работы в соответствии с ТЕРп 81-05-ОП-2001. Для обоснования объемов пусконаладочных работ представить расчет количества каналов и сметной нормы затрат.   * 1. Проектная документация должна включать:  1. Акты разграничения балансовой принадлежности; 2. Сведения о нагрузках газового потребления; 3. План подключения объекта потребления к газовой сети; 4. Принципиальную схему станции с проектируемым узлом учета; 5. План с указанием мест установки датчиков, спускных устройств, размещения приборов учета и схемы кабельных проводок, схемы подключения импульсных линий с подробными эскизами мест врезки с указаниями требований и технологий; 6. аксонометрическую монтажную схему участка газопроводов с привязкой к строительным конструкциям в пределах границ проектирования и содержащую средства измерений, допустимые и проектные расстояния между элементами трубопроводов и устройствами узла учета (расходомеров, датчиков, струевыпрямителей); 7. Электрические и монтажные схемы подключения приборов учета; 8. Схемы питания, заземления; 9. Расчёт и подбор СИ; 10. Расчёт потерь давления на измерительном участке газопровода; 11. Требования к измерительному участку трубопровода в соответствии требований нормативной документации с последующим выбором конструктивных решений, обеспечивающих эти требования; 12. Чертежи должны быть выполнены в соответствии с требованиями ГОСТ 2.109-73, текстовые документы в соответствии с требованиями ГОСТ 2.105-95; 13. Кабельный журнал, монтажно-коммутационные схемы (включая полевой уровень), таблицы подключения внешних связей к датчикам и другим устройствам; 14. Монтажные схемы установки расходомеров, датчиков температуры и датчиков давления; 15. Рабочие чертежи стендов датчиков, размещения компонентов (шкафов, приборов, преобразователей и т.п.) на оборудовании и в помещениях; 16. Настроечные базы данных, вводимые в вычислители, в том числе при переходе на летний и зимний режимы работы; 17. Схемы пломбирования средств измерений и устройств, входящих в состав измерительной системы; 18. Формулы расчета, таблицу настроечных параметров программирования расходомера, вычислителя; 19. Формы отчетных ведомостей показаний приборов учета; 20. Расчеты диаметров и пределов нормированного диапазона расходомеров в соответствии с нагрузками, минимальными и максимальными расходами газа; 21. Расчет относительной расширенной неопределенности определения расхода природного газа при стандартных условиях в установленных для указанного потребления количества газа на соответствие требованиям Приказа Минэнерго РФ от 15 марта 2016 года N 179; 22. Методика (метод) измерений объемного расхода и объема природного газа; 23. Заказные спецификации на КИП, щитовые изделия, кабельную продукцию, программно-технические средства и т.п.   Проект должен быть согласован со специалистами ООО «Аггреко Евразия». Для согласования проект представить в двух экземплярах.   1. Обеспечить возможность подключения дублирующих средств измерения параметров газа. 2. Первичные преобразователи запроектировать во взрывобезопасном исполнении при установке во взрывоопасной зоне, согласно гл. 7.3 ПУЭ «Требования по искробезопасности». 3. Рекомендуется запроектировать измерительный комплекс на базе комплекса учёта   энергоносителей ТЭКОН-20К.   1. Состав измерительного комплекса определяется при проектировании выбранным методом измерения и требованиями методики измерений, регламентирующей процесс измерений на узле учета. 2. Предусмотреть фильтр газа при использовании ротационных, турбинных расходомеров, с индикатором перепада давления. 3. Установить термометр окружающего воздуха в месте расположения первичных преобразователей измерительного комплекса с архивированием измеренных параметров на вычислителе расхода. 4. При использовании датчика расхода газа турбинного или ротационного типа установить преобразователь разности давлений с архивированием измеренных параметров на вычислителе расхода. 5. Соединение первичных преобразователей с блоком питания и вычислителем расхода предусмотреть при помощи кабеля с разъемами. 6. Соединительные кабели первичных преобразователей должны быть цельными (без соединительных коробок). 7. Измерительные цепи по электрическим характеристикам должны соответствовать требованиям ГОСТ 26.011-80. 8. Блок питания преобразователей, вычислитель расхода газа, датчик барометрического давления расположить на щите в помещении КИП. 9. Вычислитель расхода должен вычислять, архивировать, распечатывать на принтере параметры газа. Кроме того, должны архивироваться и распечатываться данные о времени безотказной работы вычислителя расхода, времени отказов как самого вычислителя расходов, так и отдельных первичных преобразователей, суммарный объем газа с начала отсчета суток (с 12-00 местного времени), за прошедшие сутки, с начала текущего месяца и в целом за отчетный месяц, с распечаткой по суткам, время последнего отключения электроэнергии. Вычислитель расхода должен быть защищен от несанкционированного вмешательства. Ключ-код должен храниться у представителя ГРО. 10. Вычислитель расхода газа должен позволять передачу данных на диспетчерский компьютер АО "ПНТЗ". 11. Для передачи по локальной сети данных в систему «Энергосфера», из Тэконов серии – 19, необходимо предусмотреть установку контроллера К-104 , а также PGC CSM\GPRS коммутатора, адаптера АИ-80, симкарты. 12. Проектирование и монтаж измерительного комплекса учета газа выполнить организацией, имеющей лицензии на право осуществления данного вида работ. 13. При проведении монтажных работ и испытаний газопроводов присутствие технадзора эксплуатирующей организации обязательно. 14. Пределы допускаемой погрешности измерений измерительным комплексом объёма и объёмного расхода, приведённого к стандартным условиям, не должны превышать установленных в ГОСТ Р 8.741-2011, п. 7.1, для конкретных диапазонов расходов. 15. При расчете погрешности учитывать температуру окружающей среды в месте установки приборов коммерческого учета. 16. Представить аттестованную методику выполнения измерений комплекса и согласовать с ООО "Аггреко Евразия" условно-постоянные параметры, вводимые для автоматических измерений (приложить карту программирования). 17. По окончании монтажных работ оформить паспорт на измерительный комплекс. 18. Расход газа составляет:   Минимальный – 50 нм3;  Максимальный – 7000 нм3.   1. Диапазоны изменения параметров природного газа в газораспределительной сети Западного округа АО «ГАЗЭКС» за 2018 г.   Таблица 1   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | **Параметр** |  | **Диапазон** | | | **Мин.** | **Макс.** | | Плотность в н.у. | кг/м³ | 0,68 | 0,699 | | Содержание азота | % | 0,762 | 1,232 | | Содержание CO2 | % | 0,044 | 0,116 | | Температура газа | 0C | -20 | 25 | | Барометрическое давление | мм.рт.ст. | 740 | 770 |   Метод измерения расхода газа, тип расходомеров выбирается проектной организацией и согласовывается с Заказчиком исходя из требований ГОСТ Р 8.741-2011, МИ 3082-2008, настоящих Технических условий, диапазонов изменения параметров газа (таблица 1), проектной мощности газоиспользующего оборудования потребителя (газоиспользующее оборудование и его характеристики должны указываться в проекте и паспорте узла учета расхода газа) и условий эксплуатации узла учета. |