ТЕХНИКАЛЫҚ СИПАТТАМА

1273960 , Ілеспе газ / Назар аударыңыз! «Самұрық-Қазына» АҚ сатып алуды жүзеге асыру тәртібінің 12-бабы 5-тармағына сәйкес, сатып алу туралы шарт жасасудың міндетті шарты — жеткізушіні таңдау рәсімдері жүргізілген тауарлар, жұмыстар мен қызметтер бойынша қажеттіліктің туындау көзін (көздерін) және сатып алу жоспарын (жоспарларын), сондай-ақ оларға енгізілетін өзгерістерді және (немесе) толықтыруларды бекіту болып табылады.
сатып алу бойынша
Бағалы ұсыныстарға сұраным тәсілімен

Лот № 3 (127 Т, 4592087) Мұнай газы

Тапсырыс беруші: "Маңғыстаумұнайгаз" акционерлік қоғамы

Ұйымдастырушы: "Маңғыстаумұнайгаз" акционерлік қоғамы

1. ТЖҚ қысқаша сипаттамасы

Атауы	**Мәні**
Жол нөмірі	127 Т
Атауы және қысқаша сипаттамасы	Мұнай газы, бағыттас
ТЖҚЖС санаттың атауы	Сұйытылған мұнай газы
Қосымша сипаттама	Сипаттама: Ілеспе газ
Саны	3078.000
Өлшем бірлігі	Куб мың метр
Жеткізу орны	ҚАЗАҚСТАН, Маңғыстау облысы, Мангистауская область, месторождения ПУ "Жетыбаймунайгаз"
Жеткізу шарттары	DDP
Жеткізу мерзімі	01.2027 бастап 12.2027 дейін (қоса алғанда)
Төлем шарттары	Алдын ала төлем - 30%, Аралық төлем - 70%, Соңғы төлем - 0%

2. Сипаттамасы және талап етілетін функционалдық, техникалық, сапалық және пайдалану сипаттамалары

Ілеспе газ

- 01.01.2027ж. бастап 31.12.2027ж. дейін шамамен 3 078 000 м3 шикі ілеспе газды Жеткізушінің газ құбыры (газ желісі) арқылы Тапсырыс берушінің газ құбырына енгізу нүктесіне дейін тасымалдаумен жеткізу;

Жеткізуші газды келесіге жеткізуді қамтамасыз етеді:

Жеткізушінің Солтүстік Аққар (Шығыс блогы), Шығыс Аққар және Батыс Жетібай кен орындарынан шығатын газ құбырларын «Жетібаймұнайгаз» ӨБ газ желісіне қосудың техникалық шарттарына сәйкес Тапсырыс берушінің газ құбырларына тарту пункттерін жүзеге Жеткізуші асырады;

Жеткізуші газды бір ай бойы орташа тәуліктік норма шегінде жеткізуге міндеттенеді:

- Жетібай Батыс кен орнынан 1,5 кг/см2 дейін;

- Шығыс Аққар және Солтүстік Аккар кен орындарынан (Шығыс блогы) 0,9 кг/см2 дейін.

Тараптар күн сайын жергілікті уақыт бойынша сағат 16.00-ге дейін газ жеткізудің тәуліктік көлемі туралы ақпаратты бір-біріне беруге міндетті.

Тапсырыс беруші қабылдаған Газдың көлемі шегерімдерді ескере отырып, Тараптар келісілген тәртіппен Жеткізушінің газ құбыры желісіне қосу нүктелеріндегі тауарлық газды есепке алу қондырғысында орнатылған бақылау-өлшеу құралдарымен технологиялық шығындарды ескере отырып анықталады.

Жеткізушінің газ құбырлары Тапсырыс берушінің газ құбыры желісіне қосылатын нүктелердегі коммерциялық газды есепке алу қондырғылары Жеткізушінің есебінен орнатылады және күтіледі.

Тапсырыс берушінің газ құбырлары ҚазГӨЗ газ құбырларына қосылатын нүктелердегі коммерциялық газды есепке алу қондырғылары Тапсырыс берушінің есебінен орнатылады және қызмет көрсетеді.

Тауарлық газды есепке алу қондырғылары белгіленген мерзімде аттестациядан өтіп, бақылау-өлшеу құралдары мемлекеттік тексеруден өтуі тиіс.

Тұтынушы өзінің уәкілетті өкілдері арқылы алдын ала ресми хабардар ете отырып, Жеткізуші өкілінің қатысуымен газ шығынын өлшеу жүйесінің жұмысын, Газ мөлшерін анықтаудың дұрыстығын тексеруге, кейіннен екі жақты Акт жасақталады.

Тауарлық газды есепке алу станцияларында газ шығынын өлшеу жүйесінде ақау анықталған жағдайда, Жеткізуші бұл туралы Тапсырыс берушіні дереу хабардар етуге және Тараптар арасында келісілген мерзімде ақауды жоюға немесе өлшеу құралын ауыстыруға міндетті. Бұл ретте, өлшеу құралдарының ақауларын жою кезеңіне берілген Газдың мөлшері өлшеу құралының жұмысындағы ақау анықталғанға дейінгі алдыңғы 3 күндегі Газдың орташа тәуліктік берілуіне сүйене отырып айқындалады.

Тауарлық газды есепке алу қондырғыларын мерзімдік тексеруді, өлшеу құралдарын жөндеуді, қайта орнатуды және ауыстыруды әрбір Тарап екінші Тараппен келісім бойынша өз қаражаты есебінен жүзеге асырады.

Тараптар ай сайын, есепті айдың соңғы күні жергілікті уақыт бойынша сағат 14.00-ден кешіктірмей, Жеткізуші нақты берген Газдың көлеміне екіжақты қабылдау актісін жасайды.

Тараптар қабылдау актісін ресімдеу үшін Тараптардың уәкілетті өкілдерін жазбаша түрде анықтайды.

Газды қабылдау және беру үшін бөлу шекарасы Тараптармен келісілген техникалық жобаға және техникалық шарттарға сәйкес айқындалады.

Қажет болған жағдайда Тараптар Тапсырыс берушінің зертхана қызметкерлеріне талдау үшін Газ үлгілерін алады.

Газды жеткізу Тұтынушының сұранысы бойынша, Шарттың №1 Қосымшасына сәйкес жүзеге асырылады. Тасымалданатын Газдың көлемі күн сайын Жеткізушінің газ құбырлары мен Тұтынушының газ құбырлары арасындағы қосылу нүктесінде(лерде) орнатылған, Жеткізушінің тауарлық газды есепке алу қондырғысында орнатылған газ шығынын өлшеу жүйесімен анықталады.

Тараптар диспетчерлік қызметтердің талабы бойынша бір-біріне қысым, температура, жеткізілетін Газдың сағаттық және тәуліктік тұтынуы туралы ақпаратты беруге міндетті.

Тараптардың өкілдері қажет болған жағдайда құрылғылардың күнделікті көрсеткіштерін бірлесіп тексеруді жүзеге асыра алады. Бірлескен тексеру берілген және қабылданған Газдың көрсетілген көлемін көрсететін актімен ресімделеді. Әрбір Тарап өзінің газды есепке алу қондырғыларын жақсы жағдайда ұстауға міндеттенеді. Құрылғылар тексеру әдістемесіне сәйкес қызметтің осы түріне аккредиттелген ұйымдардың мерзімді тексеруінен өтуі керек.

Жеткізуші «QazaqGaz» ҰК» АҚ ұлттық оператордың иеліктен шығарылған шикі газды сатып алудың басым құқығынан жазбаша бас тартуын алуға міндетті.

ҚазГӨЗ-де және Жетібай-ҚазГӨЗ газ құбырында жөндеу немесе авариялық жұмыстарды жүргізу кезінде, сондай-ақ жоспарлы жұмыстар кезінде немесе газ құбыры жүйесінде және ММГ газ тасымалдау объектілерінде авариялық жағдайлар кезінде ММГ газ қабылдауды тоқтатады, бұл ретте Жеткізуші шектеулі режимге ауысады. жұмыс режимі, Технологиялық регламентке және Төтенше жағдайларға әрекет ету жоспарына (бұдан әрі - ТҚЖ) сәйкес.

Қазақстан Республикасы Инвестициялар және даму министрінің 2014 жылғы 30 желтоқсандағы No 357 бұйрығымен бекітілген «Газдарды дайындау және өңдеу жөніндегі қауіпті өндірістік объектілердің өнеркәсіптік қауіпсіздігін қамтамасыз ету қағидалары» 387-тармағына сәйкес Өнім беруші пирофорлық шөгінділердің өздігінен жануының (флегматизация, залалсыздандыру) алдын алу шараларын, оларды жинау, белгіленген жерде көму (бейтараптандыру) тәртібін және оларды орындау кезіндегі қауіпсіздік шараларын айқындайтын жұмысты ұйымдастыру жоспарын (бұдан әрі - ЖҚЖ) әзірлейді. жұмыс істейді. ӨЖҚ газ қауіпсіздігі саласындағы кәсіби авариялық-құтқару қызметімен келісім бойынша объектінің техникалық басшысымен бекітіледі.

Жеткізуші «Жер қойнауы және жер қойнауын пайдалану туралы» Қазақстан Республикасы Кодексінің 147-бабының 3-тармағына сәйкес шикі газды қайта өңдеуді дамыту бағдарламасын әзірлейді және бекітеді.

Қоршаған ортаны стандарттау жобаларында және газ құбырына арналған техникалық жобаның қоршаған ортаны қорғау бөлімінде жеткізуші шығарындылар көздерінен шығарындылар үшін барлық қажетті есептеулерді қамтамасыз етуі керек.

- Жеткізуші Солтүстік Аккар (Шығыс блогы) және Аққар Шығыс кен орындарынан Солтүстік Аққар кен орнының негізгі стансасына ұзындығы 4,56 км газ құбырын жүргізуге (салуға) міндетті, және Жетібай Батыс кен орнынан ұзындығы 9,0 км Солтүстік Қарағие-Жетібай газ құбырына дейін газ құбыры болуы тиіс.

- Газ құбырының құбыры ГОСТ 8734-75 сәйкес диаметрі 108 мм және қабырғасының қалыңдығы 5 мм жіксіз құбырдан жасалуы керек;

- Нақты айдалатын газды есепке алу үшін қосылу нүктелерінде коммерциялық газды есепке алу қондырғылары болуы керек;

- Деректер Солтүстік Аққар ТҚ және Алатөбе ҚНС шығару мүмкіндігі қажет;

- Мердігер пайдалануды аяқтағанға дейін жабдыққа күнделікті және сервистік қызмет көрсету;

- Жоба бойынша орнатылған газ құбырының қосалқы бөлшектері мен материалдарымен қамтамасыз ету және уақытылы ауыстыру.

Тауарлы газды есепке алу қондырғысының негізгі техникалық сипаттамалары:

1. Есептік газ қысымы, МПа:

Min 0,005

Max 1,5

2. Жұмыс газының қысымы, МПа:

Min 0,1

Max 0,25

3. БГШӨН (Блоктағы газ шығынын өлшеу нүктесі) орындау - ИӘ;

4. Шығару жолдарының саны 1;

5. Әрбір тұтынушы үшін жеке газ шығыны, нм3/сағ:

Min 300

Max 30000

6. Климаттық нұсқа – В;

7. Қоршаған орта температурасы, ºС:

Min -30

Max +45

8. СНИП II-7-81 бойынша сейсмикалық, балл – 5;

9. Қар жүктемесі, кПа – 7845;

10. Жел жүктемесі, кПа – 3923;

11. Газ температурасы, ºС:

Min 10

Max 40

12. Газды механикалық қоспалардан тазарту қондырғысы – ИӘ;

12.1. Газды қатты қоспалардан тазарту дәрежесі, микрон – 5;

12.2. Газ тазарту қондырғысының механикалық қоспалардан және тамшы сұйықтықтан артық болуы ИӘ;

13. Газ шығынын есепке алу желісін резервтеу – ИӘ

Жеткізушінің газ желісіндегі электр жабдығының болуы:

1. Объектіні электрмен жабдықтаудың егжей-тегжейлі жобасының болуы.

2. Қазақстан Республикасының 2004 жылғы 9 шілдедегі № 593-II Заңына сәйкес сымдармен жанасу кезінде құстарды өлімнен және электр тогының соғуынан қорғайтын барлық тіреуіштерде кронштейндердің болуы.

3. Қолданыстағы No 351 аралық тіректен әуе желісінің болуы, ұяшықтан 6 кВ әуе желісі. № 15 ПС-110/6 кВ «Қарагие», жаңадан жобаланған КТПНД-6/0,4 кВ «Газ өлшеу стансасына».

4. КТПНД-6/0,4 кВ типті, 25 кВА трансформаторы бар толық трансформаторлық қосалқы станцияның болуы.

5. 6 кВ әуе желілерін салу үшін СВ-105-5 темірбетон тіректері, СИП-3 маркалы өздігінен жүретін оқшауланған сым, ШФ-20Г1 арнайы штырь оқшаулағыштары, ПСГ-70Е типті керме және аспа оқшаулағыштары, сондай-ақ аралық, бұрыштық, шеткі, аралық анкерлік тіректердегі өздігінен жүретін оқшауланған сымдарға арналған арнайы көлденең тіректер. SIP сымының көлденең қимасы есептеуге сәйкес алынуы керек.

6. КТПНД-6/0,4 кВ жобаланған 6 кВ әуе желісіне қосу РЛНД-10/400 типті айырғыш арқылы жүзеге асырылуы тиіс. Айырғыш жетекті жер бетінен 1,30 метр биіктікте орнату керек.

7. 0,4 кВ кабельдік желілердің қолжетімді болуы:

- КТПНД-6/0,4 кВ-дан траншеядағы бақылау-өлшеу аспаптары мен басқару шкафына дейін;

- КТПНД-6/0,4 кВ-тан ЯУО-0,4 кВ-қа дейін траншеяда;

- ЯУО-0,4 кВ-дан траншеядағы сыртқы жарықтандыру бағандарына дейін.

8. Автоматты және қолмен басқаруды (автоматтандыруды қолданбай жарықтандыруды қолмен басқару мүмкіндігімен сыртқы жарықтандыруды автоматты басқару) пайдалана отырып жобаланған объектінің аумағын сыртқы жарықтандыруға ие болу. Сыртқы жарықтандыру үшін жарықдиодты көше шамдарын пайдалану керек.

9. КТПНД-6/0,4 кВ объектінің электр энергиясын коммерциялық есепке алу үшін ASKUE шеңберінде пайдалану үшін GPS модемі бар электр есептегішін орнатуды қамтамасыз етіңіз.

Қосымша

Приложение 1, 3078.docx

Қол қойған	Утесенова Акмарал Рустемовна
Қол қойылған күні	24.11.2026

ТЕХНИЧЕСКАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ

по закупке 1273960 , Попутный газ / Внимание! В соответствии с п.5 ст.12 Порядка осуществления закупок АО ФНБ «Самрук - Қазына», условием заключения договора о закупках является утверждение источника(ов) возникновения потребности и плана(ов) закупок, и (или) вносимых к ним изменений и (или) дополнений по товарам, работам, услугам, в отношении которых были осуществлены процедуры закупок, касающиеся выбора поставщика.
способом Запрос ценовых предложений

Лот № 3 (127 Т, 4592087) Газ нефтяной

Заказчик: Акционерное общество "Мангистаумунайгаз"

Организатор: Акционерное общество "Мангистаумунайгаз"

1. Краткое описание ТРУ

Наименование	**Значение**
Номер строки	127 Т
Наименование и краткая характеристика	Газ нефтяной, попутный
Наименование категории ОКТРУ	Сжиженный газ нефтяной
Дополнительная характеристика	Описание: Попутный газ
Количество	3078.000
Единица измерения	Тысяча метров кубических
Место поставки	КАЗАХСТАН, Мангистауская область, Мангистауская область, месторождения ПУ "Жетыбаймунайгаз"
Условия поставки	DDP
Срок поставки	с 01.2027 по 12.2027 (включительно)
Условия оплаты	Предоплата - 30%, Промежуточный платеж - 70%, Окончательный платеж - 0%

2. Описание и требуемые функциональные, технические, качественные и эксплуатационные характеристики

Попутный газ

- Поставка сырого попутного газа в объеме около 3 078 000 м3 в период с 01.01.2027г. по 31.12.2027г. с его транспортировкой по газопроводу (газовой линии) Поставщика до точки врезки в газопровод Заказчика;

Поставщик обеспечивает доставку Газа до:

Точек врезки в газопроводы Заказчика согласно техническим условиям для подключения газопроводов Поставщика от месторождений Аккар Северный (Восточный блок), Аккар Восточный и Жетыбай Западный в газовую сеть ПУ «Жетыбаймунайгаз» Стороны-2 – осуществляет Поставщик;

Поставщик обязуется отпускать Газ равномерно в течение месяца в пределах среднесуточной нормы:

- с месторождения Жетыбай Западный не выше 1,5 кг/см2;

- с месторождений Аккар Восточный и Аккар Северный (Восточный блок) не выше 0,9 кг /см2.

Стороны обязаны ежедневно до 16.00 часов по местному времени передавать друг другу сведения о суточном объеме подачи Газа.

Количество принятого Заказчиком Газа определяется контрольно-измерительными приборами, установленным на коммерческом узле замера газа в точках врезки к сети газопроводов Поставщика, согласно порядку, согласованному Сторонами с учетом вычета нормативных потерь.

Коммерческие узлы замера газа на точках врезки газопроводов Поставщика к сети газопроводов Заказчика устанавливаются и обслуживаются за счет Поставщика.

Коммерческие узлы замера газа на точках врезки газопроводов Заказчика к газопроводам КазГПЗ устанавливаются и обслуживаются за счет Заказчика.

Коммерческие узлы учета газа должны быть своевременно аттестованы, контрольно-измерительные приборы должны пройти государственную поверку.

Заказчик имеет право через своих уполномоченных представителей, предварительно официально уведомив, проверять работу системы измерения расхода газа, правильность определения количества Газа в присутствии представителя Поставщика с последующим оформлением двустороннего Акта.

В случае обнаружения у себя неисправности системы измерения расхода газа на коммерческих узлах учета газа Поставщик обязан немедленно сообщить об этом Заказчику и в течение согласованного между Сторонами срока ликвидировать неисправность или заменить средство измерения. При этом количество поданного Газа на период устранения неисправности средств измерения определяется из расчета среднесуточной подачи Газа за предыдущие 3-ое суток перед обнаружением неисправности в работе средства измерения.

Периодическая поверка коммерческих узлов учета газа, ремонт, переустановка и замена средств измерений производится каждой Стороной за свой счет по согласованию с другой Стороной.

Стороны ежемесячно не позднее 14.00 часов по местному времени последнего дня отчетного месяца оформляют двухсторонний приемо-сдаточный акт по фактически отпущенному Поставщиком объему Газа.

Стороны письменно определяют уполномоченных представителей Сторон для оформления приемо-сдаточного акта.

Границей раздела по приему и передаче Газа определяется в согласованном в установленном порядке техническим проектом и техническими условиями, согласованными Сторонами.

При необходимости, Стороны отбирают пробы Газа для проведения анализа персоналом лаборатории Заказчика.

Отпуск Газа осуществляется согласно заявке Заказчика, указанного в Приложении №1 к Договору. Объем передаваемого Газа определяется ежесуточно системой измерения расхода газа, установленной на коммерческом узле учета газа Поставщика, установленном в точке(-ах) врезки газопроводов Поставщика с газопроводами Заказчика.

Стороны обязаны по требованию диспетчерских служб передавать друг другу сведения о давлении, температуре, часовом и суточном расходе подаваемого Газа.

Представителями Сторон при необходимости могут производиться совместные проверки суточного показателя приборов. Совместная проверка оформляется актом, где указывается уточненный объем поданного и полученного Газа. Каждая Сторона обязуется содержать свои узлы учета газа в исправном состоянии. Приборы должны проходить периодическую поверку аккредитованными на данный вид деятельности организациями в соответствии с методикой поверки.

Поставщик обязан получить письменный отказ АО «НК «QazaqGaz» от преимущественного права национального оператора на приобретение отчуждаемого сырого газа.

При ремонтных или аварийных работах в КазГПЗ и на газопроводе Жетыбай-КазГПЗ, а также по при проведении плановых работ или авариных ситуациях в газопроводной системе и на объектах транспортировки газа ММГ, ММГ останавливает прием газа, при этом Поставщик переходит на режим ограниченной работы, в соответствии с Технологическими регламентами и Планом ликвидаций аварий (далее-ПЛА).

Согласно пункта 387, «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов по подготовке и переработке газов», утвержденное Приказом Министра по инвестициям и развитию РК №357 от 30.12.2014 года, Поставщик разрабатывает план организации работ (далее – ПОР), в котором определяется мероприятия по предотвращению самовозгорания пирофорных отложении (флегматизация, дезактивация), порядок их сбора, захоронения (нейтрализации) в установленном месте и меры безопасности при выполнении этих работ. ПОР утверждается техническим руководителем объекта по согласованию с профессиональной аварийно-спасательной службой в области газовой безопасности.

Поставщик разрабатывает и утверждение Программы развития переработки сырого газа, в соответствии с п 3 Статьи 147 Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании».

Поставщик в экологических проектах нормирования и в Разделе ООС к Техническому Проекту по газопроводу должен предусмотреть все необходимые расчеты по эмиссиям от источников выбросов.

- Поставщик обязан иметь (осуществить строительство) газовую линию с месторождений Аккар Северный (Восточный блок) и Аккар Восточный до ГУ месторождения Северный Аккар протяженностью 4,56км. и с месторождения Жетыбай Западный до газопровода Северный Карагие-Жетыбай протяженностью 9,0км.;

- Труба газовой линии должна быть выполнена из бесшовной трубы диаметром 108 мм толщиной стенки 5 мм, соответствовать ГОСТ 8734-75;

- На точках подключении должны быть предусмотрены узлы учета газа коммерческий для учета фактического перекачиваемого газа;

- Требуется возможность вывода данных на операторские ГУ Аккар и ДНС Алатобе;

- Ежедневное и сервисное техническое обслуживание оборудования до завершения эксплуатации силами подрядчика;

- Обеспечение и своевременное замена запасных частей и материалов газовой линии установленные согласно проекту;

Основные технические характеристики узла учета коммерческого газа:

1. Расчетное давление газа, Мпа:

Min 0,005

Max 1,5

2. Рабочее давление газа, Мпа:

Min 0,1

Max 0,25

3. Исполнение ПУРГ (Пункт учета расхода газа в блоке) – ДА;

4. Количество выходных линий 1;

5. Расход газа по каждому потребителю в отдельности, нм3/ч:

Min 300

Max 30000

6. Климатическое исполнение – В;

7. Температура окружающей среды, ºС:

Min -30

Max +45

8. Сейсмичность по СНИП II-7-81, баллы – 5;

9. Снеговая нагрузка, кПа – 7845;

10. Ветровая нагрузка, кПа – 3923;

11. Температура газа, ºС:

Min 10

Max 40

12. Узел очистки газа от механических примесей – ДА;

12.1. Степень очистки газа от твердой примеси, мкм- 5;

12.2. Резервирование узла очистки газа от механических примесей и капельной жидкости ДА;

13. Резервирование линии учета расхода газа - ДА

Наличие электрооборудования на газовой линии Поставщика:

1. Наличие рабочего проекта электроснабжения объекта.

2. Наличие кронштейнов на всех опорах, защищающих птиц от гибели и поражения электрическим током при контакте с проводами, в соответствии с Законом РК № 593-II, от 09 июля 2004 года.

3. Наличие воздушной линии от существующей промежуточной опоры №351, ВЛ-6кВ от яч. №15 ПС-110/6кВ «Карагие», до вновь проектируемой КТПНД-6/0,4кВ «Узел учета газа».

4. Наличие комплектной трансформаторной подстанции типа КТПНД-6/0,4кВ, с трансформатором мощностью 25кВА.

5. Для строительства ВЛ-6кВ должны быть применены железобетонные стойки СВ-105-5, самонесущий изолированный провод марки СИП-3, специальные штыревые изоляторы ШФ-20Г1, натяжные, подвесные изоляторы типа ПСГ-70Е, а также специальные траверсы для СИП проводов на промежуточных, угловых, концевых, промежуточно-анкерных опор. Сечение провода СИП принять согласно расчета.

6. Подключение КТПНД-6/0,4кВ к проектируемый ВЛ-6кВ должно быть выполнено через разъединитель типа РЛНД-10/400. Привод разъединителя должен быть установлен на высоте 1,30 метра от поверхности земли.

7. Иметь в наличии кабельные линии 0,4кВ:

- от КТПНД-6/0,4кВ до шкафа КИПиА в траншее;
- от КТПНД-6/0,4кВ до ЯУО-0,4кВ в траншее;
- от ЯУО-0,4кВ до стоек наружного освещения в траншее.

8. Иметь наружное освещение территории проектируемого объекта с применением автоматического и ручного управления (автоматическое управление наружным освещением с возможностью ручного управления освещением без использования средств автоматики). Для наружного освещения должны быть использованы уличные светодиодные светильники.

9. Для коммерческого учета электроэнергии объекта в КТПНД-6/0,4кВ иметь в наличии установку электросчетчика с GPS-модемом для использования в составе АСКУЭ.

Приложение

Приложение 1, 3078.docx

Подписал	Утесенова Акмарал Рустемовна
Дата подписания	24.11.2026