«Атырау Су арнасы» ҚМК су тазарту ғимараттарында когенерация жүйелерін орнату»
техника-экономикалық негіздемесі бойынша

12.07.2017 ж. № 15-0166/17

(оң)

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫС БЕРУШІ:
«Атырау Су Арнасы» КММ,
Атырау қ.

ӘЗІРЛЕУШІ:
«Гипроводхоз» ЖШС

Ақтау қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«Атырау Су арнасы» ҚМК су тазарту ғимараттарында когенерация жүйелерін орнату» техника-экономикалық негіздемесі бойынша осы сараптамалық қорытындысы Қазақстан Республикасы Инвестициялар және даму министрлігі Құрылыс және тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық істері комитеті «Жобаларды мемлекеттік ведомстводан тыс сараптау» шаруашылық жүргізу құқығындағы республикалық мемлекеттік кәсіпорнының («Мемсараптама» РМК) Батыс өңірі бойынша филиалымен берілді.

«Мемсараптама» РМК-нің Батыс өңірі бойынша филиалының рұқсатынсыз осы қорытындыны толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 15-0166/17 от 12.07.2017 г.
(положительное)

по технико-экономическому обоснованию
«Когенерационная установка на водоочистных сооружениях КГП «Атырау Су Арнасы»

ЗАКАЗЧИК:
КГП «Атырау Су Арнасы»,
г. Атырау

РАЗРАБОТЧИК:
ТОО «Гипроводхоз»

г. Актау

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное заключение по технико-экономическому обоснованию **«Когенерационная установка на водоочистных сооружениях КГП «Атырау Су Арнасы»** выдано филиалом Республиканского государственного предприятия на праве хозяйственного ведения «Государственная вневедомственная экспертиза проектов» (РГП «Госэкспертиза») Комитета по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан по Западному региону.

Данное экспертное заключение не может быть полностью или частично воспроизведено, тиражировано и распространено без разрешения филиала РГП «Госэкспертиза» по Западному региону.

1. НАИМЕНОВАНИЕ: технико-экономическое обоснование «Когенерационная установка на водоочистных сооружениях КГП «Атырау Су Арнасы».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором № 010140003504/170165/00 (ГЗ-165) от 24 апреля 2017 года.

2. ЗАКАЗЧИК: КГП «Атырау Су Арнасы».

3. РАЗРАБОТЧИК: ТОО «Гипроводхоз» г. Атырау (государственная лицензия на проектную деятельность, I – категории ГСЛ № 001611 от 24 октября 2000 года, с датой выдачи приложений от 08 августа 2012 года к государственной лицензии на 13 страницах, выданная Агентством Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства).

ГИП - Адам Г.И. (приказ ТОО «Гипроводхоз» № 11 от 09 сентября 2016 года).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: инвестиционная программа КГП «Атырау Су Арнасы».

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

задание на разработку технико-экономического обоснования «Когенерационная установка на водоочистных сооружениях КГП «Атырау Су Арнасы» от 07 декабря 2016 года, утвержденное директором КГП «Атырау Су Арнасы»;

договор о государственных закупках работ №ГЗ-212 от 21 апреля 2016 года, заключенный между КГП «Атырау Су Арнасы» и ТОО «Гипроводхоз» на разработку ТЭО «Когенерационная установка на водоочистных сооружениях КГП «Атырау Су Арнасы»;

акт на право постоянного землепользования на земельный участок (площадью 12,0 га), с целевым назначением земельного участка: для эксплуатации головных сооружений водопровода, выданный ДГП «АтырауНПЦзем» №8000827 от 28 ноября 2006 года (кадастровый номер земельного участка 04-066-019-020);

протокол о проведении общественных слушаний в форме опроса, от 09 ноября 2016 года;

письмо КГП «Атырау Су Арнасы» №03/4471 от 12 июля 2016 года о технических параметрах существующего газоснабжения котельной;

письмо КГП «Атырау Су Арнасы» №03/4952 от 28 июля 2016 года о сроке начала монтажа когенерационной установки в 2017 году;

письмо КГП «Атырау Су Арнасы» № 03/6652 от 05 июля 2017 года о финансировании объекта строительства по инвестиционной программе КГП «Атырау Су Арнасы» на 2015-2020 годы за счет собственных средств заказчика;

акт разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности от 20 февраля 2017 года №5;

письмо КГП «Атырау Су Арнасы» №03/4952 от 28 июля 2016 года– справка по расходу топлива, тепловой и электрической энергии существующей котельной;

письмо КГП «Атырау Су Арнасы» №03/5439 от 09 августа 2016 года о точке подключения тепловых сетей и способе прокладки тепловых сетей;

письмо КГП «Атырау Су Арнасы» №03/4471 от 12 июля 2016 года информация о мощностях технологического оборудования, тарифах на электроснабжение и газоснабжение; штатное расписание специалистов по обслуживанию оборудования;

перечень основного оборудования и материалов, отсутствующих в нормативной базе и принятых по прайс-листам, и их стоимости, утвержденный директором Департамента по газовым проектам ТОО «Атырау Су Арнасы» от 12 июня 2017 года;

письмо о выборе варианта ТЭО с когенерационной установкой №03/768 от 14 февраля 2017 года, выданное КГП «Атырау Су Арнасы»;

отчет по инженерно-геологическим изысканиям, выполненный ТОО «Poligram» (государственная лицензия на изыскательскую деятельность ГСЛ №001105 от 21 марта 2007 года, с приложением на 1 странице от 19 декабря 2012 года, выданная Агентством РК по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства) в 2016 году;

топографическая съемка участка в масштабе 1:500, г. Атырау, выполненная ТОО «Poligram» (государственная лицензия на изыскательскую деятельность ГСЛ №001105 от 21 марта 2007 года, с приложением на 1 странице от 19 декабря 2012 года, выданная Агентством РК по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства) в 2016 году.

Технические условия:

АПФ АО «КазТрансГаз Аймақ» № 13/0434 от 25 июля 2016 года - на газоснабжение;

КГП «Атырау Су Арнасы» № 03/5439 от 09 августа 2016 года - на теплоснабжение;

КГП «Атырау Су Арнасы» №16/5874 от 23 августа 2016 года - на электроснабжение.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций

РГУ «Атырауское городское управление прав потребителей Департамент по защите прав потребителей Атырауской области Комитета по защите прав потребителей Министерства национальной экономики Республики Казахстан» - мотивированный отказ № Е13-03/00042/3 от 22 февраля 2017 года;

заключение государственной экологической экспертизы № Е14-0060/17 от 01 марта 2017 года, выданное ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Атырауской области»;

Согласования графических материалов:

сводный план сетей (лист 399-00-ГП), согласован:

ГУ «Отдел архитектуры и градостроительства г. Атырау» от 17 апреля 2017 года;

ГУ «Отдел ЖКХ, пассажирского транспорта и автомобильных дорог г. Атырау» от 17 апреля 2017 года;

АПФ АО «КазТрансГаз Аймақ» № 0241/16 от 14 апреля 2017 года;

КГП «Атырау Су Арнасы» от 25 октября 2016 года.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу:

399-00-ТЭО. Книга 1. Технико-экономическое обоснование.

399-00-ТЭО. Книга 2. Сметная документация.

399-00-ТЭО. Книга 3. Чертежи.

Прайс – листы с альтернативными ценовыми предложениями, утвержденные заказчиком.

ПредОВОС (ЧЛ «Чичина Людмила Ивановна» г. Караганда; государственная лицензия № 01138Р от 06 июля 2007 года, выданный МООС РК).

5.4 Цель и назначение объекта, необходимость и целесообразность его строительства

Краткая характеристика существующих водоочистных сооружений.

Источником водоснабжения города Атырау являются поверхностны воды реки Урал. Забор воды из реки в год составляет 25 млн. м^3. В городе существует единая централизованная хозяйственно-питьевая противопожарная система водоснабжения. Фактическая производительность на город составляет 56—60 тыс. м^3/сутки.

Водоочистные сооружения города общей производительностью 110 тыс.м^3/сут. представляют собой комплекс сооружений, предназначенных для обеспечения потребителей водой надлежащего качества и в необходимом количестве. Водоочистные сооружения состоят из следующих основных сооружений:

1) Насосная станция 1-го подъема, включающая в себя стационарную станцию и

плавучую насосную станцию (Суперблок) - для забора воды из реки Урал.

2) Фильтровальные станции № 1, 2, 3, 4 - для подготовки сырой воды.

3) Резервуары чистой воды № 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 - для сбора и хранения очищенной воды,

4) Насосная станция 2-го подъема – для подачи очищенной воды потребителям.

5) Котельная – для теплоснабжения зданий и сооружений очистных сооружений, а также 16 многоквартирных жилых домов 1-го участка.

Насосная станция 1-го подъема с общей производительностью 14100 м^3/час имеет в своем составе:

стационарную насосную станцию, введенную в эксплуатацию в 1939 году;

плавучую насосную станцию «Суперблок», введенную в эксплуатацию в 1994 году.

Фильтровальная станция № 1 – производительностью 30 000 м^3/сутки, построена в 1940 году. Состоит из четырех отстойников объемом 800 м^3 каждый; шести скоростных песчано-гравийных фильтров площадью 20 м^2 и проектной производительностью в нормальном режиме 200 м^3/час; реагентное хозяйство для приготовления растворов коагулянта.

Фильтровальная станция № 2 –производительностью 30 000 м^3/сутки, построена в 1968 году. Состоит из четырех горизонтальных железобетонных отстойников объемом 900 м^3 каждый; восьми скоростных песчано-гравийных фильтров, площадью 25 м^2 и проектной производительностью в нормальном режиме 200 м^3/час; реагентное хозяйство для приготовления растворов коагулянта, хлораторная и компрессорные установки.

Фильтровальная станция № 3 – производительностью 30 000 м^3/сутки, построена в 2010 году.

Фильтровальная станция № 4 – производительностью 30 000 м^3/сутки, построена в 1994 году. Состоит из четырех камер перемешивания; шести флотаторов объемом 250 м^3 каждый; десяти песчано-гравийных фильтров площадью 27 м^2 каждый; бассейн чистой воды объемом 300 м^3.

Резервуары чистой воды для сбора чистой воды от фильтровальных станций с общим объемом 20 тыс. м^3.

Насосная станция 2-го подъема общей производительностью 10980 м^3/час, введенную в эксплуатацию в 1942 году.

Потребление электроэнергии за 2015 г. водоочистными сооружениями КГП «Атырау Су Арнасы» указано в таблице №1.

Таблица №1

Годовое потребление электроэнергии водоочистных сооружений г. Атырау за 2015 г.

Мощность, кВт	Время работы за год, ч	Потребление электрической
до 300	26	6 083
300 - 400	745	244 021
400 - 500	1 342	565 155
500 - 600	3 232	1 663 552
600 - 700	1 461	888 722
700 - 800	517	362 873
800 - 900	368	292 731
900 - 1000	291	258 713
1000 - 1100	348	341 957
1100 - 1200	247	265 826
1200 - 1300	138	161 433
1300 - 1400	8	10 107
1400 - 1500	0	0
Всего:	8 723	5 061 172

В связи с необходимостью повышения надежности энергопотребления на водоочистных сооружениях (ВОС) и в соответствии с техническим заданием разрабатывается технико-экономическое обоснование строительства когенерационной установки.

5.5 Маркетинговый раздел

Когенерационная установка - идеальная форма обеспечения электроэнергией и теплом с точки зрения безопасности и энергоснабжения.

Когенерация повышает надежность энергоснабжения сооружений любого предназначения - это существенное преимущество в условиях меняющегося рынка энергии и высокотехнологичного общества.

Для разработки конкурентоспособных вариантов проводятся технико-экономические расчеты.

Для строительства принимается наиболее экономичный вариант. Технико-экономическим обоснованием определяется вид когенерационных установок и их мощность, количество рассмотренных установок, а также рассчитывается вспомогательное оборудование. Затраты на строительство здания учитываются.

Выбор сравнительных вариантов

Согласно предоставленных заказчиком данных о потреблении электроэнергии среднечасовая нагрузка в течении года не превышала 1,5 МВт.

С учетом возможных отклонений принимается максимальная нагрузка объекта 1,6 МВт.

Данный технико-экономический расчет рассматривает несколько вариантов реализации стопроцентного покрытия потребления электрической энергии водоочистными сооружениями:

1. Использование двух когенерационных установок мощностью N = 0,8 МВт, работающих на газообразном топливе и рассчитанных на максимальную мощность электропотребления. Данный вариант обеспечивает стопроцентное резервирование электропотребления водоочистных сооружений.

2. Использование одной когенерационной установки мощностью N = 1,0 МВт, работающей на газообразном топливе, с возможностью восполнения электрической энергии в часы максимального потребления от централизованных сетей электроснабжения. Данный вариант обеспечивает покрытие всех нужд по электроснабжению предприятия в течении 90 % времени эксплуатации установки, а также 97,5 % всей годовой потребности в электроснабжении предприятия. Оставшиеся 2,5 % (часы максимального энергопотребления) покрываются за счет централизованных электрических сетей.

3. Использование одной когенерационной установки мощностью N = 1,0 МВт в часы среднего потребления электроэнергии, с возможностью подключения дополнительного генератора мощностью N = 0,6 МВт для восполнения электрической энергии в часы максимального потребления, работающих на газообразном топливе. Данный вариант обеспечивает стопроцентное резервирование электропотребления, однако за счет отказа от полезной утилизации отходящего тепла на генераторной установке мощностью N = 0,6 МВт, что позволяет значительно снизить стоимость мероприятия.

4. Использование двух генераторов мощностью N = 0,8 МВт, работающих на газообразном топливе и рассчитанных на максимальную мощность электропотребления. Данный вариант обеспечивает стопроцентное резервирование электропотребления водоочистных сооружений.

5. Использование одной когенерационной установки мощностью N = 0,8 МВт, работающей на газообразном топливе, с возможностью восполнения электрической

энергии в часы максимального потребления от централизованных сетей электроснабжения. Данный вариант обеспечивает покрытие всех нужд по электроснабжению предприятия в течении 85 % времени эксплуатации установки, а также 91,2 % всей годовой потребности в электроснабжении предприятия. Оставшиеся 8,8 % (часы максимального энергопотребления) покрываются за счет централизованных электрических сетей.

Оптимальному II-ому варианту, выбранному заказчиком, соответствует техническое решение с наименьшим суммарным расходом на первоначальные капитальные затраты и последующие эксплуатационные.

Оценка коммерческих рисков

Возможные коммерческие риски по проекту:

закуп некачественного оборудования, необходимого для реализации проекта, а также не сертифицированного морально устаревшего оборудования.

Рекомендуемые мероприятия по снижению рисков:

разработка подробных спецификаций на закупаемое в рамках проекта оборудование, обеспечивающих такие его качества как прочность, надежность, безопасность, эргономичность;

одним из требований, предъявляемых к участникам конкурса, должна стать поставка сертифицированного оборудования нового поколения.

6. ПРИНЯТЫЕ РЕШЕНИЯ И ИХ ОБОСНОВАНИЕ

6.1 Мощность предприятия

Для определения мощности и количества когенерационных установок производится сравнительные расчеты по коммерческим предложениям предоставленными ТОО НПФ «Эргономика».

Для удобства аналитики годового потребления электроэнергии г. Атырау за 2015 г. данные сведены в таблице №2 в зависимости от процентного соотношения потребления электрической мощности за год работы.

Таблица №2

Процентное соотношение годового потребления электроэнергии водоочистных сооружений г. Атырау за 2015 г.

Мощность, кВт	Время	Процентное	Потребление	Процентное
свыше 200	8 723	100,0	5 061 172	100,0
свыше 300	8 697	99,7	5 055 089	99,9
свыше 400	7 952	91,2	4 811 068	95,1
свыше 500	6 610	75,8	4 245 914	83,9
свыше 600	3 378	38,7	2 582 361	51,0
свыше 700	1 917	22,0	1 693 639	33,5
свыше 800	1 400	16,0	1 330 767	26,3
свыше 900	1 032	11,8	1 038 036	20,5
свыше 1000	741	8,5	779 322	15,4
свыше 1100	393	4,5	437 366	8,6
свыше 1200	146	1,7	171 540	3,4
свыше 1300	8	0,1	10 107	0,2
свыше 1400	0	0,0	0	0,0

Потребление электроэнергии до 1 МВт составляет 97,5 % от всего годового потребления объекта, потребление электроэнергии до 0,8 МВт составляет 91,2 % от всего годового потребления объекта.

Количество когенерационных установок	- 1 установка.
Электрическая мощность установки	- 1000 кВт.
Тепловая мощность установки (попутная выработка)	- 1270 кВт.
Количество вырабатываемой электрической энергии данной когенерационной установки	-1346241 кВт*час/год.

6.2 Обеспечение ресурсами

Расчетное потребление природного газа теплотворной способностью 7600 ккал/м^3 когенерационной установкой мощностью 1000 кВт составляет 1346241 м^3/год.

Среднегодовое потребление газа когенерационной установкой составляет 153,7 м^3/час, максимальное – 273 м^3/час (по данным завода изготовителя).

Согласно технических условий от 25 июля 2016 года № 13/0434 на газоснабжение, выданных Атырауским производственным филиалом АО «КазТрансГаз Аймак» обеспечит необходимый расход газа когенерационной установки.

6.3 Основные технико-технологические решения

Когенерационная установка представляет собой сложное технологическое оборудование, предназначенное для совместного производства тепла и электроэнергии. Энергетическая единица когенерационной установки включает следующие главные узлы и компоненты: двигатель внутреннего сгорания, генератор, систему теплообменников и систему управления, позволяющую управлять установкой как на месте, так из удаленного места посредством компьютера или сотового телефона.

Такие когенерационные установки на базе газовых двигателей внутреннего сгорания являются децентрализованными источниками энергии. Производство электроэнергии и тепла осуществляется в непосредственной близости от места их потребления, что, в конечном результате, значительно снижает расходы на энергопроводы и потери энергии при транспортировке.

Электроэнергия, произведенная когенерационной установкой, употребляется для собственных нужд объекта, в котором когенерационная установка находится, или ее можно выводить в общественную сеть. Тепло когенерационных установок используется для отопления объектов, подогрева воды и в технологических целях. Когенерационные установки успешно используются в качестве аварийных источников электроэнергии во время перебоев в общественной электросети, что снижает уязвимость именно тех объектов, где требуется бесперебойная поставке электроэнергии.

С помощью абсорбционного охладителя тепло, возникающее в процессе когенерации, можно использовать для производства холода для технологических целей или для кондиционирования объектов. Такую систему комбинированного производства энергии называют тригенерацией – производство электроэнергии, тепла и холода.

Главным топливом для сжигания в когенерационных установках является природный газ. Однако в последнее время резко увеличивается объем оборудования, работающего на биогазе, свалочном газе, канализационном газе или при сжигании альтернативных видов топлива, как например, рудничный газ, попутный газ

По сравнению с альтернативным способом производства электроэнергии с использованием возобновляемых источников энергии, как например, солнце или ветер, несомненным преимуществом когенерации является возможность поставлять электроэнергию в точно определенном объеме.

При выборе варианта реализации проекта заказчик руководствовался такими критериями, как месторасположение проекта и мощность когенерационной установки.

Расчет ориентировочной стоимости оборудования позволяет определить потребность проекта в финансовых ресурсах на приобретение части оборудования, которая будет учтена при разработке проектно-сметной документации и определении окончательной более точной стоимости проекта.

Нынешний технологический период использования горячего водоснабжения составляет 240 сут. При постоянном и круглогодичном использовании горячего водоснабжения от котельной установки технологический период составлял бы 365 сут. Расчет теплоснабжения сделан на 2 технологических периода.

Использование одной когенерационной установки мощностью N = 1,0 МВт, работающей на газообразном топливе, с возможностью восполнения электрической энергии в часы максимального потребления от централизованных электрических сетей.

Исходные данные:

суммарная полезная тепловая мощность конегерационной установки Q = 1270 кВт (1,092 Гкал/ч), принято по техническим характеристикам завода производителя;

потребление электрической энергии в год водоочистными сооружениями $W_{год}$ = 5 061 172 кВт*ч/год;

когенерационная установка покрывает потребление электрической энергии $W_{уст.год}$ = 4 931 285 кВт*ч/год;

расход газа когенерационной установки для выработки 1 кВт*ч G = 0,273 м^3/(кВт*ч), принято по техническим характеристикам завода производителя;

стоимость газа 1 м^3 равна $c_{газ}$=19,064 тг/м^3, с учетом НДС;

стоимость электроэнергии 1 кВт*ч равна $c_{эл.э}$ = 15,44 тг/(кВт*ч), с учетом НДС;

отопительный период D = 240 суток (365 сут/год), принят в соответствии с периодом технологического процесса*;

теплотворная способность газа $Q_{газ}$ = 9095 ккал/м^3 = 38 МДж /м^3;

КПД существующего водогрейного котла типа «Viessmann» N = 4,5 МВт «Vitomax 200 - LW» $\eta_{кот}$ = 92 %;

эксплуатационные затраты в год на когенерационную установку $c_{эксп}$ = 9 160 400 тг/год, данные на эксплуатационные затраты предоставлены заводом изготовителем.

(*Длительность отопительного периода может быть откорректирована).

Расчет:

Годовое потребление газа одной когенерационной установкой мощностью N = 1,0 МВт, которая будет компенсировать 97,5 % годовой электрической энергии предприятия:

$G_{год}$ = G* $W_{уст.год}$ = 0,273*4 931 285 = 1 346 241 м^3/год.

Потребление электрической энергии за технологический период 240 сут в пределах электрической нагрузки до 1 МВт:

$W_{отоп\ эл}$ = $W_{уст.год}$ /365*D = 4 931 285/365*240 = 3 242 489 кВт*ч/отоп. пер.

Потребление электрической энергии за технологический период 365 сут в пределах электрической нагрузки до 1 МВт:

$W_{отоп\ эл}$ = $W_{уст.год}$ /365*D = 4 931 285/365*365 = 4 931 285 кВт*ч/отоп. пер.

Соотношение выработки тепловой энергии к электрической, принято по техническим характеристикам завода производителя, составит:

η = Q/N = 1270/1000 = 1,27, таким образом, выработка тепловой энергии за технологический период 240 сут в пределах электрической нагрузки до 1 МВт составит:

$W_{отоп}$ = $W_{отоп\ эл}$*η = 3 242 489*1,27 = 4 117 961 кВт*ч/отоп. пер = 3541 Гкал/отоп. пер, в отопительный период будет вырабатываться $W_{отоп}$ = 3541 Гкал/отоп. пер.

Выработка тепловой энергии за технологический период 365 сут. в пределах электрической нагрузки до 1 МВт составит:

$W_{отоп}$ = $W_{отоп\ эл}$*η = 4 931 285*1,27 = 6 262 732 кВт*ч/отоп. пер = 5386 Гкал/отоп. пер, в отопительный период будет вырабатываться $W_{отоп}$ = 5386 Гкал/отоп. пер.

Выработка тепловой энергии является попутной выработкой, соответственно при этом существующим водогрейным котлом типа «Viessmann» мощностью N = 4,5 МВт «Vitomax 200 - LW» было бы потреблено за технологический период 240 сут.:

$G_{отоп.пер} = W_{отоп}/(Q_{газ}*\eta_{кот}) = 3541*106/(9095*0,92) = 432\ 190$ м^3/отоп. пер.

Выработка тепловой энергии является попутной выработкой, соответственно при этом существующим водогрейным котлом типа «Viessmann» мощностью N = 4,5 МВт «Vitomax 200 - LW» было бы потреблено за технологический период 365 сут.:

$G_{отоп.пер} = W_{отоп}/(Q_{газ}*\eta_{кот}) = 5386*106/(9095*0,92) = 643\ 689$ м^3/отоп. пер.

Согласно справки по расходу теплоэнергии котельной ВОС, выданной КГП «Атырау Су Арнасы» за 2015 г., от 28 июля 2016 года № 03/4952, котельная за весь отопительный период выработала 5533,32 Гкал/отоп.пер.

При внедрении когенерационной установки за технологический период 240 сут. будет вырабатываться 3541 Гкал/отоп. пер, догрев существующей котельной в такой период составит 1992,32 3541 Гкал/отоп. пер.

При внедрении когенерационной установки за технологический период 365 сут будет вырабатываться 5386 Гкал/отоп. пер, догрев существующей котельной в такой период составит 147,32 Гкал/отоп. пер.

Основные показатели когенерационной установки:

выработка электрической энергии - 4931285 кВт/ч. год;
выработка тепловой энергии - 3541,0 Гкал / отоп.пер.;
экономия газа котельной за отопительный период - 432190 м^3/отоп.пер.

6.4 Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Участок производства работ находится на окраине города Атырау, на территории водопроводных очистных сооружений КГП «Атырау Су Арнасы».

Когенерационная установка размещается на свободной от застройки территории, в непосредственной близости от потребителей электрической и тепловой энергии вырабатываемой когенерационной установкой.

Участок относительно ровный, незастроенный.

Абсолютные отметки поверхности земли в пределах площадки исследования изменяются от минус 21,29 м до минус 22,94 м.

Система координат - местная, система высот - Балтийская.

Природно-климатические условия района строительства:

климатический подрайон (согласно СНиП РК 2.04-01-2010) - IV Г;
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 (СН РК 2.04-21-2004*) - минус 26^{0}С;
район по весу снегового покрова (СНиП 2.01.07-85*) - I (50 кгс/м²);
район по давлению ветра (СНиП 2.01.07-85*) - III (38 кгс/м²);
сейсмичность территории - 6 баллов.

Климат района резко континентальный с жарким летом и холодной зимой. Абсолютный максимум температуры 45^{0}С, минимум – минус 38^{0}С.

Участок относительно ровный, незастроенный.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Инженерно-геологические изыскания проведены ТОО «Poligram» г. Атырау в 2016 году.

Согласно отчету, об инженерно-геологических изысканиях участок производства работ находится на Прикаспийской низменности в пределах современной

Новокаспийской аккумулятивной морской террасы, которые были сформированы в плейтоцен-голоценовое время.

Геологическое строение участка работ до глубины 5-ти метров представлено тремя стратиграфо-генетическими комплексами нелитифицированных и литифицированных отложений.

Первый комплекс. Нелитифицированные отложения голоценового возраста аллювиального генезиса. Распространены повсеместно, вскрыты всеми пробуренными скважинами.

Второй комплекс. Нелитифицированные отложения плейстоценового возраста морского генезиса. Распространены повсеместно, залегают под отложениями первого комплекса и вскрыты всеми пробуренными скважинами.

Третий комплекс. Литифицированные коренные отложения верхнемелового (кампан-маастрихтский ярусы) возраста - K_2. Грунт средней степени засоления; содержит карбонаты, незначительное количество органических веществ (гумуса).

По инженерно-геологическим признаками физико-механическим характеристикам в пределах исследуемой площадки выделяется 4 инженерно-геологических элементов (ИГЭ).

ИГЭ 1 - глина светло-коричневого и темно-серого цвета, легкая, пылеватая, тугопластичная. По проектируемым участкам строительства имеет повсеместное распространение и залегает первым и третьим слоями, преимущественно первым с 0,0 м до 1,5 м, максимальная вскрытая мощность при этом равна 2,0 м.

Нормативные характеристики грунта: плотность грунта 1,95 г/см^3; удельное сцепление 6,4 кПа; угол внутреннего трения 14°; модуль деформации 5,763 МПа.

ИГЭ 2 - глина коричневого цвета, тяжелая, известковая, тугопластичная. По проектируемым участкам строительства имеет повсеместное распространение и залегает третьим слоем, максимальная вскрытая мощность 2,0 м.

Нормативные характеристики грунта: плотность грунта 1,88 г/см^3; удельное сцепление 32,0 кПа; угол внутреннего трения 11°; модуль деформации 9,0 МПа.

ИГЭ 3 - суглинок коричневого цвета, тяжелый песчанистый, мягкопластичный, залегает четвертым слоем, с максимальной мощностью слоя 1,5 м.

Нормативные характеристики грунта: плотность грунта 2,11 г/см^3; модуль деформации 31,185 МПа.

ИГЭ 4 - суглинисто-глинистые текучие грунты светло-коричневого цвета, от текучепластичной до текучей консистенции, залегает вторым, четвертым и шестым слоем, с максимальной мощностью слоя 3,0 м.

Нормативные характеристики грунта: плотность грунта 1,94 г/см^3; удельное сцепление 1,30 кПа; угол внутреннего трения 16°, модуль деформации 7,5 МПа.

Грунты среднезасоленные, по всем элементам тип засоления – хлоридный, содержат в большом количестве карбонаты.

Степень агрессивности воздействия грунтов выше уровня грунтовых вод на бетонные и железобетонные конструкции при марке бетонов по водопроницаемости W4, W6, W8 следующая:

по содержанию хлоридов для всех марок бетонов на портландцементе, шлакопортландцементе и сульфатостойких цементах– слабоагрессивная;

по содержанию сульфатов для бетонов марки W4 к сульфатостойким цементам – от слабо- до среднеагрессивной, для бетонов марки W6 – слабоагрессивная, для бетонов марки W8 – неагрессивная.

Грунты непросадочные, ненабухающие.

Нормативная глубина промерзания грунтов рассчитана согласно СНиП РК 5.01.01-2002 и составляет 115 см, максимальная глубина проникновения нулевой изотермы-150 см.

Грунтовые воды на период изысканий (июль 2016 г.) вскрыты на глубине 1,3-1,5 м (минус 23,5 м – минус 23,3 м) от естественной поверхности земли, в зависимости от гипсометрической линии дневной поверхности. Минимальный уровень устанавливается в январе-феврале месяцах, максимальный - в мае-июле. Амплитуда колебания уровня грунтовых вод 0,5 – 0,7 м.

По данным водной вытяжки из грунтовых вод, приуроченных к первому водоносному горизонту на рассматриваемой площади, вода является от солоноватой до сильно солоноватой (по сухому остатку), слабощелочной (по щелочности), очень жесткой (по жесткости), сульфатнохлоридно-кальцево-натриевогоихлоридносульфатно-магниево-кальцево-натриевого типа.

Коррозийная активность грунтовых вод по отношению к свинцовой оболочке кабеля– средняя, к алюминиевой – средняя (по содержанию хлор-иона). По суммарному содержанию хлоридов и сульфатов грунтовые воды сильноагрессивные к алюминиевым и стальным конструкциям.

Согласно карты сейсмического районирования Атырауской области, разработанной Институтом сейсмологии МОНРК, сейсмичность территории оценивается в 6 баллов, с учетом наличия текучих грунтов, по сейсмической шкале MSK-64.

Этот вывод в полной мере подтверждается картой общего сейсмического районирования Северной Евразии (ОСР-97, карта – С).

6.5 Генеральный план

Участок строительства находится на территории водоочистных сооружений КГП «Атырау Су Арнасы» в г. Атырау.

Условные обозначения:

1 – блочно-контейнерная газовая электростанция;

2 – трансформаторная подстанция.

Рис.1 Ситуационная схема.

Генеральный план участка выполнен на топографическом плане М1:500, выполненном ТОО «Poligram».

Предусматривается установка блочно-контейнерной газовой электростанции и трансформаторной подстанции.

Горизонтальная привязка сооружений на местности производится от здания существующей котельной, расположенной на расстоянии 11,9 м.

На участке запроектированы проезды с асфальтобетонным покрытием к проектируемым зданиям.

Таблица №3

Основные технические показатели

№ п/п	Наименование показателей	Ед.изм.	Количество
1	Площадь участка в условных границах	га	0,0385
2	Площадь застройки	$м^2$	76,92
3	Площадь покрытий проездов и тротуарных дорожек	$м^2$	269,0
4	Процент застройки	%	19,98
5	Прочая площадь	$м^2$	39,08

6.6 Транспортная схема

Основным видом внутриплощадочного и внеплощадочного транспорта в период строительства и эксплуатации является автомобильный транспорт.

Проектом предусматривается развитие на территории размещения проектируемых объектов сети постоянных автомобильных проездов и подъездов с твердым покрытием с примыканием их к существующей сети автомобильных дорог очистных сооружений, которая имеет транспортную связь с автодорогами общего пользования г. Атырау.

6.7 Архитектурно-строительные решения

Основание фундаментов под блок-контейнеры заводского изготовления служит ИГЭ 1 - глина светло-коричневого и темно-серого цвета, легкая, пылеватая, тугопластичная.

Грунтовые воды на период изысканий вскрыты на глубине 1,3-1,5 м (минус 23,5 м – минус 23,3 м) от естественной поверхности земли, в зависимости от гипсометрической линии дневной поверхности. Минимальный уровень устанавливается в январе-феврале месяцах, максимальный - в мае-июле. Амплитуда колебания уровня грунтовых вод 0,5 – 0,7 м. В связи с высоким уровнем грунтовых вод и наличием под фундаментами слабых сильносжимаемых грунтов, под фундаментами предусмотрена щебеночная подушка высотой 1,5 м.

Здание газового генератора представляет собой специализированный погодозащищенный контейнер с габаритными размерами в плане 9800х3200х3800(h) мм, включает автоматические жалюзи, электроконвекторы, охранно-пожарную сигнализацию.

За условную отметку 0,000 принят уровень пола здания газового генератора, что соответствует абсолютной отметке минус 21,60 м.

Фундаменты предусмотрены монолитные железобетонные ленточные из бетона класса В20 по прочности на сжатие на сульфатостойком цементе. Ширина фундаментной подушки - 1,2 м, глубина заложения – 0,85 м. Армирование фундаментов предусмотрено арматурными стержнями диаметром 16 мм; 12 мм 6 мм класса AIII (ГОСТ 5781-82*)

В монолитном фундаменте предусмотрены закладные детали по с.1.400-15 в. 1 для крепления модульного здания.

В здание предусмотрен вход шириной 1,2 м и пандус шириной 3,2 м.

Здание комплектной трансформаторной подстанции - модульного типа БМЗ, из трех блоков с ограждающими конструкциями из «сэндвича» панелей, с габаритными размерами в плане 6750х6750х3250(h) мм, с системами отопления, освещения, вентиляции, охранной и пожарной сигнализациями.

За условную отметку 0,000 принят уровень пола здания КТП, что соответствует абсолютной отметке минус 21,60 м.

Фундаменты предусмотрены монолитные железобетонные ленточные из бетона класса В20 по прочности на сжатие на сульфатостойком цементе. Ширина фундаментной подушки - 1,8 м, глубина заложения – 0,85 м. Армирование фундаментов предусмотрено арматурными стержнями диаметром 16 мм; 12 мм 6 мм класса AIII (ГОСТ 5781-82*)

В монолитном фундаменте предусмотрены закладные детали по с.1.400-15 в1, для крепления модульного здания.

В здание предусмотрен два входа шириной 1,2 м и два пандуса, шириной 3,2 м.

Сбросной колодец – разработан на основании типового проекта 901-9-8 в.1 при наличии грунтовых вод. Глубина заложения колодца – 3,505 м.

Сбросной колодец предусмотрен диаметром 1,0 м из сборных железобетонных колец, высотой 900 мм. Заглубление плиты перекрытия колодца от поверхности земли – не менее 0,5 м. Плита днища имеет толщину 120 мм.

При монтаже все элементы колодца устанавливаются на цементном растворе М50 толщиной 10 мм.

Люк – чугунный с крышкой (ГОСТ 3634-79) типа «Л», высотой 100 мм.

Под днищем колодца предусматривается подготовка из асфальта толщиной 120 мм и бетона класса В3,5 толщиной 120 мм.

Боковые поверхности колодца огрунтовываются раствором битума в бензине с последующей окраской горячим битумом за 2 раза, на 0,5 м выше уровня грунтовых вод.

Проектируемые тепловые сети прокладываются в подземных непроходных каналах из сборных железобетонных элементов по типовой серии 3.006.1-2/87 в.5.

Антикоррозийная защита выполнена в соответствии со СНиП РК 2.01-19-2004.

Обратная засыпка предусмотрена грунтом с объемным весом не менее 1,5 кг/см^3.

Бетонные конструкции, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются материалом типа «Пенетрон».

Для наружных поверхностей строительных конструкций предусмотрена обмазочная битумная гидроизоляция, а для перекрытий – оклеечная гидроизоляция из битумных рулонных материалов.

6.8 Инженерные системы

Теплоснабжение

ТЭО выполнено в соответствии с техническими условиями №03/5439 от 09 августа 2016 года, выданными КГП «Атырау Су Арнасы».

Теплоснабжение водоочистных сооружений КГП «Атырау Су Арнасы» обеспечивает существующая котельная тепловой мощностью 4,5 МВт на газовом топливе.

Техническими решениями, принятыми в ТЭО, источником теплоснабжения являются существующая котельная и проектируемая когенерационная установка с параметрами теплоносителя 85-65°С.

Выработка тепловой энергии является попутной выработкой когенерационной установки; полезная тепловая мощность составляет 1270 кВт.

Подключение тепловых сетей предусмотрено по схеме «из обратки в обратку». В часы работы когенерационной установки теплоноситель обратного трубопровода сначала повышает температуру в когенерационной установке, а затем, при необходимости,

догревается в существующей котельной. При таком режиме работы происходит экономия газообразного топлива, затрачиваемого на нагрев теплоносителя в котельной установке.

Проектируемые тепловые сети двухтрубные тупиковые.

Точка подключения - проектируемая неподвижная опора на магистральном участке теплотрассы.

Прокладка тепловых сетей принята в подземном исполнении, частично надземно. На подземном участке трубопроводы прокладываются в непроходных каналах из сборных железобетонных элементов.

Трубопроводы тепловых сетей приняты из стальных электросварных труб диаметром 159х4,5 мм по ГОСТ 10704-91, гр. В из стали марки 10 (20) по ГОСТ 1050-2013 и предизолированных трубопроводов диаметром 160 мм типа «FLEXALEN 1000» из полибутена в тепловой изоляции из вспененного газонаполненного полиэтилена с высокопрочным гофрированным кожухом из полиэтилена низкого давления.

На ответвлении к зданию установлена запорная арматура. Для опорожнения теплосети в низших точках предусмотрены спускники. В высших точках трубопроводов устанавливаются штуцера с запорной арматурой для выпуска воздуха. Опорожнение сети предусматривается в сбросной колодец.

Основные технические показатели по разделу:

Полезная тепловая мощность конегерационной установки	1270 кВт.
Протяженность проектируемой трассы тепловых сетей	63,0 м.

Наружное газоснабжение

ТЭО выполнен в соответствии с техническими условиями АПФ АО «КазТрансГаз Аймак» № 13/0434 от 25 июля 2016 года.

Проектируемый газопровод среднего давления предназначены для снабжения природным когенерационной установки. В объем строительства, предусмотренный данным ТЭО, входит:

подземная прокладка газопроводов среднего давления из полиэтиленовых труб от точки врезки до ГРПШ общей протяженностью – 90,0 м;

установка ГРПШ-400-01 шкафного типа, предназначенного для снижения газа с среднего давления Р=0,3 МПа до низкого Р=0,003 МПа и поддержания его на заданном уровне для котельной - 1 комплект;

Точкой подключения является существующей газопровод среднего давления Рр 0,3 МПа из труб полиэтиленовых диаметром 89 мм. Газоснабжение когенерационной установки решается по тупиковой схеме распределения газа. Газопроводом среднего давления газ подается к шкафному газорегуляторному пункту ГРПШ – 400 - 01, расположенному на стене контейнера. После редуцирования газопроводами низкого давления Рр 0,003МПа газ подается в здание когенерационной установки.

Газопровод среднего давления предусмотрен из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 диаметром 90х8,2 мм по ГОСТ Р 50838-95 с подземной прокладкой. Глубина заложения газопровода из полиэтиленовых труб принята не менее 1,0 метра от поверхности земли до верха трубы. При переходе автомобильных дорог газопровод заключается в футляр диаметром 225х25,4 мм из полиэтиленовых труб ПЭ100 ГАЗ SDR11 по ГОСТ Р 50838-95.

Соединение полиэтиленовых трубопроводов предусмотрено сваркой встык контактным термическим способом. Для выполнения поворотов, устройств ответвлений и переходов на другой диаметр предусмотрены отводы, тройники и переходы с удлиненными хвостовиками для соединения сваркой в стык нагретым инструментом или муфтами с нагревательными элементами. Для обнаружения проложенного полиэтиленового газопровода при последующем производстве земляных работ в

охранной зоне газопровода, на расстоянии 20 см от поверхности газопровода предусмотрена прокладка металлополимерной ленты.

Контроль сварных соединений трубопроводов и испытание газопроводов на прочность предусмотрен сжатым воздухом.

Для газопроводов низкого давления и строительства узла установки ГРПШ 400-01 в проекте предусмотрены стальные электросварные прямошовные трубы по ГОСТ 10704-91.

Отключающие устройства на газопроводе предусмотрены в соответствии с МСН 4.03-01-2003 перед ГРПШ непосредственно на наружном надземном газопроводе в удобном для обслуживания месте.

Основные технические показатели по разделу:

общая протяженность газопроводов – 90,0 м;

общий расход газа составляет – 273 нм^3/час.

Электротехнические решения

Раздел разработан на основании технических условии № 16/5874 от 23.08.2016 г., выданных КГП «Атырау СУ Арнасы» и задания на проектирования.

ТЭО предусмотрено электроснабжение очистных сооружении от когенерационной установки. Потребители электроэнергии очистных сооружении относятся к I категории. Для электроснабжения предусмотрена установка КТПБ-0,4/6 кВ которая запитываются от когенерационной установки двумя кабельными линиями 0,4 кВ. Далее предусмотрены две кабельные линии 6 кВ которые питают существующее ЗРУ-6 кВ от проектируемой КТПБ. Для питания, существующего ЗРУ предусмотрены следующие мероприятия:

демонтаж выкатанных элементов с выключателями нагрузки в водных ячейках №8 и № 23 и установка их в ячейках №6 и №28;

подвод питания 6 кВ к реконструированным ячейкам №6 и №28 от проектируемой КТПБ-0,4/6 кВ;

установка новых выкатанных элементов с вакуумными выключателями и блоков управления LS5 в ячейки №6 и №28;

реконструкция секционной ячейки с установкой в него нового выкатного элемента с вакуумным выключателем.

При нехватки мощностям когонерационной установки обеспечивается включение подпидки с внешних сетей. Включение подпитки осуществляется с помощью блоков управления LS5. Блоки управления LS5 поставляется комплектно с когенерационной установкой.

Синхронизацию напряжения когенерационной установки и внешних сетей наладку блоков осуществляет поставщик когенерационной установки.

В качестве защитного мероприятия предусмотрена система заземления. Для когенерационной установки и для КТПБ-0,4/6 кВ выполняются контуры заземления из вертикальных и горизонтальных электродов.

Ввиду того что основное назначение установки покрытие собственных нужд, способ подключения не предусматривает во внешнюю сеть.

Основной технический показатель по разделу:

Мощность КТПБ 0,4/6 кВ - 1000 кВа.

6.9 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

Оборудование когенерационной установки соответствует требованиям ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное. Общие требования безопасности».

На водоочистных сооружениях предусмотрено безопасное размещение зданий, сооружений и сетей, которое обеспечивает безопасность труда персонала, как в обычных условиях, так и при авариях, а именно:

предусмотрен беспрепятственный подъезд автотранспорта к зданиям когенерационной установки путем устройства дороги площадок с асфальтированным покрытием;

наружное и внутреннее устройство зданий удовлетворяет климатическим условиям района строительства, санитарно-гигиеническим и противопожарным требованиям;

открытые вращающиеся части технологического оборудования, создающие угрозу травматизма для обслуживающего персонала при эксплуатации, ограждены кожухами, подшипники защищены от попадания в них грязи и воды.

Пожаробезопасность объекта обеспечивается максимальным применением при строительстве зданий и сооружений несгораемых материалов и конструкций, обуславливающих необходимую степень огнестойкости, а также комплексом противопожарных мероприятий, включающих в себя:

оснащение зданий и территории первичными средствами пожаротушения (унифицированными огнетушителями ОПУ-5 (ТУ 847504304-89), ящиками с песком, пожарным щитом на площадке перед входом в здание очистных сооружений);

оборудование здания системой автоматической пожарной сигнализации и оповещения о пожаре согласно СНиП РК 2.02-15-2003 «Пожарная автоматика зданий и сооружений».

6.10 Организация строительства

В рамках настоящего ТЭО приняты технические решения, обеспечивающие строительство комплекса когенерационной установки, отвечающих санитарно-гигиеническим требованиям, требованиям безопасности и охраны труда.

Организация строительства предусматривает:

максимальную механизацию земляных работ;

соблюдение мер безопасности и охраны окружающей среды при производстве работ;

соблюдение технологии производства работ.

Ведение строительно-монтажных работ предполагается осуществлять поточным методом с комплексной механизацией всех основных строительных процессов.

До начала производства работ по строительству необходимо разработать проект производства работ и согласовать с руководством КГП «Атырау Су Арнасы», на территории которых будут выполняться работа

Продолжительность строительства объекта определена согласно «Пособию по определению продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» и составляет 4,0 месяца.

Согласно письму Заказчика – КГП «Атырау Су Арнасы» № 03/4952 от 28 июля 2016 года, монтаж когенерационной установки планируется в 2017 году.

6.11 Оценка воздействия на окружающую среду

Когенерационная установка предусмотрена блочно-модульного исполнения с газовым-генератором типа «Wilson PG1250B2», (1000 кВт), 380 В, 50 Гц и комплектной трансформаторной подстанция блочно-модульного типа «КТПБ-KEMONT-2x1000 кВА» относится к IV категории экологического воздействия на окружающую среду.

ТЭО рассмотрен и согласован:

ГУ «Управлением природных ресурсов и регулирования природопользования Атырауской области» (заключение государственной экологической экспертизы № Е14-0060/17 от 01 марта 2017 года).

6.12 Оценка соответствия ТЭО санитарным правилам и гигиеническим нормам

Согласно письму от РГУ «Атырауское городское управление прав потребителей Департамент по защите прав потребителей Атырауской области Комитета по защите прав потребителей Министерства национальной экономики Республики Казахстан» №Е13-03/00042/3 от 22 февраля 2017 года, когенерационная установка не входит в перечень объектов эпидемической значимости подлежащих государственному санитарно-эпидемиологическому контролю и надзору в соответствии с приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан №414 от 30 мая 2015 года «Об утверждении перечня продукции и эпидемически значимых объектов, подлежащих государственному санитарно-эпидемиологическому контролю и надзору».

6.13 Институциональный раздел

В схеме управления проектом участвуют следующие организации: заказчик проекта; подрядная организация; проектный институт.

Основными участниками проекта определены:

заказчик программы - КГП «Атырау Су Арнасы»;

выгодополучатель - КГП «Атырау Су Арнасы»;

эксплуатирующая организация – КГП «Атырау Су Арнасы»;

разработчик предпроектной документации - ТОО «Гипроводхоз»;

генподрядная строительная организация определяется по тендеру;

разработчик проектно-сметной документации – ТОО «Гипроводхоз.

Институциональные риски

Возможные институциональные риски по проекту:

невыполнение принятых обязательств по заключенным в рамках настоящего проекта контрактам;

поставка некачественного оборудования, не соответствующего установленным и согласованным техническим спецификациям;

Рекомендуемые мероприятия по снижению рисков:

разработка системы начисления и удержания штрафных санкций в виде недоплачиваемых сумм за невыполнение условий договора, либо некачественное выполнение работ и услуг, и отражение в рамках заключаемых контрактов,

усиление контроля над качеством поставляемого в рамках проекта оборудования, его соответствия установленным техническим спецификациям путем создания ведомственной комиссии в составе представителей различных департаментов, в том числе технических, а также, по необходимости, сторонних технических экспертов.

6.14 Финансовый анализ

Экономическая оценка ТЭО выполнена согласно «Требованиям к разработке или корректировке, а также проведению необходимых экспертиз технико-экономического обоснования бюджетного инвестиционного проекта», утвержденных совместным приказом Министра экономического развития и торговли РК от 1 июля 2010 года №102 и Председателя Агентства РК по делам строительства и ЖКХ от 30 июня 2010 года №276.

Основные компоненты финансового анализа:

обоснование схемы финансирования инвестиций (средства государственного бюджета, кредитные ресурсы, гранты международных фондов, частные вложения);

оценка затрат по проекту (инвестиции, налоги, эксплуатационные затраты, амортизационные отчисления);

сводный расчет потока денежных средств в течение всего жизненного цикла проекта, анализ денежных потоков, оценка жизнеспособности проекта, т.е. анализ достаточности прогнозируемых доходов для эффективного функционирования системы;

оценка эффективности Проекта методом дисконтирования денежных потоков (расчет NPV, дисконтированного срока окупаемости);

оценка рисков и разработка предложений по минимизации негативных последствий.

Расчет общих инвестиционных издержек приведены в таблице №4.

Таблица №4

Расчет общих инвестиционных издержек

№ п/п	Наименование	Сумма затрат в тыс. тенге
1	Потребность в инвестициях	834360,15
в том числе:		
2	Когенерационная установка	662260,25
3	Трансформаторная подстанция КТПБ-2х1000 кВА-0,4-6кВ	41256,11
4	Сети электроснабжения	42253,03
5	Сети газоснабжения	3664,29
6	Сети теплоснабжения	31143,8
7	Прочие основные фонды	53782,67

1. Капитальные вложения в строительство:

строительно-монтажные работы - 73477,69 тыс. тенге;

инженерное оборудование - 712997,32 тыс. тенге;

прочие затраты - 47885,14 тыс. тенге.

Итого: 834360,15 тыс. тенге в ценах 2017 года без учета НДС.

Начало строительства — 2017 год. Срок строительства 4,0 месяца.

Распределение потребностей в финансировании по стадиям проекта планируется следующим образом:

1 и 2 стадии 2016 года (Разработка ТЭО и проектно-сметной документации) - 52218,57 тыс.тенге;

3 стадия 2017 года (СМР и МТО) – 771774, 84 тыс.тенге.

Финансирование капитальных вложений осуществляется за счет инвестиционных средств.

2. Производственная программа:

Основным видом продукции является электрическая и тепловая энергия. Годовой объем производимой продукции:

электроэнергия - 4931,3 мВт;

теплоэнергия - 3541,0 Гкал/отоп. период.

3. Производственные издержки:

Ежегодные издержки определяется в соответствии с главой «Налог на прибыль организаций» Налогового Кодекса РК, а также действующими отраслевыми нормативными документами.

3.1. Топливная составляющая издержек производства приведена в таблице №5:

Таблица №5

Топливная составляющая издержек производства

№ п/п	Наименование показателя	Количество
1	Стоимость 1 м^3 природного газа, в тенге без НДС	17,02
2	Годовой расход газа, тыс. м^3	1346,241
3	Стоимость газа в год, тыс.тенге	22913,02

3.2. Амортизационные составляющие издержек производства приведены в таблице №6:

Таблица №6

Амортизационные составляющие издержек производства

№ п/п	Наименование	Регенера-ционная установка	Трансфор-маторная подстанция	Сети электро-снабже-ния	Сети газо-снаб-жения	Сети тепло-снабже-ния	Итого
1	Норма амортизационных отчислений	3%	2%	2%	2%	2%	-
2	Стоимость единицы, в тенге	662260,25	41256,11	42253,03	3664,29	31143,8	-
3	Итого амортизационных отчислений, в тыс.тенге	19867,81	825,12	845,06	73,29	622,88	22234,16

Процент амортизационных отчислений определялся линейным способом с учетом службы основного оборудования. Ежегодные амортизационные отчисления составляют 22234,16 тыс.тенге в год.

3.3. Заработная плата приведена в таблице №7:

Таблица №7

Заработная плата

№ п/п	Наименование	Кол-во	Среднемесячная зарплата, тенге	Итого за год, тыс. тенге
1	Заработная плата производственных рабочих	5	71049,4	4262,97
2	Оператор 4 чел	4	66746	3203,81
3	Электромонтер 1 чел	1	88263	1059,16
4	Социальный налог 11%	-	-	468,9

Численность промышленно-производственного персонала составляет 5 чел.

Средняя заработная плата в 2017 году - 71049,4 тенге/чел. в месяц.

Отчисления на социальные нужды приняты в соответствии с действующим законодательством. В соответствии с Законом Республики Казахстан «Об обязательном

страховании гражданско-правовой ответственности работодателя за причинение вреда жизни и здоровью работника при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей» от 30.12.2009 № 234-IV. Статья 17 п.2. класс профессионального риска «15» согласно 0КЭД (40.12.0-производство и распределение электроэнергии). Сумма ежегодной страховой премии на одного производственного работника составляет в минимальном размере 1,0 % и максимальном 3,4% от ФОТ. В проекте принято максимальное значение 3,4%;

Суммарные затраты на заработную плату с учетом прямых страховых выплат в Единый накопительный Пенсионный фонд и ФСС, составят 4262,96 тыс.тенге в год, социальный налог - 468,9 тыс.тенге.

3.4. Затраты на содержание системы приведены в таблице №8:

Таблица №8

Затраты на содержание системы

№ п/п	Наименование	% стоимости фиксированных затрат на содержание оборудования	Стоимость, тенге	Итого в год, тыс. тенге
1	Инженерное оборудование	1,5	710942,57	10664,14
2	Производственные здания и сооружения	0,3	73603,36	220,82
3	Прочие основные производственные фонды	0,3	40447,49	121,34
	Итого	-	-	11005,48

Величина ежегодных затрат электросетевых объектов на обслуживание и ремонт приняты в процентах от величины капитальных затрат 1,5% и согласно данным заказчика.

Суммарные годовые издержки производства приведены в таблице №9.

Таблица №9

Суммарные годовые издержки производства

№ п/п	Наименование затрат	Сумма, тыс. тенге
1	Топливо	22913,02
2	Оплата труда	4262,96
3	Налоги	468,9
4	Обслуживание	11005,48
5	Накладные расходы 10%	3818,15
6	Амортизационные отчисления	22234,16
	Итого	64702,67

4. Расчет эффективности инвестиций

Расчет выручки от реализации продукции приведен в таблице №10:

Таблица №10

Расчет выручки от реализации продукции

№ п/п	Наименование продукции	Ед. измерения	Цена за единицу, тенге	Объем	Выручка, тыс. тенге
1	Электроэнергия	кВт/год	15,44	4931285	76139,04
2	Тепловая энергия	Гкал/от.пер	6546,46	3541	23181,01
3	Экономия газа котельной	$м^3$	17,02	432190	73558,87
Итого годовая выручка					172878,92

Объем продаж приводится в натуральных величинах, а выручка от реализации - в денежном выражении с учетом НДС. Тариф корректируется с учетом изменения индексов цен на эти виды энергии.

Ставки налогов приняты в соответствии с действующим законодательством и составляют:

на добавленную стоимость (НДС) - 12 %;

на имущество - 2,2 % от остаточной стоимости основных фондов;

на прибыль - 20 %.

Финансовый план и эффективность проекта

Для проведения финансовой оценки проекта был использован анализ движения дисконтированных денежных средств. Период оценки составляет 10 лет, с 2017 по 2026 год, Результатом финансового анализа стал расчет показателей финансовой эффективности с определением инвестиционных составляющих тарифа на передачу электроэнергии, при которых проект становится эффективным с финансовой точки зрения. Расчет выполнен для принятия решения с предлагаемым сценарием финансирования. Основными показателями коммерческой эффективности являются:

чистый дисконтированный доход (NPV), должен принимать неотрицательные значения;

индекс доходности дисконтированных затрат, должен принимать значения выше.

По внутреннему требованию инициатора проекта при расчете коммерческой эффективности ставку дисконтирования решено принять на уровне 10%.

Оценка финансовых рисков

Деятельность по минимизации рисков, связанных с подготовкой и реализацией проекта, обычно заключается в определении рисков и оценке их воздействия на проект и определении мер, снижающих степень риска (управление риском).

Обычные риски проекта можно объединить в три группы:

риски на стадии разработки проекта;

риски в период строительства;

риски в период эксплуатации.

Технико-экономические показатели по разделу приведены в таблице №11

Таблица №11

Технико-экономические показатели по разделу

№ п/п	Наименование показателей	Единицы измерения	Расчетные данные
1	Мощность установки	мВт	1
2	Объем отпуска электроэнергии в год	кВт	4931285
3	Количество (прирост) рабочих мест	место	5
4	Общая стоимость строительства в текущих ценах 2017 года (с учетом НДС), в том числе:	тыс. тенге	934483,37
5	Продолжительность строительства	месяц	4
6	Сумма чистого годового дохода	тыс. тенге	71722,8
7	Чистый дисконтируемый доход на прирост продукции (NPV)	тыс. тенге	28452
8	Срок окупаемости капитальных вложений	лет	8,0
9	Внутренняя норма доходности (ГОЛ)	%	11,3%
10	Итоговая суммарная выручка за весь планируемый период	тыс. тенге	1543563
11	Сумма полной себестоимости за весь период реализации проекта	тыс. тенге	647027,0

Общие выводы по финансово-экономическому разделу

Экономическая оценка ТЭО выполнена согласно «Требованиям к разработке или корректировке, а также проведению необходимых экспертиз технико-экономического обоснования бюджетного инвестиционного проекта».

Критерием оценки эффективности инвестиционного проекта является уровень прибыли, полученной на вложенный капитал. При этом под прибыльностью, рентабельностью или доходностью понимают не просто прирост капитала, а такой темп увеличения последнего, который, во-первых, полностью компенсирует общее (инфляционное) изменение покупательной способности денег в течение рассматриваемого периода, во-вторых, обеспечит минимальный гарантированный уровень доходности и, в-третьих, покроет риск инвестора, связанный с осуществлением проекта.

Когенерационная установка – идеальная форма обеспечения электроэнергией и теплом с точки зрения безопасности и энергоснабжения.

Когенерация повышает надежность энергоснабжения сооружений любого предназначения – это существенное преимущество в условиях меняющегося рынка энергии и высокотехнологичного общества.

Она позволит обеспечить прогнозируемую потребность в электроэнергии с учетом роста численности населения и качества его жизни, интенсивного жилищного и общественного строительства, развития социальной и культурной сфер.

Дополнительные рабочие места для выполнения строительства электросетевых объектов будут способствовать занятости населения, улучшению материального благосостояния, благоприятной демографической обстановке в регионе.

Количество новых рабочих мест будет определено по штатному расписанию.

Приведенные расчеты доказывают экономическую целесообразность реализации проекта «Когенерационная установка на водоочистных сооружениях КГП «Атырау СУ Арнасы».

Оценка финансово-экономических показателей выполнена в соответствии с современными требованиями нормативно-правовых актов, действующих на территории Республики Казахстан.

Эффективность проекта оценивалась с целью выявления соответствия проекта социально-экономическому развитию общества.

Расчеты экономической эффективности произведены на основании методических рекомендаций, простыми методами и с применением метода дисконтирования.

Методика оценки эффективности инвестиций, используемая в расчетах, соответствует современным принципам.

Оценка объема затрат на реализацию проекта и полученные финансово-экономические и социальные показатели оценки эффективности проекта доказывают их достаточную сопоставимость с получаемыми выгодами от реализации проекта.

Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии с Государственным нормативом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, утвержденным приказом Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства и управления земельными ресурсами Министерства национальной экономики Республики Казахстан №235-нқ от 03 июля 2015 года, на основании государственных сметных нормативов и принятых проектных решений.

Постэкспертная расчетная стоимость строительства подлежит утверждению заказчиком и является основанием для определения лимита средств, при реализации проектов за счет государственных инвестиций в строительство в соответствии с пунктом 17 Государственного норматива по определению сметной стоимости в Республике Казахстан

Сметная документация составлена ресурсным методом с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 5.5.4) по выпуску сметной документации в текущих ценах 2 квартала 2017 года.

При составлении смет использованы:

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на строительные работы, ЭСН РК 8.04-01-2015;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на монтаж оборудования ЭСН РК 8.04-02-2015;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на ремонтно-строительные работы ЭСН РК 8.05-01-2015;

сборники сметных цен в текущем уровне на строительные материалы, изделия и конструкции ССЦ РК 8.04-08-2015;

сборник сметных цен в текущем уровне на эксплуатацию строительных машин и механизмов СЦЭМ РК 8.04-11-2015;

сборник сметных тарифных ставок в строительстве СТС РК 8.04-07-2015;

сборник сметных цен в текущем уровне на перевозки грузов для строительства СЦПГ РК 8.04-12-2015;

сборник сметных цен в текущем уровне на инженерное оборудование объектов строительства ССЦ РК 8.04-09-2015;

перечень оборудования, материалов, изделий с приложением прайс-листов, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующих сборниках цен, утвержденный заказчиком, согласно пункту 24

Государственного норматива по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан.

В расчетной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

накладные расходы, определённые в соответствии с Государственным нормативом по определению величины накладных расходов в строительстве (приложение 2 к приказу №235-нқ от 3 июля 2015 года);

сметная прибыль в размере 8% от суммы прямых затрат и накладных расходов (п.79, приложение 1 к приказу №235-нқ от 3 июля 2015 года);

резерв средств заказчика на непредвиденные работы и затраты в размере 2% от общей суммы средств по позициям 1-7 сводного сметного расчета (п.91, приложение 1 к приказу №235-нқ от 3 июля 2015 года);

затраты на строительство временных зданий и сооружений (НДЗ РК 8.04-05-2015);

дополнительные затраты на производство строительно-монтажных работ в зимнее время (НДЗ РК 8.04-06-2015).

Расчетная стоимость строительства определена в ценах 2017 года с учетом норм задела объема инвестиций согласно прогноза социально-экономического развития Республики Казахстан на 2017-2021 годы одобренного на заседании Правительства Республики Казахстан (протокол №29 от 31 августа 2016 года). МРП 2017 года – 2269 тенге.

Налог на добавленную стоимость (НДС) принят в размере, установленном законодательством Республики Казахстан на период, соответствующий периоду строительства, от сметной стоимости строительства.

6.15 Социальный раздел

Потребность проекта в трудовых ресурсах и его влияние на занятость населения

В период реализации настоящего проекта, потребуется привлечение рабочих строительных специальностей для выполнения строительно-монтажных, отделочных работ, монтажа и наладки технологического оборудования.

При этом численность планируемых к привлечению работников будет определена на стадии разработки рабочего проекта.

Реальная обеспеченность трудовыми ресурсами соответствующей квалификации

В условиях интенсивного экономического роста республики, отмечаемого на протяжении многих лет, наблюдается повышение занятости населения, и как следствие, - снижение уровня безработицы как в целом по стране, так и в г. Атырау. Рынок труда города достаточно насыщен трудовыми ресурсами самой разной квалификации, что естественно обусловлено ростом экономической активности населения.

Программа обучения и переподготовки рабочих и специалистов

В рамках настоящего проекта программа обучения и переподготовки рабочих и специалистов будет выполнятся поставщиком оборудования, и затраты на подготовку кадров учтена в коммерческом предложении.

Нормы охраны труда и техники безопасности

В рамках настоящего проекта приняты технические решения, обеспечивающие строительство комплекса когенерационной установки, отвечающих санитарно-гигиеническим требованиям, требованиям безопасности и охраны труда.

До начала производства работ по строительству необходимо разработать проект производства работ и согласовать с руководителями КГП «Атырау Су Арнасы», на территории которых будут выполняться работы. Перед началом работ ИТР и рабочие должны пройти инструктаж.

При работе в местах, где может возникнуть производственная опасность, рабочим должен быть выдан письменный наряд –допуск по установленной в СНиПе форме.

Основные моменты, которые должны быть учтены при разработке мероприятий по безопасному ведению работ в ППР.

ограждение и обозначение всех опасных зон, где работают монтажные краны, экскаваторы и другие, создающие опасность, машины;

котлованы и траншеи, разрабатываемые на улицах, проездах, где происходит движение людей и транспорта, должны быть ограждены защитным ограждением, на ограждение необходимо установить предупредительные надписи и знаки, а в ночное время – сигнальное освещение;

обеспечение указателями смотровых колодцев существующих коммуникаций на территории площадок складирования и постоянного доступа к ним;

ограничение скорости движения автотранспорта вблизи места производства работ 5 км/час.

Расчет показателей уровня жизни населения

В соответствии с данными Агентства Республики Казахстан по статистике уровень занятости населения как по республике в целом, так и в г. Атырау имеет тенденцию к росту, что обусловлено повышением экономической активности населения, увеличением объемов валового внутреннего продукта.

С повышением занятости населения происходит закономерное снижение уровня безработицы.

7. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРИНЯТЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Дополнения и изменения, внесенные в технико-экономическое обоснование в процессе экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям филиала РГП «Госэкспертиза» по Западному региону в технико-экономическое обоснование «Когенерационная установка на водоочистных сооружениях КГП «Атырау Су Арнасы» внесены следующие изменения и дополнения:

Общие вопросы

1) Представлено откорректированное задание на разработку ТЭО.
2) Представлено официальное письмо от заказчика об источнике финансирования.
3) Материалы ТЭО разделены по разделам.

Генеральный план

4) Материалы раздела ГП выделены отдельным разделом.

По разделу «Теплоснабжение»

5) Нечитаемые листы плана и спецификации заменены на читаемые.
6) Пояснительная записка по разделу ТС дополнены расчетными расходами тепла.

Электротехнические решения

7) Представлена общая схема сетей электроснабжения 6/0,4 кВ;

Наружное газоснабжение

8) Представлены согласования трассы газопровода и месторасположение ГРПШ с городским отделом архитектуры.

9) На чертеже 399-00-ГС лист 1 при прохождении автодорог установлены футляры с контрольной трубкой, выходящую под защитное устройство.

Мониторинг цен

10) Представлен перечень принимаемых материалов, оборудования и изделий, согласованный с заказчиком, с датой, подписью и заверенной печатью.

11) Предоставлен протокол технического совещания по вопросам выбора поставщиков оборудования и материалов, утвержденный заказчиком, с указанием Ф.И.О. утверждающего, даты и заверенной печатью.

12) Поз. 1,2 наименования оборудования приведены в соответствие с прайс-листами.

13) В поз. 1 в разделе «ед. измерения», откорректирована ед. измерения, согласно прайс-листу.

14) В поз. 2 после наименования дописаны шеф-монтажные и пусконаладочные работы.

15) Представлен альтернативный вариант прайс-листов.

Сметная документация

16) Сметная документация пересчитана с применением текущих цен II квартала 2017 года, вместо представленного цен IIIквартала 2016 года в соответствии с приказом КДСиЖКХиУЗ №8 от 23.06.2016 г.

17) В сводном расчете стоимости строительства откорректированы затраты на ПИР в соответствии с расчетом.

18) В сводном расчете стоимости строительства откорректирована стоимость экспертизы в соответствии с приказом и.о. МНЭ РК №780 от 21.12.2015 г «Об утверждении Правил определения стоимости работ по проведению комплексной вневедомственной экспертизы проектов строительства объектов, а также комплексной градостроительной экспертизы проектов градостроительного планирования территорий различного уровня».

19) В сметном расчете стоимости строительства откорректированы затраты на временные здания и сооружения в соответствии с п.22 б) табл.1 и с учетом п.2.4 НДЗ РК 8.04-05-2015 – 2,4х0,8=1,92%

20) Дополнительные затраты при производстве СМР в зимнее время приняты в соответствии НДЗ РК 8.04-06-2015, табл.3 разд.I, п.4 ж) – 1,9х0,9=1,71%.

21) В локальных сметах откорректированы накладные расходы второго уровня на 4,1% в соответствии с государственным нормативом по определению величины накладных расходов в строительстве.

7.2 Оценка принятых решений

Технико-экономическое обоснование «Когенерационная установка на водоочистных сооружениях КГП «Атырау Су Арнасы» разработано в необходимом объеме, в соответствии с заданием на разработку, иными исходными данными, техническими условиями и требованиями.

Состав и комплектность представленных материалов соответствуют требованиям СП РК 1.02-21-2007 «Правила разработки, согласования, утверждения и состав технико-экономических обоснований на строительство».

В ТЭО учтены современные требования по качеству и рациональности принятых решений, местные природно-климатические и инженерно-геологические условия площадки строительства.

Принятые решения, с учетом внесенных изменений по п.7.1, соответствуют нормативным требованиям по экологической, производственной, пожарной безопасности, функциональному назначению объекта.

В соответствии с требованиями «Правила определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам», утвержденные приказом Министерства национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года №165 разработчиком ТЭО, данный объект отнесен к технически сложным II (нормального) уровня ответственности.

Таблица №12

Основные технико-экономические показатели по ТЭО

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели	
			постпроектные	постэкспертные
1	Мощность когенерационной установки (годовой выпуск продукции) в натуральном выражении, в том числе: -электрической энергии -тепловой энергии -экономия газа котельной за отопительный период	кВт*ч/год Гкал/отоп.пер $м^3$/отоп.пер	4931285,0 3541,0 432190,0	4931285,0 3541,0 432190,0
2	Площадь участка в условных границах	га	0,0385	0,0385
3	Площадь застройки	$м^2$	76,92	76,92
4	Процент застройки	%	19,98	19,98
5	Общая численность работающих	чел	5	5
6	Количество (прирост) рабочих мест	мест	5	5
7	Себестоимость основных видов продукции	тыс.тенге	683761,0	647027,0
8	Итоговая суммарная выручка за весь планируемый период	тыс.тенге	1464394,6	1543563,0
9	Чистый годовой доход	тыс.тенге	25670,0	71722,8
10	Чистый дисконтируемый доход на прирост продукции (NPV)	тыс.тенге	25670,0	28452,0
11	Срок окупаемости капиталовложений	лет	9,6	8,0
12	Внутренняя норма доходности	%	10,6	11,3
13	Общая расчетная стоимость строительства в текущих ценах 2017 года в том числе: СМР; оборудование; прочие затраты.	млн.тенге	961,498 65,613 762,745 133,140	934,483 73,478 712,997 148,008
14	Продолжительность строительства	мес.	4,0	4,0

В результате экспертизы: определена достоверно общая сметная стоимость строительства в текущем уровне цен 2017 года.

Изменение сметной стоимости произошло за счет корректировки проектных решений по замечаниям экспертизы.

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений технико-экономическое обоснование «Когенерационная установка на водоочистных сооружениях КГП «Атырау Су

Арнасы», соответствует требованиям нормативных правовых актов и государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными технико-экономическими показателями:

мощность когенерационной установки (годовой выпуск продукции), в том числе:	
электрической энергии	- 4931285 кВт*ч/год;
тепловой энергии	- 3541,0 Гкал/отоп.пер.;
экономия газа котельной за отопительный период	- 432190 м^3/отоп.пер.;
площадь участка в условных границах	- 0,0385 га;
площадь застройки	- 76,92 м^2;
процент застройки	- 19,98%;
общая численность работающих	- 5 чел.;
количество рабочих мест	- 5 мест;
общая расчетная стоимость строительства в текущих ценах 2017 года	- 934,483 млн.тенге,
в том числе:	
СМР	- 73,478 млн.тенге;
оборудование	- 712,997 млн.тенге;
прочие затраты	- 148,008 млн.тенге;
продолжительность строительства	- 4,0 мес.

2. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована КГП «Атырау Су Арнасы» в соответствии с условиями договора № 010140003504/170165/00 (ГЗ-165) от 24 апреля 2017 года.

3. Заказчику при последующих стадиях проектирования максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

4. Заказчик при приемке документации по ТЭО от проектной организации должен проверить ее на соответствие настоящему экспертному заключению.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. «Атырау Су арнасы» ҚМК су тазарту ғимараттарында когенерация жүйелерін орнату» техника-экономикалық негіздемесіне енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, Қазақстан Республикасында қолданылатын заңнамалық актілердің, мемлекеттік нормативтер мен құжаттардың талаптарына сәйкес келетіндіктен, төмендегі техника-экономикалық көрсеткіштерімен белгіленген тәртіппен бекітуге ұсыныс жасаймыз:

когенерация жүйесінің қуаттылығы (жылдық өнім шығару), оның ішінде:	
электр энергиясын	- 4931285 кВт*сағ/жыл;
жылу энергиясын	- 3541,0 Гкал/жылыту кезеңінде;
жылыту кезеңіндегі қазандықтын газ үнемдеуі	- 432190 текше метр/жылыту кезеңінде;
аймақ ауданы шартты шекарасында	- 0,0385 га;
құрылыс салу ауданы	- 76,92 шаршы метр;
құрылыс проценті	- 19,98%;
қызметкерлердің жалпы саны	- 5 адам;
жұмыс орындарының саны	- 5 орын;

2017 жылғы ағымдағыбағадағы
құрылыстың жалпы есептеу құны - 934,483 млн.теңге,
оның ішінде:
құрылыс-монтаж жұмыстары - 73,478 млн.теңге;
жабдықтар - 712,997 млн.теңге;
басқа шығындар - 148,008 млн.теңге;
құрылыстың ұзақтығы - 4,0 ай.

2. Осы сараптау қорытындысы жобалау үшін тапсырысшы бекіткен бастапқы материалдарды (мәліметтерді) есепке алумен орындалды, олардың дұрыстығына № 010140003504/170165/00 (ГЗ-165) 2017 жылғы 24 сәуірдегі шарттың талаптарына сәйкес «Атырау Су Арнасы» КММ кепілдік етеді.

3. Тапсырыс беруші әріқарайғы жобалау барысында отандық тауарөндірушілердің жабдықтарын, материалдарын және құралымдарын барынша көбірек пайдалансын.

4. Тапсырыс беруші жобалау ұйымынан ТЭН бойынша құжаттаманы қабылдап алу кезінде оның осы сараптау қорытындысына сәйкестігін тексерсін.

Мыңбаев Қ.Т.

Директор

Хусаинов А.Г.

Заместитель директора

Кульчиев М.О.

Начальник производственного отдела

Садчикова Е.М.

Эксперт

Камыспаева А.Т.

Эксперт

Курмашева Г.М.

Эксперт

Шапабаева Л.П.

Эксперт

Чапликов А.В.

Эксперт

Мустажапова З.Г.

Эксперт

Джакупова С.М.

Эксперт