

ТОО «Аксу Инжиниринг»

Государственная лицензия 15-ГСЛ №002729, выданная 27 августа 2022г.

Строительство каскада ГЭС на р. Байынкол

Технико-экономические предложения

Пояснительная записка

Приложения



Алматы, 2025 г.

Содержание

| | |
|--|----|
| РЕЗЮМЕ ПРОЕКТА | 3 |
| ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ | 5 |
| 1. Исходные данные | 5 |
| 1.1. Физико-географическая характеристика бассейна р. Байынкол | 5 |
| 1.2. Климатическая характеристика района | 6 |
| 1.3. Водный режим | 11 |
| 2. Выбор и обоснование гидротехнической схемы использования гидроэнергетических ресурсов р. Байынкол | 23 |
| 3. Водно-энергетические расчеты | 25 |
| 3.1. Гидравлический расчет и выбор напорных водоводов | 28 |
| 3.2. Методики определения технологических параметров | 29 |
| 3.3. Расчет энергетических параметров и подбор оборудования | 31 |
| 3.4. Поставки сырья и оборудования | 35 |
| 4. Компонировка основных сооружений | 37 |
| 4.1. Гидротехнические решения | 38 |
| 4.2. Строительные решения здания ГЭС | 41 |
| 4.3. Электротехнические решения | 42 |
| 4.4. Инженерное обеспечение | 44 |
| 4.5. Подъездные автодороги | 45 |
| 4.6. Организация строительства | 48 |
| 5. Укрупненная оценка капиталовложений | 50 |
| Приложение- Расчет показателей работы гидросилового оборудования | 51 |

РЕЗЮМЕ ПРОЕКТА

Наименование проекта

«Каскад ГЭС на реке Байынкол». Техничко-экономическое обоснование строительства.

Заявитель проекта

ТОО «КазГидроКаскад-2»

Основание для разработки ТЭП

Основанием для разработки являются:

- Задание на разработку технико-экономического обоснование по объекту «Каскад ГЭС на реке Байынкол».

Цель и задачи проекта

Основными целями строительства Каскада ГЭС на реке Байынкол являются:

- создание возобновляемого источника электроэнергии для поставки в энергосистему Райымбекского района Алматинской области электрической мощности и энергии.

Основными задачами технико-экономического обоснования являлись:

- Выбор площадки расположения сооружений Каскада ГЭС на реке Байынкол;
- Оценка площадки строительства;
- Расчет гидрологических параметров створа р. Байынкол;
- Выбор гидротехнической схемы концентрации напора ГЭС;
- Определение энергетических параметров Каскада ГЭС, мощности и среднегодовой выработки;
- Подбор основного силового оборудования Каскада ГЭС;
- Укрупненная оценка стоимости строительства;
- Проведение финансово-экономических расчетов эффективности вложения инвестиции по принятым условиям финансирования.

Место реализации проекта

Республика Казахстан, Алматинская область, Райымбекский район, ущелье реки Байынкол на отметках 2550 -2170 мБс, в 30 км на юг от Автомобильной трассы Алматы-Нарынкол.

Оценочная стоимость проекта

Оценочная стоимость капитальных вложений – 86 млн. долларов США, включая НДС.

Масштаб проекта

Проект имеет местный и региональный масштаб. Проектируемый Каскад ГЭС установленной мощностью 54 МВт и средней многолетней выработкой электроэнергии 178 млн. кВтч, предназначен для покрытия базовой части графиков электрических нагрузок Райымбекского района, Алматинской области Республики.

Компоновка проекта

Каскад ГЭС на р. Байынкол реализуется по однолинейной гидротехнической схеме «гидроузел-напорный водовод-агрегаты-выдача мощности» и будет состоять из 4-х гидроагрегатов на каждой ГЭС в зависимости выбранного типа турбины, в одном здании с выдачей мощности на ОРУ 35 кВ.

Суммарная установленная мощность ГЭС составляет 54 МВт. Гарантированная мощность – 4,53 МВт. Все ГЭС каскада – деривационного типа с одним водозаборным узлом в виде земляной подпорной плотины.

В состав каждой ГЭС каскада входят:

1. Напорный водовод
2. Здание МГЭС
3. Отводящий канал (или делитель)

Присоединение ГЭС к энергосистеме предусматривается путём сооружения на каждой ГЭС ОРУ 35 кВ, что подробно рассматривается в разделе «Схема выдачи мощности».

Основные выгодополучатели

Основными выгодополучателями при реализации проекта являются Республика Казахстан и ТОО «КазГидроКаскад-2».

Предлагаемые источники финансирования

Основным источником финансирования служат заемные средства, в размере 90 % от общей суммы финансирования. Объем собственных средств инвестора составляет 10 % от общей суммы финансирования.

Период реализации проекта

Период реализации проекта – 2 года. Финансирование предполагается в виде ежегодных траншей после окончания экспертизы проектно-сметной документации и получения АПЗ на строительство.

Ожидаемые результаты

Реализация проекта с вводом всех станций Каскада ГЭС на р. Байынкол позволит уменьшить дефицит энергии в Алматинской области, обеспечит покрытие базовых нагрузок, повысит качество электроэнергии, разгрузит районные ПС и ВЛ за счет противотока мощности и снятия локальных нагрузок, снизит выбросы парниковых газов.

ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

1. Исходные данные

1.1. Физико-географическая характеристика бассейна р. Байынкол

Река Байынкол берет начало из группы ледников в горном узле Терской Алатау и Кунгей-Алатау на северо-восточных склонах Меридианного хребта с высотами 5070 м.

В верхнем течении река имеет почти широтное направление и далее, достигнув абсолютной отметки 2 000 м, поворачивает на восток. В горной части она принимает ряд притоков, наиболее крупные из которых Алайгыр, Атабай, Асутор и Акколь. Ширина русла р. Байынкол в суженных местах горной долины колеблется от 15 до 30 м. Уклон реки варьирует от 0.08 в верхней части долины до 0.002 в низовьях.

Длина реки Байынкол 88 км, общая площадь водосбора 1180 км², средняя высота водосбора до с. Байынкол составляет 3290 м. В реку Байынкол впадает 415 притоков длиной менее 10 км (их общая длина составляет 450 км). В бассейне р. Байынкол также имеется 13 небольших озер общей площадью зеркала 0.68 км².

По характеру рельефа рассматриваемая территория находится на восточной части Северного Тяньшаня Тяньшаньской горной области. Истоки р. Байынкол начинаются от трёх долинных ледников на северных склонах восточной ветви хребта Терской - Алатау, примыкающей к пику Хан-Тенгри. Высшие точки хребта превышают дно долины реки почти на 3 км. Склоны хребта расчленены многочисленными ущельями, выходящими на высотах около 1800÷2000 м на крупную Текесскую впадину, ограниченную с севера хребтом Кетмень, а с запада – Кунгей - Алатау. Текесская равнина характеризуется малыми уклонами с

отсутствием интенсивной водной эрозии и преобладанием аккумулятивных форм микрорельефа. С востока истоки р. Байынкол ограничены гребнем Меридионального хребта с абсолютными высотами вершин до 5070 м. Со склона этого хребта спускается ряд небольших ледников, питающих правые притоки Байынкола – р. Алайгыр и др. От истоков р. Алайгыр Меридиональный хребет поворачивает к северо-востоку и далее, постепенно снижаясь в высоте, утрачивает свою орографическую четкость.

Основные черты морфологии бассейна р. Байынкол характеризуются наличием двух гипсометрически различных областей, его слагающих. К первой из них относится обширная Байынколо - Текесская депрессия, являющаяся в настоящее время областью аккумуляции. То огромное количество материала, которое поступает сюда с окружающих гор, не уравновешивается выносом его из этой области водами р. Текес. Однако основные черты рельефа имеют здесь эрозионное происхождение, что говорит об иных условиях деятельности рек в недавнем прошлом.

Долина реки на исследуемой территории V-образной формы, в основном, беспойменная. Склоны долины крутые. Русло реки извилистое, галечно-валунное, слабо деформирующееся.

1.2. Климатическая характеристика района

Климат рассматриваемой территории резко континентальный, что объясняется географическим положением (почти в центре Азиатского материка) и большой удаленностью от обширных водных бассейнов. От южных морей территория отделена высокими горными хребтами; теплые и влажные ветры Атлантического океана доходят уже достаточно ослабленными, а сухие и холодные воздушные массы с Ледовитого океана, не встречая препятствий, свободно достигают ее границ. Континентальность климата проявляется в больших колебаниях температуры воздуха как в течении года, так и суток, резких температурных контрастах при переходе от одного сезона к другому. Короткая, влажная и теплая весна сменяется жарким летом. Осень характеризуется резкими колебаниями температуры, заморозками, дождями и мокрым снегом. Зима довольно холодная, неустойчивая.

Несмотря на континентальность климата, условия горных районов весьма неоднородны. Режим климатических характеристик (температура воздуха, атмосферные осадки, влажность воздуха, ветер) обуславливаются высотой местности и формами рельефа. Среднегорный пояс характеризуется умеренным климатом, а высокогорья – суровым. В зимнее время территория находится под воздействием области высокого

давления, что способствует установлению безоблачной морозной погоды. Весной, в начале лета и осенью возрастает повторяемость западных и северо-западных вторжений, сопровождающихся резким изменением температуры и выпадением осадков. Во второй половине лета в горах образуется конвективная облачность, и выпадают частые внутримассовые осадки. Однако их количество невелико и для северных склонов составляет около 7 – 10% от общей суммы летних осадков. Описанная выше закрытость рассматриваемой территории горными массивами вызывает затруднения в поступлении всех влагонесущих воздушных масс, что сокращает количество выпадающих атмосферных осадков в сравнении с соседними открытыми участками. Ближайшими метеорологическими станциями по данным которых освещаются климатические условия территории строительства являются станции Нарынкол и Сарыжас.

Таблица 1. – Характеристика метеостанций

| Станция | Высота Над уровнем моря, м | Удаленность от площадки строительства, км |
|----------------|---|--|
| Сарыжас | 1952 | 40 |
| Нарынкол | 1806 | 20 |

Температура воздуха

В горах температурные условия зимы весьма различны и зависят не столько от высоты, сколько от закрытости местности. На высокогорных плато и склонах гор даже в самые суровые зимы температура воздуха обычно не падает ниже минус 35 – минус 40 °С.

Весной на высотах 1800÷2500 м устойчивый переход среднесуточной температуры воздуха от отрицательных значений к положительным (через 0° С) происходит обычно в конце марта – начале апреля, а на высотах около 3000 м – во второй декаде мая. На высотах 4000÷4500 м периода с положительными температурами воздуха вообще не наблюдается.

Средняя температура воздуха самого жаркого месяца – июля с повышением высоты местности на каждые 100 м в среднем понижается на 0.4÷0.8 °С. На высотах 2500÷3000 м средняя температура самого жаркого месяца составляет 7÷10 °С. Абсолютный максимум уменьшается от 36 °С на высотах 1800÷500 м до 20 °С в зоне ледников.

Продолжительность теплого периода (со средней суточной температурой выше 0 °С) в среднегорном поясе составляет 6÷7 месяцев, уменьшаясь до 1÷2 месяцев у нижней границы вечных снегов и ледников.

Самым холодным месяцем является январь, самым жарким – июль, среднемноголетняя температура на метеостанции Нарынкол составляет 2,9 °С, на станции Сарыжаз 1,8 °С. Абсолютный минимум температуры – минус 36 °С. Абсолютный максимум – плюс 36 °С. Амплитуда колебаний температуры достигает 72 °С.

Таблица 2 - Среднемесячная и годовая температура воздуха

| Станция | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Год |
|----------|-------|-------|------|-----|------|------|------|------|------|-----|------|-------|-----|
| Нарынкол | -12,9 | -11,0 | -3,0 | 5,9 | 10,6 | 13,7 | 15,7 | 15,2 | 11,0 | 4,2 | -4,3 | -10,3 | 2,9 |
| Сарыжаз | -13,3 | -10,8 | -3,6 | 3,8 | 8,9 | 12,2 | 14,2 | 13,7 | 9,2 | 2,9 | -4,7 | -10,3 | 1,8 |

Устойчивый переход средней суточной температуры воздуха через 0° весной отмечается на больших высотах в середине-конце апреля. На низких высотах – почти на месяц раньше. Осенний переход через 0° приходится на начало октября (Таблица 3.).

Таблица 3. – Продолжительность температур

| Станция | Температура, °С | | | | | |
|---------|-----------------|----------|---------|----------|----------|----|
| | -15 | -10 | -5 | 0 | 5 | 10 |
| Сарыжаз | 19.II | 10.III | 29.III | 20.IV | 24.V | - |
| | 13.XII | 15.XI | 28.X | 6.X | 11.IX | - |
| | 296 дней | 249 дней | 212 дня | 168 дней | 109 дней | - |

Важным показателем температурного режима является продолжительность безморозного периода. Весной из-за вторжения холодных северных и северо-западных арктических воздушных масс наблюдаются возвраты холодов и заморозки. Время наступления последних заморозков может значительно колебаться в разные годы. В среднем, последние заморозки приходятся на апрель. Наиболее поздние заморозки отмечены в межгорных районах, где они прекращаются в среднем между 20 мая и 5 июня. Осенние заморозки в воздухе возникают при тех же синоптических процессах, что и весенние. В среднем первые осенние заморозки бывают во второй декаде октября. В некоторые годы ранние осенние заморозки отмечаются в третьей декаде сентября. В годы с продолжительной теплой осенью появление первых заморозков может сдвигаться к концу октября, началу ноября. В высокогорных районах заморозки возможны во все месяцы года. Средняя многолетняя продолжительность безморозного периода для рассматриваемых метеостанций составляет 85-86 дней.

Атмосферные осадки

Вследствие закрытости бассейна р. Байынкол горными массивами на участке строительства выпадает небольшое количество атмосферных осадков (Таблица 4). Наименьшее их количество приходится на зимние месяцы, наибольшее количество осадков выпадает в мае-июле. За теплый период (с апреля по октябрь) выпадает преобладающая часть атмосферных осадков – около 80% от суммы за год, а на холодный – около 20%. Максимальные значения суточных сумм осадков приходятся на теплый период, наибольшее суточное значение (36 мм) наблюдалось в июне. Изменчивость годовых и сезонных сумм осадков на рассматриваемой территории сравнительно невелика. Коэффициент вариации годовых сумм осадков составляет $0.20 \div 0.25$.

Таблица.4. – Многолетние значения сумм атмосферных осадков на ст. Нарынкол, мм

| Знач. | Месяц | | | | | | | | | | | | Год |
|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--------------|
| | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | |
| Ср. | 11 | 11,5 | 20,9 | 35,3 | 56,1 | 57,8 | 55,7 | 45,1 | 31,4 | 26,6 | 20,8 | 12,4 | 384,6 |
| Мах | 11 | 11 | 12 | 19 | 28 | 36 | 30 | 26 | 31 | 21 | 20 | 11 | 36 |

Влажность воздуха

Абсолютная влажность воздуха в холодное время года является наименьшей, а относительная насыщенность его водяными парами - наибольшей. В летнее время это соотношение изменяется и становится обратным. Значения средней годовой абсолютной влажности воздуха по мере увеличения высоты уменьшается от 7 гПа до 3.5 гПа; в зоне строительства эта величина составляет 5.6 гПа. Максимальное значение абсолютной влажности наблюдается в июле, минимальное в январе. Средний годовой дефицит влажности воздуха в горах с увеличением высоты местности уменьшается от $5 \div 6$ гПа на высотах около 1500 м до $2 \div 3$ гПа на высотах 3000 м и выше, в зоне строительства эта величина по материалам наблюдений на метеостанции Нарынкол составляет в среднем 4.4 гПа.

Таблица 5. – Многолетние средние значения влажности

| Характеристика | Месяц | | | | | | | | | | | | Год |
|---------------------------|--------------|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|-----|-----|-----|-----|------------|
| | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | |
| | Ст. Нарынкол | | | | | | | | | | | | |
| Абсолютная влажность, гПа | 1,7 | 2,0 | 3,7 | 5,6 | 7,5 | 9,3 | 10,5 | 9,5 | 7,1 | 4,9 | 3,2 | 2,2 | 5,6 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------|-------------|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|------------|
| Относительная влажность, % | 71 | 72 | 73 | 63 | 61 | 61 | 61 | 58 | 58 | 63 | 70 | 71 | 65 |
| | Ст. Сарыжаз | | | | | | | | | | | | |
| Абсолютная влажность, гПа | 1,8 | 2,1 | 3,5 | 5,1 | 7,0 | 8,8 | 10,0 | 9,0 | 6,3 | 4,4 | 2,9 | 2,0 | 5,2 |
| Относительная влажность, % | 68 | 67 | 69 | 65 | 63 | 64 | 63 | 61 | 58 | 61 | 68 | 69 | 65 |

Снежный покров

Сроки установления и схода, высота, плотность снега, запас воды в нем к началу снеготаяния находятся в тесной связи с шириной и высотой местности. Появление снежного покрова в конце сентября – октябре, а в высокогорных районах – в начале сентября. Устойчивый снежный покров в предгорных районах устанавливается в конце октября, а в высокогорных районах – в конце сентября – начале октября. Высота снежного покрова и запасы воды в снеге на участке строительства менее значительны, чем в соседних горных регионах, что связано с малым количеством атмосферных осадков, выпадающих в твердом виде в бассейне р.Байынкол.

На высотах 1500÷2000 м запасы воды в снеге достигают максимума в среднем 1÷10 марта, по мере увеличения высоты местности на каждые 500 м сроки установления максимальных снеготаяний сдвигаются в сторону более поздних на 10÷15 суток. В зоне строительства максимальные запасы воды в снежном покрове отмечаются в начале марта – середине апреля. На высотах 3000÷4000 м увеличение запасов воды в снеге происходит до мая-июня. На рассматриваемой территории наибольшие высоты снежного покрова составляют от 12 до 47 см за отдельные зимы. Средние декадные высоты снежного покрова в среднем достигают величины 24 см.

Разрушение снежного покрова происходит в апреле-мае, а в высокогорном поясе продолжается до июня – июля.

Согласно СНиП РК 2.04.01-2010 номер района по весу снежного покрова – II.

Таблица 6. – Характеристика образования снежного покрова

| Дата для станции Сарыжаз | Средняя | Ранняя | Поздняя | Число дней со снежным покровом |
|--|---------|---------|---------|--------------------------------|
| Появление снежного покрова | 7.X | 31.VIII | 2.XI | 155 |
| Образование устойчивого снежного покрова | 8.XI | 24.X | 1.XII | |
| Разрушение снежного покрова | 30.III | 12.III | 13.IV | |
| Сход снежного покрова | 29.IV | 22.III | 30.V | |

Ветер

Ветровой режим формируется под влиянием циркуляции свободной атмосферы, главным образом, западных переносов, и рельефа местности. Западный перенос сказывается в основном на высокогорной зоне, на остальной территории главное влияние оказывает рельеф местности, обуславливающий систему горно-долинной циркуляции. В таблице 7 представлена средняя месячная скорость ветра на метеостанции Нарынкол.

По мере увеличения высоты местности наблюдается увеличение средней скорости ветра от 1÷2 до 3÷4 м/с. В межгорных проходах и открытых горных долинах, на перевалах и склонах возникают местные условия усиления ветра, а в замкнутых котловинах и на закрытых склонах преобладают слабые ветры и штиль.

Годовой ход скорости ветра в горах определяется местными условиями, но общим для них является то, что максимум приходится на месяцы теплого периода, а минимум – на месяцы холодного.

Таблица 7. – Многолетние значения средней скорости ветра, м/с

| Месяц | | | | | | | | | | | | Год |
|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-----|-----|
| I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | |
| 0,8 | 0,9 | 1,2 | 1,7 | 1,7 | 1,7 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,2 | 0,9 | 0,8 | 1,3 |

Глубина промерзания грунтов

Наименьшая глубина промерзания почвы наблюдается в предгорьях (20÷40 см). В горной зоне – колеблется в пределах 50÷60 см. Глубина промерзания почвы может существенно отличаться от средних значений, главным образом, вследствие различной высоты снежного покрова и типа почво-грунтов. Сроки полного оттаивания почвы в значительной степени зависят от глубины ее промерзания в зимний период.

1.3. Водный режим

Река Байынкол является правым притоком реки Текес. Истоки правых притоков р.Байынкол – р.Алайгыр и др. начинаются от ледников склона Меридионального хребта. Левые притоки р. Байынкол – р.Асутор, р.Карасай, р.Акколь и др. берут начало из небольших ледников, спускающихся с северо-восточного склона хребта Терской-Алатау.

Длина реки Байынкол 88 км, общая площадь водосбора 1180 км², средняя высота водосбора до с.Байынкол составляет 3290 м. В реку Байынкол впадает 415 притоков длиной менее 10 км (их общая длина составляет 450 км). В бассейне р.Байынкол имеется 13 небольших озер общей площадью зеркала 0.68 км².

Густота речной сети в горных районах изменяется от 0.60 до 1.20 (иногда до 2.5÷3.0 км/км²), обычно увеличиваясь с возрастанием высоты местности. Однако закономерность нередко нарушается, а в высокогорных районах, как правило, густота гидрографической сети уменьшается до 0.40÷0.20 км/км².

Наиболее крупными притоками на рассматриваемом участке строительства являются притоки – р. Асутор, р. Акколь. Гидрологическая характеристика р. Байынкол и ее притоков по участкам приведена в таблице 8.

Таблица 8 – Гидрологическая характеристика участков р. Байынкол

| Реки и границы участков р. Байынкол | Площ. бассейна, км ² | Длина участка, км | Падение на участке, м | средний годовой расход, м ³ /с | |
|-------------------------------------|---------------------------------|-------------------|-----------------------|---|-----------------|
| | | | | в начале участка | в конце участка |
| р. Байынкол | | | | | |
| от истоков до р. Асутор | 292.5 | 20 | 657 | - | 4.4 |
| от р. Асутор до р.Акколь | 553.7 | 15 | 313 | 6.55 | 6.55 |
| от р. Акколь до р.Нарынкол | 899.4 | 30 | 435 | 7.75 | 7.75 |
| от р. Нарынкол до устья р. Текес | 1126.9 | 15 | 68 | 9.35 | 8.7 |
| р. Асутор до р. Байынол | 136.2 | 18 | 1107 | - | 2.15 |
| р. Акколь до р. Байынкол | 83.2 | 18 | 1770 | - | 1.2 |
| р. Нарынкол до р. Байынкол | 175 | 30 | 2005 | - | 1.5 |

Систематические стационарные наблюдения за стоком воды на р.Байынкол были начаты в 1946 году Алматинским областным УОС на гидропосту у с. Байынкол. В настоящее время наблюдения на этом посту ведутся КазУГКС, таблица 9.

Таблица 9 –Информация по гидропосту на р. Байынкол – с. Байынкол.

| Река – створ | Расстояние от устья, км | Площадь водосбора, км ² | Период действия | | Отметка «0» графика, м | В чьем ведении пост |
|----------------------|-------------------------|------------------------------------|-----------------|-----------|------------------------|---------------------|
| | | | открыт | закрыт | | |
| Байынкол - гидропост | 43 | 734 | 1946 г. | действует | 2169.36 БС | КазУГКС |

Пост речного типа расположен на правом берегу. В 1966 г. в створе поста установлен самописец уровня «Валдай» в деревянной будке над бетонированным колодцем, сообщающимся с отстойником посредством металлических труб. Отстойник сообщается с рекой посредством щелевых отверстий.

Гидроствор №1 расположен в 1.5 км выше поста и оборудован подвесным гидрометрическим мостиком. В 25 м выше и в 25 м ниже поста оборудованы речные уклонные посты. Единичные пробы на мутность берутся в гидростворе №1 в 9 м от постоянного начала одноточечным способом батометром-бутылкой на штанге, опускаемой под углом 45°. Толщина льда измеряется в створе поста на середине реки.

В 1967 г. на посту принята Балтийская система высот, переданная нивелировкой 4 класса КазУГКС.

Сведения о жидком, твердом стоке и ледовом режиме р. Байынкол (гидропост) помещаются в Ресурсах поверхностных вод, том 13, выпуск 2 и гидрологических ежегодниках, том 5, выпуск 5-8. Подлинные материалы наблюдений хранятся в архиве КазУГКС. В таблице 10 приводятся данные о среднемесячном и среднегодовом стоке на данном гидропосту за последние годы согласно данным КазУГКС.

Таблица 10 – Информация о среднемесячном и среднегодовом стоке на гидропосту р. Байынкол.

| Год | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Норма стока, м ³ /с |
|-------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--------------------------------|
| 2010 | 4,09 | 2,38 | 3,02 | 4,54 | 10,3 | 29,9 | 35 | 40,7 | 20,3 | 7,9 | 5,85 | 5,01 | 14,18 |
| 2007 | 3,96 | 3 | 2,48 | 4,99 | 14,2 | 22,8 | 34,6 | 30,7 | 16,3 | 8,04 | 9,06 | 5,58 | 13,06 |
| 2006 | 4,66 | 4,12 | 3,39 | 3,68 | 9,02 | 21,5 | 32,9 | 37,8 | 15,7 | 8,6 | 6,18 | 4,44 | 12,71 |
| 2008 | 3,35 | 2,37 | 2,56 | 3,5 | 13,1 | 25,8 | 30,7 | 28,6 | 12,4 | 7,18 | 5,71 | 5,08 | 11,78 |
| 2011 | 2,58 | 3,01 | 3,59 | 5,08 | 8,65 | 21,8 | 30,7 | 29,4 | 15,3 | 7,59 | 5,99 | 3,71 | 11,52 |
| 2013 | 3,26 | 3,03 | 2,84 | 3,97 | 6,98 | 18,3 | 30 | 33,5 | 13,4 | 6,86 | 5,61 | 4,48 | 11,10 |
| 2009 | 2,44 | 3,18 | 3,4 | 3,77 | 6,11 | 15,2 | 21,9 | 22,9 | 14,3 | 8,13 | 6,42 | 5,2 | 9,47 |

Водоток гидропоста на реке Байынкол принят в качестве аналога для расчетного створа в соответствии с МСП 3.04-101-2005 (Определение основных расчетных гидрологических характеристик). С учетом статистической недостаточности имеющихся данных по гидропосту р. Байынкол в целях получения теоретической кривой гидрографа в расчетах использовались также данные по реке аналогу – р. Каркара за 40 лет.

В питании р.Байынкол основную роль играют талые воды «вечных» снегов и ледников. В питании меженного стока значительное участие принимают подземные воды, которые в основном формируются талыми водами, претерпевшими трансформацию на водосборе.

По генетическим признакам в годовом стоке р.Байынкол можно выделить три основных фазово-однородных периода:

- 1) период снегового половодья, формируемого преимущественно талыми водами, сезонных снегов нижних и средних ярусов гор. Начало половодья определяется наступлением положительных температур воздуха;
- 2) период снего-ледникового половодья, формируемого преимущественно талыми водами высокогорных снегов, снежников и ледников. Этот период совпадает с наиболее жарким периодом года;
- 3) период межени, когда речной сток питается в основном водами, аккумулированными активной поверхностью водосбора, в первую очередь подземными водами. Этот период характеризуется относительно небольшими расходами воды, плавно снижающимися до начала половодья следующего года.

Норма стока и его изменчивость

Норма стока воды в створе р. Байынкол (гидропост) определена путем построения теоретической кривой годового распределения, на основании имеющихся данных о годовом стоке – аналитических кривых за 40 лет наблюдений (включая реку аналог).

Расчеты показали, что теоретическая кривая обеспеченности среднегодового стока соотносится с биномиальным распределением Пирсона III типа с коэффициентом вариации годового стока $C_v = 0.16$ и коэффициентом асимметрии $C_s = -0.27$

Для определения нормы стока в неизученном створе использована зависимость модуля среднего многолетнего стока (M_0 , л/с км²) от средневзвешенной высоты водосбора в бассейне р.Байынкол. Коэффициент вариации C_v годового стока р.Байынкол – расчетный створ (отметка 2 500 м) рассчитан по формуле:

$$C_v = \frac{B}{H^n}$$

где H_{cp} – средняя высота водосбора, км;

B и n – районные параметры, $B=0.72$, $n=1.39$.

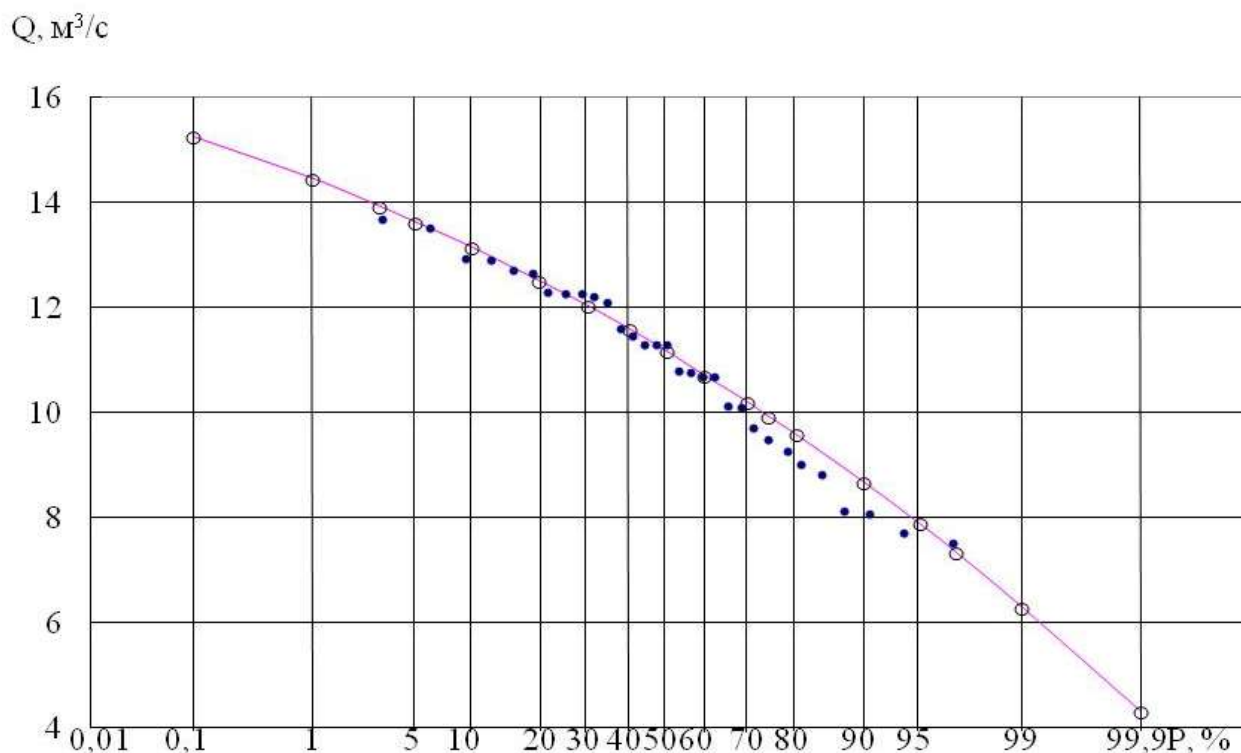


Рисунок 1. Кривая обеспеченности среднегодового стока р.Байынкол (гидропост)

Таблица 11 - Средний многолетний сток и сток различной обеспеченности р.Байынкол и притоков

| Участок/Створ | F, км² | Отметка | Ср. высота | M, л/с | Q, м³/с | Cv | Обеспеченные расходы, м³/с | | | |
|---|--------|---------|------------|--------|---------|------|----------------------------|-------|------|------|
| | | H, м | H, м | с км² | | | 25% | 50% | 75% | 95% |
| р. Байынкол (отметка 2850) | 117 | 2850 | 3500 | 18.5 | 2.16 | 0.13 | 2.40 | 2.18 | 1.94 | 1.57 |
| р. Байынкол (исток - р. Асутор) | 292.5 | 2 510 | 3450 | 17.5 | 5.12 | 0.13 | 5.69 | 5.16 | 4.60 | 3.72 |
| р. Асутор | 136.2 | 2 510 | 3450 | 17.5 | 2.38 | 0.13 | 2.65 | 2.40 | 2.14 | 1.73 |
| Расчетный створ (р. Байынкол + р. Асутор) | 428.7 | 2 500 | 3450 | 17.5 | 7.50 | 0.14 | 8.34 | 7.56 | 6.74 | 5.45 |
| реки на участке между р. Асутор и Акколь | 125 | - | - | 15.0 | 1.88 | 0.14 | 2.08 | 1.89 | 1.68 | 1.36 |
| р. Баянкол (р. Асутор-р. Акколь) | 553.7 | - | - | 15.0 | 9.38 | 0.15 | 10.42 | 9.45 | 8.42 | 6.81 |
| р. Акколь | 83.2 | 2 235 | | 15.0 | 1.25 | 0.13 | 1.39 | 1.26 | 1.12 | 0.91 |
| р. Баянкол (р. Акколь-Гидропост) | 636.9 | - | - | 15.0 | 10.63 | 0.16 | 11.81 | 10.70 | 9.54 | 7.72 |
| Гидропост | 734 | 1 900 | 2290 | 14.6 | 10.70 | 0.16 | 11.89 | 10.78 | 9.61 | 7.77 |

Внутригодовое распределение стока

Внутригодовое распределение стока р.Байынкол определяется не только высотным положением и площадью водосбора, но и преобладающей общей ориентацией склонов, на которых расположен бассейн реки.

Река Байынкол, водосбор которой расположен на северных склонах восточной ветви хребта Терской-Алатау, относится к рекам с весенне-летним половодьем. Наибольший месячный сток наблюдается в июле – августе, наименьший месячный сток – в месяцы холодного периода. Внутригодовое распределение стока за характерные годы приведено в таблице 12.

Таблица 12 - Внутригодовое распределение стока за характерные годы

| Р% | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | Год |
|---|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|-------|
| р.Байынкол- Гидропост | | | | | | | | | | | | | |
| 25 | 4.38 | 3.43 | 3.16 | 3.94 | 9.22 | 22.08 | 34.79 | 30.27 | 13.68 | 6.59 | 6.03 | 5.12 | 11.89 |
| 50 | 3.48 | 3.14 | 2.67 | 5.60 | 8.69 | 20.03 | 31.35 | 26.45 | 12.63 | 6.50 | 4.78 | 4.04 | 10.78 |
| 75 | 3.62 | 2.78 | 2.51 | 3.22 | 6.22 | 17.45 | 27.24 | 23.01 | 12.38 | 7.67 | 4.95 | 4.25 | 9.61 |
| 95 | 2.97 | 2.28 | 2.06 | 2.64 | 5.00 | 14.03 | 21.90 | 18.50 | 9.95 | 6.40 | 4.07 | 3.49 | 7.77 |
| р. Байынкол- расчетный створ (отметка - 2550 м) | | | | | | | | | | | | | |
| 25 | 3.07 | 2.40 | 2.21 | 2.76 | 6.46 | 15.48 | 24.39 | 21.22 | 9.59 | 4.62 | 4.23 | 3.59 | 8.34 |
| 50 | 2.44 | 2.20 | 1.87 | 3.93 | 6.09 | 14.04 | 21.97 | 18.54 | 8.86 | 4.56 | 3.35 | 2.84 | 7.56 |
| 75 | 2.54 | 1.95 | 1.76 | 2.26 | 4.36 | 12.23 | 19.10 | 16.13 | 8.68 | 5.37 | 3.47 | 2.98 | 6.74 |
| 95 | 2.08 | 1.60 | 1.45 | 1.85 | 3.50 | 9.83 | 15.35 | 12.97 | 6.98 | 4.49 | 2.85 | 2.45 | 5.45 |

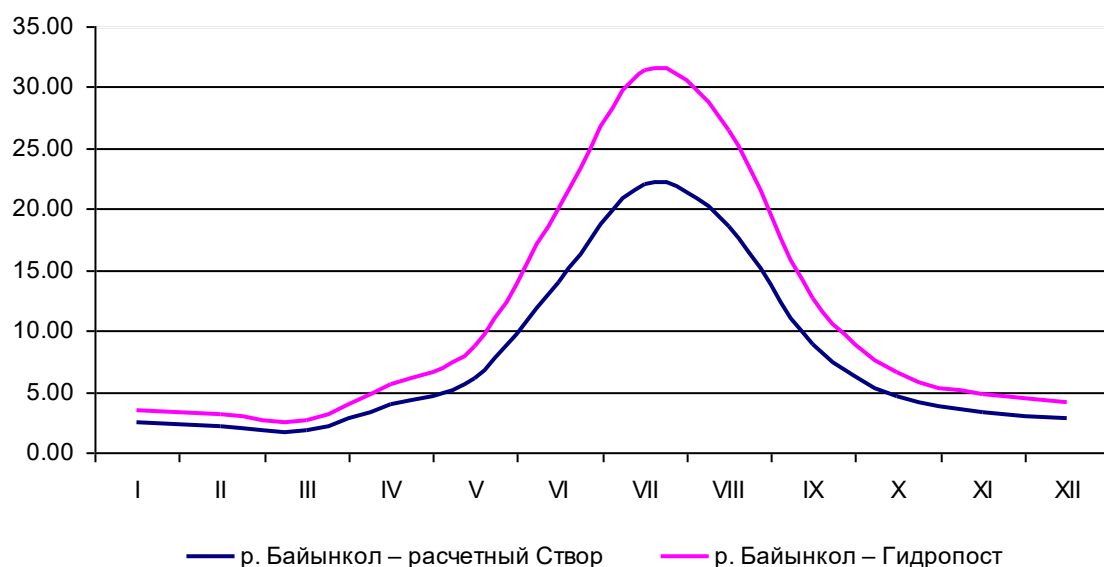


Рисунок 2 – Расчётный гидрограф р. Байынкол на отметке Гидропоста и в расчетном створе 2550 м обеспеченностью 50%

Максимальный сток

Максимальные расходы воды на р. Байынкол формируются за счет таяния снега и льда. Определение максимальных расходов воды расчетных обеспеченностей р. Байынкол (гидропост) выполнено по кривой обеспеченности, параметры которой рассчитаны по ряду фактических наблюдений. Максимальные расходы воды в расчетном створе вычислены по методу гидрологической аналогии по формуле:

$$Q_{p\%} = g_{p\%a} \frac{h_{p\%}}{h_{p\%a}} \left(\frac{F_a + 1}{F + 1} \right)^{0.15} \frac{\delta}{\delta_a}, \text{ где}$$

$g_{p\%a}$ - модуль максимального расхода воды вероятностью превышения P% реки-аналога, м³/с с км²;

$h_{p\%}$ и $h_{p\%a}$ - соответственно для расчетного створа и створа-аналога слой годового стока вероятностью превышения P%, мм;

F и F_a - соответственно площади водосбора в расчетном створе и в створе-аналоге с. Байынкол, км²;

δ и δ_a - соответственно коэффициенты, учитывающие снижение максимального расхода воды проточными озерами в расчетном створе и в створе-аналоге.

Максимальные обеспеченные расходы воды в расчетном створе и в створе-аналоге приведены в таблице 13.

Таблица 13 - Максимальные расходы воды вероятностью превышения P%, м³/с, р.Байынкол

| Створ | Обеспеченные расходы воды, м ³ /с | | |
|------------------------------|--|------|------|
| | 0.1% | 0.5% | 1% |
| Гидропост | 91,8 | 89,9 | 87,6 |
| Расчетный створ – 2550 м бс. | 64,2 | 63,1 | 61,8 |

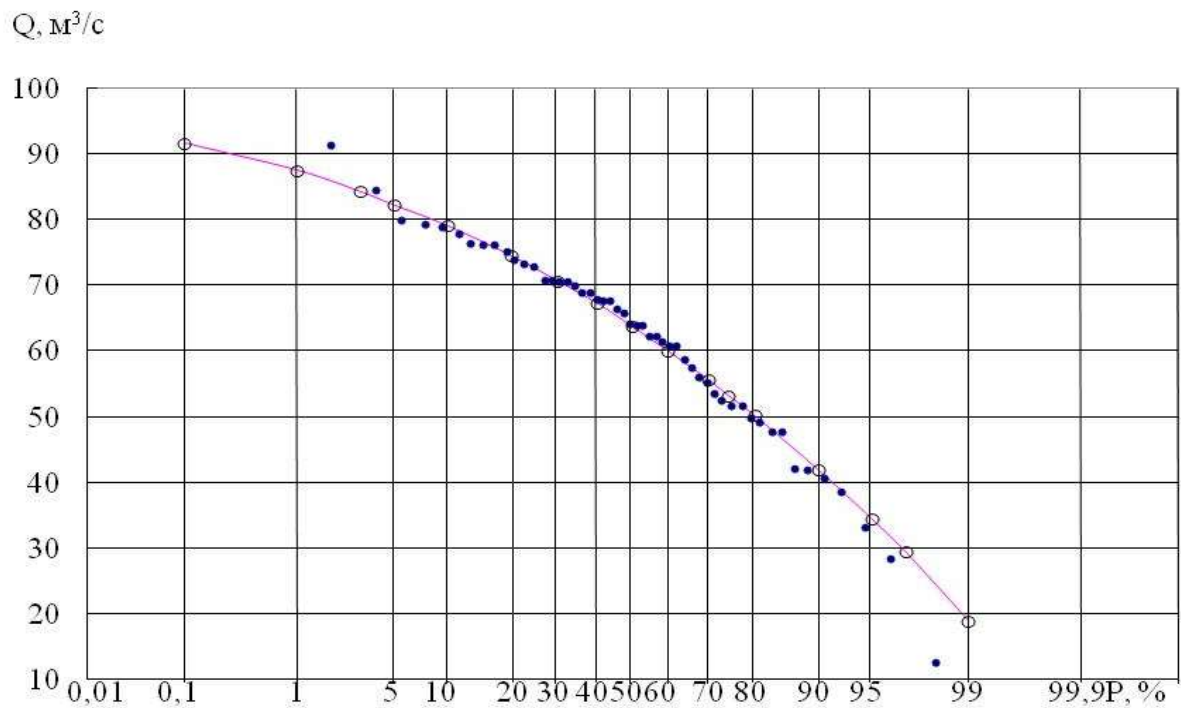


Рисунок 3. Кривая обеспеченности максимального стока на р. Байынкол (гидропост)

Минимальный сток

За основную характеристику среднемесячного минимального расхода воды принят расход, соответствующий наиболее маловодному периоду межени. На р. Байынкол минимальные расходы воды проходят в феврале-марте, таблица 14.

Таблица 14 - Минимальные среднемесячные модули ($M_{мин}$, л/с с км²) и расходы воды ($Q_{мин}$, м³/с), р.Байынкол.

| Створ | Обеспеченные $Q_{мин}$, м ³ /с | | Обеспеченные $M_{мин}$, л/с с км ² | |
|------------------------------|--|------|--|------|
| | 75% | 95% | 75% | 95% |
| Гиддропост | 2,4 | 1,67 | 3,27 | 2,28 |
| Расчетный створ – 2550 м бс. | 1,97 | 1,19 | 4,19 | 2,53 |

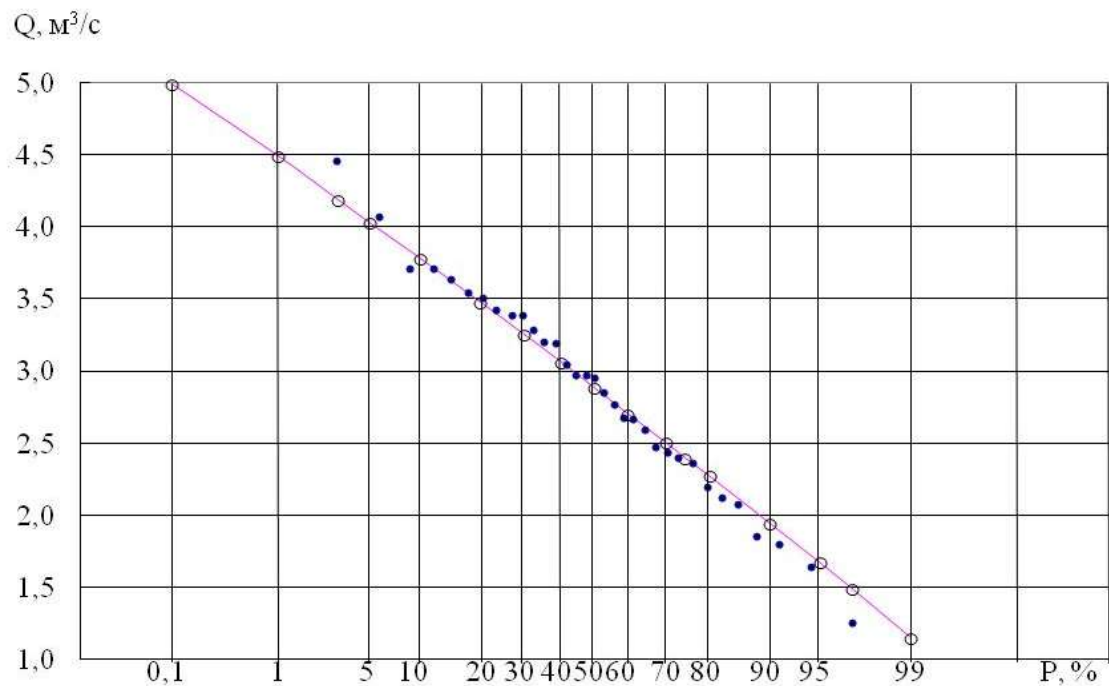


Рисунок 4. Кривая обеспеченности минимального стока на р. Байынкол (гидропост)

Твердый сток

Основная часть стока наносов транспортируется в теплое время года. Увеличение стока наносов начинается одновременно с повышением уровня воды. Максимальные значения мутности и расходов взвешенных наносов приходятся на июль. Минимальные мутности и расходы взвешенных наносов наблюдаются в холодное время года, таблица 15.

Таблица 15 - Внутригодовое распределение взвешенных наносов и мутности на р.Байынкол

| Створ | Элементы | Среднемесячные расходы наносов (R) и мутности (ρ) | | | | | | | | | | | | Средне-годовые |
|-------------------------------------|---------------------------|--|-------|-------|-------|------|-----|------|------|------|-------|-------|-------|----------------|
| | | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII | |
| Гидропост | R, кг/с | 0,006 | 0,008 | 0,008 | 0,030 | 0,93 | 8,5 | 20 | 18 | 0,51 | 0,020 | 0,010 | 0,006 | 4,1 |
| | ρ , г/м ³ | 2,1 | 2,9 | 6,7 | 160 | 450 | 870 | 1600 | 1400 | 91 | 37 | 4,9 | 4,5 | 390 |
| Расчетный створ – отметка 2550 м бс | R, кг/с | 0,004 | 0,005 | 0,005 | 0,020 | 0,63 | 5,7 | 14 | 12 | 0,35 | 0,014 | 0,007 | 0,004 | 2,8 |

Средний многолетний расход донных наносов в расчетных створах (высотные отметки 2850м, 2555м, 2350м, 2120м) принят в размере 20% от расхода взвешенных расходов. По грансоставу объемный вес взвешенных наносов принят равным – $\gamma=1.7 \text{ м/м}^3$, влекомых –

$\gamma=2.1 \text{ т/м}^3$. Суммарный годовой твердый сток, который поступит к створу-аналогу и к расчетным створам представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Твердый сток в бассейне р.Байынкол

| Створ | $R_{\text{взвеш}},$ кг/с | $R_{\text{влек}},$ кг/с | $M_{\text{взвеш}},$ тыс.т/год | $M_{\text{влек}},$ тыс.т/год | $V_{\text{взвеш}},$ тыс.м ³ /год | $V_{\text{влек}},$ тыс.м ³ /год | $M_{\text{общ}},$ тыс.т/год | $V_{\text{общ}},$ тыс.м ³ /год |
|-----------------------------|-----------------------------|----------------------------|----------------------------------|---------------------------------|--|---|--------------------------------|--|
| Гидропост | 4,1 | 0,82 | 129 | 25,9 | 76,1 | 12,3 | 155 | 88,4 |
| Расчетный створ – 2550 мбс. | 2,8 | 0,56 | 87,7 | 17,5 | 51,6 | 8,35 | 105 | 60,0 |

Таблица 17 - Гранулометрический состав взвешенных наносов

| Диаметр, мм | 1÷0.5 | 0.5÷0.2 | 0.2÷0.1 | 0.1÷0.05 | 0.05÷0.01 | 0.01÷0.005 | <0.005 |
|------------------------|-------|---------|---------|----------|-----------|------------|--------|
| Содержание, % по массе | 16,4 | 27,8 | 8,9 | 21,7 | 14,9 | 3,7 | 6,6 |

Таблица 18 - Гранулометрический состав донных наносов

| Диаметр, мм | >100 | 100÷50 | 50÷20 | 20÷10 | 10÷5 | 5÷2 | 2÷1 | 1÷0.5 | 0.5÷0.2 | 0.2÷0.1 | 0.1÷0.05 | <0.05 |
|------------------------|------|--------|-------|-------|------|-----|-----|-------|---------|---------|----------|-------|
| Содержание, % по массе | 24,4 | 14,9 | 15,6 | 19,9 | 4,6 | 3,1 | 4,0 | 6,2 | 5,5 | 1,2 | 0,4 | 0,2 |

Ледовый режим

Наблюдения за ледовым режимом в расчетном створе (отметка 2500 м) отсутствуют. Характеристика ледового режима составлена по наблюдениям на гидропосту.

На р. Байынкол в зимний период образуются забереги, ледостав, зажоры, таблица 19.

Таблица 19 - Ледовые явления на р.Байынкол (гидропост)

| Характеристика | Дата | | Продолжительность, сутки | |
|-------------------|------------------------|---------------------------|--------------------------|-----------|
| | начала ледовых явлений | окончания ледовых явлений | ледовых явлений | ледостава |
| Средняя | 29.10 | 18.04 | 173 | 62 |
| Ранняя (наиб.) | 07.10.1968 | 26.03.1978 | 196 | 105 |
| Год (% случаев) | | | 1968÷1969 | 1975÷1976 |
| Поздняя (наим.) | 27.11.1965 | 30.04.1966, 1972 | 125 | 29 |
| Год (% случаев) | | | 1977÷1978 | 1978÷1979 |

В таблице 20 представлена толщина льда на р.Байынкол (гидропост) в холодное время года.

Таблица 20 - Толщина льда на р.Байынкол (гидропост) по декадам, см

| Характеристика | Декабрь | | | Январь | | | Февраль | | | Март | |
|-----------------|---------|------|------|--------|-----------|------|---------|------|------|------|------|
| | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 | 3 | 1 | 2 |
| Средняя | | | | 62 | 74 | 80 | 75 | 70 | 68 | | |
| Наибольшая | 56 | 62 | 98 | 80 | 96 | 100 | 110 | 105 | 100 | 60 | - |
| Год | 1966 | 1977 | 1968 | 1969 | 1969 | 1969 | 1968 | 1969 | 1969 | 1980 | 1976 |
| Наименьшая | нб | нб | нб | нб | нб | 60 | 40 | нб | нб | нб | нб |
| Год (% случаев) | 87% | 67% | 53% | 33% | 1972,1979 | 1975 | 1976 | 20% | 47% | 80% | 93% |

Оценка селепроявления

Бассейн р.Байынкол на предмет селепроявлений не обследован и не изучен.

Оценка селепроявлений в бассейне р. Байынкол выполнена по морфометрическим характеристикам водотоков, определенным по картам масштаба 1:50 000.

Расчетные характеристики селевого потока в бассейне р. Байынкол в соответствии с П-814-84 (Гидропроект) выполнена по дождевому паводку, сформировавшемуся к створу селевого очага.

Максимальный расход дождевых паводков рассчитан по формуле предельной интенсивности стока

$$Q_{1\%} = 16,67\varphi\Psi(\tau) H_{1\%} F,$$

где $Q_{1\%}$ - максимальный (срочный) расход обеспеченностью 1%;

16,67 – коэффициент размерности;

φ - сборный коэффициент максимального стока ($\varphi=0.08$);

$\Psi(\tau)$ – коэффициент редукции, равен 0.0023;

$H_{1\%}$ - максимальный суточный слой дождя;

F - площадь водосбора.

Величина $H_{1\%}$ принята по аналогии для данного района 40 мм.

По морфометрическим характеристикам правобережные притоки р.Байынкол: Сауруксай ($L = 10\ 770$ м), Алайгыр ($L = 8\ 240$ м), левобережные – Асутор ($L = 22\ 320$ м), Избушка ($L = 11\ 550$ м), Акколь ($L = 15\ 580$ м) имеют значительную длину и небольшие уклоны русла ($3^\circ \div 5^\circ$) и на них могут формироваться наносоводные сели с плотностью $1.26 \div 1.52$ т/м³.

На притоках с уклонами русла больше 10° : Бодабексай ($L = 4\ 370$ м), Асылбек ($L = 4\ 440$ м), Бугылысай ($L = 3\ 860$ м) могут формироваться грязекаменные сели плотностью более 2.0 т/м³, которые теряют свою разрушительную силу и полностью трансформируются в русле р. Байынкол.

Предельная объемная концентрация твердой составляющей наносоводного селя S_t в расчетных створах определена по формуле:

$$S_t = 2,33 \cdot \sin \alpha,$$

где α – угол наклона русла на участке.

Максимальный расход $(Q_c)_{max}$ наносоводного селевого потока определен по формуле:

$$(Q_c)_{max} = \frac{Q_{max}}{1 - S_t},$$

где Q_{max} , – соответственно максимальный расход водного паводка.

Плотность наносоводного селевого потока ρ_c определена по формуле:

$$\rho_c = \rho_0 + S_t(\rho_T - \rho_0),$$

где ρ_T , ρ_0 - соответственно плотность твердой составляющей и плотность воды, кг/м³ ($\rho_T = 2700$ кг/м³, $\rho_0 = 1000$ кг/м³).

Максимальные расходы $(Q_{si})_{max}$ плотных селевых потоков определены по формулам:

$$(Q_{si})_{max} = \frac{(Q_{ci-1})_{max}[1 - S_{Ti-1}(1 + \theta)]}{1 - S_{Ti-1}(1 + \theta)}, \text{ где}$$

$(Q_{si})_{max}$ – соответственно максимальный расход в конце предыдущего участка;

S_{Ti-1} , S_{Ti} – предельная объемная концентрация твердой составляющей в конце предыдущего и расчетного участков;

θ – влажность селеформирующего грунта;

При движении по руслам притоков с малыми уклонами, частичный распад смеси потока, не обладающего пластичностью, происходит при выходе в долину реки Байынкол, имеющей относительно малые уклоны.

При движении по руслам притоков с малыми уклонами селевой поток теряет часть своей массы. Частичный распад смеси потока происходит и при выходе селей в долину реки Байынкол, имеющей относительно малые по сравнению с притоками уклоны, если селевая смесь не обладает пластическими свойствами, достаточными для поддержания всех фракций твердой составляющей во взвешенном состоянии. Причиной тому могут служить: малое содержание в селеформирующем грунте пылевато-глинистых фракций, недостаточная длина и уклон очага.

Результаты расчетов трансформированных селевых наносоводных и грязекаменных потоков показаны в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты расчета трансформируемых селевых наносов к створу гидроузла на р. Байынкол

| Приток | Отметка | Притоки р. Байынкол | | | | | р. Байынкол | | | |
|-------------|---------|---------------------|------------------|------------|------------------------------------|---|--------------|----------|----------------------------|--|
| | | L, м | Уклон, t_{i-1} | S_{ti-1} | Водный расход Q, м ³ /с | Селевой расход Q _c , м ³ /с | Уклон, t_i | S_{ti} | Влажность грунта, θ | Трансформированный расход, Q _{si} , м ³ /с |
| р. Байынкол | 2850 | 10380 | 0,039 | 0,092 | 35,6 | 38,1 | | | | 38,1 |
| приток 1 | 2840 | 2680 | 0,284 | 0,653 | 3,7 | 15,2 | 0,031 | 0,071 | 0,08 | 4,85 |
| приток 2 | 2810 | 3460 | 0,298 | 0,684 | 1,28 | 4,01 | 0,03 | 0,069 | 0,08 | 1,13 |
| приток 3 | 2750 | 2700 | 0,3 | 0,688 | 1,65 | 5,46 | 0,033 | 0,078 | 0,08 | 1,53 |
| приток 1 | 2700 | 2930 | 0,287 | 0,659 | 2,74 | 8,85 | 0,013 | 0,029 | 0,08 | 2,63 |
| Саурусай | 2690 | 10770 | 0,112 | 0,26 | 15,4 | 20,8 | 0,009 | 0,021 | 0,08 | 15,3 |
| приток 2 | 2590 | 2760 | 0,25 | 0,576 | 1,21 | 3,54 | 0,026 | 0,061 | 0,08 | 1,43 |
| Алаайгыр | 2570 | 8240 | 0,132 | 0,307 | 7,9 | 11,4 | 0,028 | 0,065 | 0,08 | 8,2 |
| Ашутор | 2510 | 22320 | 0,066 | 0,153 | 23,9 | 28,2 | 0,125 | 0,29 | 0,08 | 34,3 |
| р. Байынкол | 2500 | | | | | | | | | 69,37 |

В связи с отсутствием полевых гидрологических, геологических исследований, физикомеханических характеристик селеформирующих грунтов в бассейне р. Байынкол выполненные расчеты селевых потоков носят сугубо оценочный характер.

2. Выбор и обоснование гидротехнической схемы использования гидроэнергетических ресурсов р. Байынкол

Все гидроэлектростанции каскада ГЭС на р. Байынкол представляют собой совокупность гидротехнических сооружений и технологического оборудования, используя традиционную технологию, осуществляют преобразование гравитационной энергии воды в механическую энергию и далее в электрическую энергию, которая доставляется потребителям линиям электропередач.

Настоящая работа использует наработки предложенные ТОО «Казгидро» в технико-экономических приложениях 2011 г.

Согласно указанным технико-экономическим предложениям для энергетического использования р.Байынкол выбран участок реки между отметками 2 860 и 2 020 мБС по правому берегу р. Байынкол со строительством 4-х гидроузлов и 10 гидроэлектростанций.

Основные показатели каскада ГЭС приведены в Таблице 22.

Таблица 22 – Основные показатели каскада ГЭС, предложенные в ТЭП

| № Каскада | Наименование ГЭС | Геодезический напор, м | Установленная мощность, МВт |
|-----------|------------------|------------------------|-----------------------------|
| I | ГЭС-1 | 115 | 2.5 |
| | ГЭС-2 | 145 | 2.7 |
| II | ГЭС-3 | 100 | 4.6 |
| | ГЭС-4 | 70 | 3.2 |
| | ГЭС-5 | 75 | 3.7 |
| III | ГЭС-6 | 81 | 5.2 |
| | ГЭС-7 | 59 | 3.9 |
| | ГЭС-8 | 85 | 5.1 |
| IV | ГЭС-9 | 58 | 3.8 |
| | ГЭС-10 | 52 | 3.2 |
| | Всего | 840 | 37.9 |

Выбор данной схемы использования гидропотенциала р. Байынкол в первую очередь определяется топографическими условиями рельефа.

Как видно из Таблицы 22. все станции предлагаемого каскада имеют различную мощность гидросилового оборудования. Строительство нескольких гидроузлов и станционных узлов приводит к значительным капиталовложениям, то затрудняет привлечение инвестиции при длительном сроке окупаемости проекта Каскада ГЭС.

Ввиду указанного, в данной работе предлагается использовать только один, наиболее привлекательный участок р. Байынкол на отметке 2 550 мБС в головной части и с отметкой 2 170 мБС в низовой части, обладающий наиболее высоким гидроэнергетическим потенциалом. Участок р. Байынкол выше отметки 2550 мБС обладает меньшими расходами воды, но может рассматриваться в перспективе в рамках развития использования гидроэнергетических ресурсов р. Байынкол.

По результатам исследования водного режима р. Байынкол и анализа рельефа рассматриваемого участка в ТЭП предлагается гидротехническая схема с одним гидроузлом на отметке 2550 мБс с разбивкой каскада на участки одинакового геодезического напора в целях выбора идентичного гидросилового оборудования, что позволит унифицировать станционные узлы каскада.

В связи с этим, в данной работе, принимается разбивка каскада на 3 ГЭС с геодезическим напором 125-128 м и одинаковым расчетным расходом воды.

3. Водно-энергетические расчеты

Целью водноэнергетических расчетов является подготовка исходных данных для обоснования параметров и выбора основного оборудования ГЭС.

Задачей водно-энергетических расчетов является выбор оптимальных по технико-экономическим критериям расчётного расхода воды в рассматриваем створе, размера деривационного водовода, типа и диаметра напорного водовода, гидравлических потерь напора с учетом характера кривой продолжительности среднегодового расхода воды в намечаемом створе.

Технико-экономическими критериями водно-энергетических расчетов являются:

- максимизация коэффициента использования деривационного и напорного тракта ГЭС;
- минимизация массы и стоимости деривационного и напорного тракта (материалов и труда) на основании укрупненной оценки;

Водноэнергетические расчеты выполняются по кривой продолжительности внутригодовых расходов воды по гидрологическому ряду 50% обеспеченности принимаемой в качестве расчётного графика среднегодового стока.

Статический напор

На основании геодезических изысканий и картографических материалов, был определен статический напор. Статический напор определяется как разность уровней воды в верхнем и нижнем бьефе ГЭС по высотным отметкам.

Таблица 23 – Отметки и статический напор ГЭС каскада

| № | Наименование узла | Отметка ГЭС, мБС | Геодезический напор, м | Длина деривации, м |
|---|-------------------|------------------|------------------------|--------------------|
| 1 | УВБ плотины | 2550 | | |
| 2 | ГЭС-1 | 2425 | 125 | 4 477 |
| 3 | ГЭС-2 | 2298 | 127 | 5 745 |
| 4 | ГЭС-3 | 2170 | 128 | 6 862 |
| | Всего: | | 320 | 17 084 |

Выбор расчетного расхода воды

На основе анализа исходных данных по водному режиму рассмотренному ранее, было показано, что максимальный среднегодовой расход воды обеспеченностью 50 % в створе

проектируемой ГЭС на отметке 2550 м в летние месяцы достигает 21 м³/с, при среднегодовом расходе воды года с обеспеченностью 50 % равном 7,56 м³/с.

Кривая продолжительности расходов воды в створе реки на отметке 2550 м, построенная на основании рассмотренного внутригодового распределения стока за годы различной обеспеченности показан на Рисунке 5.

Ограничения по попускам в нижний бьеф ГУ приняты согласно Санитарным правилам проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ СанПиН 3907-85 п.п.4.2 и 4.3 «...создание требуемых санитарно-гигиенических условий в нижних бьефах обеспечивается специальными санитарными попусками. Величина минимального санитарного попуска должна быть не менее минимального среднесуточного расхода водотока в бытовом гидрологическом режиме летней и зимней межени года 95% обеспеченности. ... Отсутствие стокового течения в зоне нижнего бьефа ГЭС – запрещается».

Из графика на Рисунке 5 видно, что оптимальным объемом забора воды является объем в диапазоне 15-20 м³/с.

Выбор расчетного забора воды в 17 м³/с на головном водозаборном узле позволяет более полно использовать потенциал турбинных водоводов и добиться наиболее высоких показателей среднегодовой выработки, при этом продолжительность работы «последнего» агрегата на номинальном расходе составит более месяца в год 50% обеспеченности. (Рисунок 6).

Повышения среднегодовой выработки за счет боковой приточности на отметках ниже 2550 мБс не рассматривается, т.к основной сток воды, на рассматриваемом участке формируется за счет протока р. Асутор. Так как сток боковой приточности, формируется непродолжительной время в летний период затраты на сооружение водоприемников-делителей и дополнительных гидроузлов для забора данных объемов воды рассматриваются как нецелесообразные.

Исходя из указанного обстоятельства, в качестве расчетного расхода на всех станциях каскада, забираемого на головном узле, принимается объем в 17 м³/с. что позволит унифицировать гидросиловое оборудование и сооружение станционных узлов.

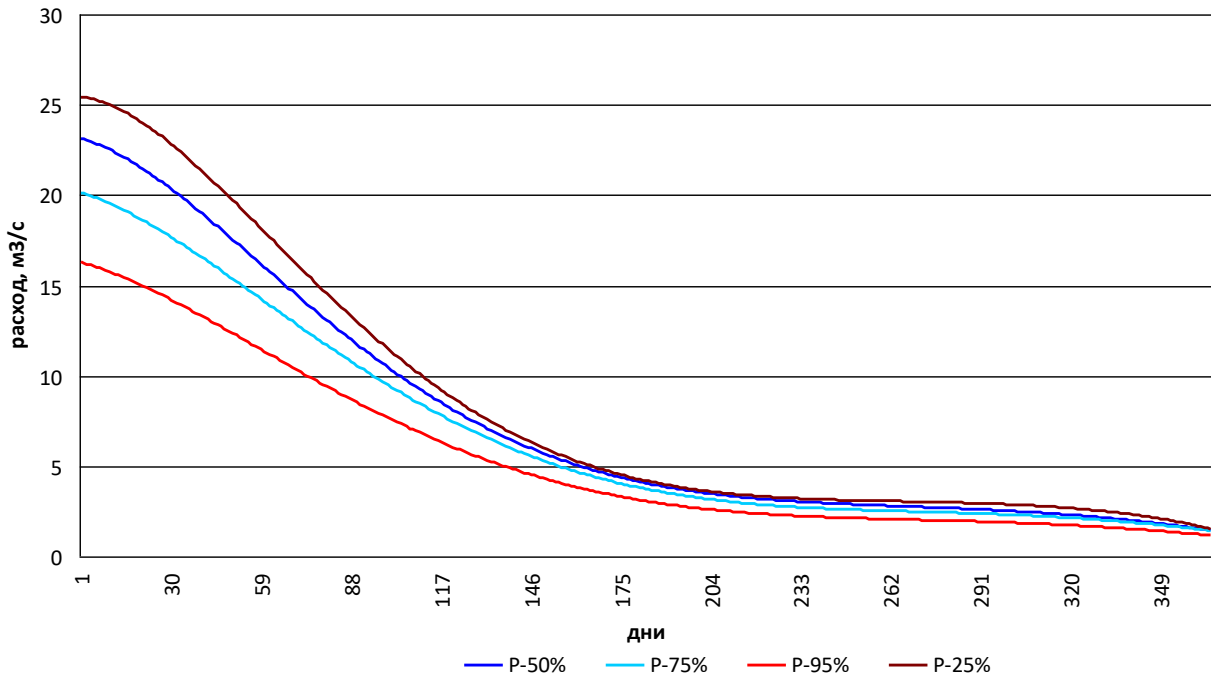


Рисунок 5. Кривая продолжительности внутригодовых расходов воды заданной обеспеченностью на отметке 2550 м

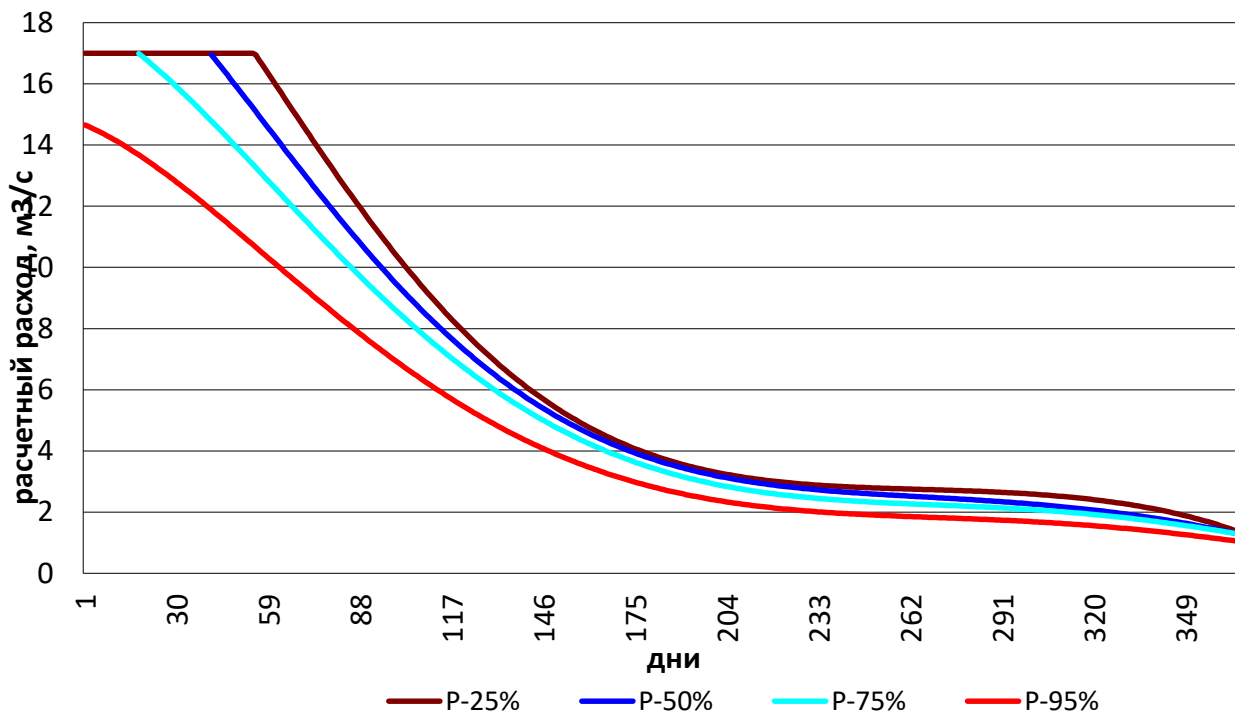


Рисунок 6. Расчетный гидрограф заданной обеспеченности на отметке 2550 м с учетом санитарных попусков при заборе 17 м³/с

3.1. Гидравлический расчет и выбор напорных водоводов

Гидравлический расчет напорных водоводов производится в целях определения типа, диаметра, числа ниток, максимальных гидравлических потерь в напорных трактах ГЭС.

Использование GRP стеклопластикового водовода ввиду значительного объема воды и значительной длины является наиболее целесообразной альтернативой с точки зрения минимизации гидравлических потерь. Предельную скорость потока для стального водовода устанавливаем по критерию допустимой скорости воды в GRP водоводе - не более 3 м/с.

Технико-экономический выбор типа и диаметра водовода осуществляется исходя из величины допустимых гидравлических потерь, допустимой для гидроагрегата и материала труб скорости потока.

Увеличение диаметра водовода приводит к уменьшению гидравлических потерь, но и к существенному увеличению массы и стоимости труб водовода.

Результаты гидравлического расчета GRP напорного водовода представлены в таблице 24. Как видно из Таблицы 24 для каждой ГЭС каскада принято использование одного напорного GRP водовода диаметром 2,8 м которые удовлетворяют допустимой скорости потока воды в водоводе (менее 3 м/с).

На подводе к гидроагрегатам GRP водовод расщепляется на 4 оголовка диаметром 1,2 м в целях использования 4 гидротурбин в условиях значительного внутригодового изменения стока (Рисунок 6).

Таблица 24 – Гидравлический расчет стального водовода

| Параметр | Ед.измер. | Значение | | |
|---|-----------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | | ГЭС-1 | ГЭС-2 | ГЭС-3 |
| Исходные параметры | | | | |
| Расход | м3/с | 17 | 17 | 17 |
| ν (вязкость воды) | м2/с | 0,00000131 | 0,00000131 | 0,00000131 |
| Эквивалентная шероховатость стенок трубопровода | м | 0,000029 | 0,000029 | 0,000029 |
| Длина трубопровода | м | 4477 | 5745 | 6862 |
| Статический напор | м | 125 | 127 | 128 |
| Уклон | | 0,0279 | 0,022 | 0,019 |
| Скорость воды в трубопроводе | м/с | 2,76 | 2,76 | 2,76 |
| λ (коэффициент Дарси) | \square | 0,00810 | 0,00810 | 0,00810 |
| Re (число Рейнольдса) | | 5901056 | 5901056 | 5901056 |
| i (гидравлический уклон) | | 0,00112 | 0,00112 | 0,00112 |
| Абсолютные расчетные потери напора по длине | м | 5,03 | 6,46 | 7,72 |
| Относительные расчетные потери напора по длине | % | 4,03% | 5,09% | 6,03% |
| Внутренний диаметр Dвн | м | 2,8 | 2,8 | 2,8 |
| Гидравлический напор | м | 120,0 | 120,5 | 120,3 |
| | | 18 006,0 | 18 092,2 | 18 053,8 |
| Расчет гидроудара | Ед.измер. | Значение | Значение | Значение |

| | | | | |
|--------------------------------|-------------------|---------------|---------------|---------------|
| Скорость воды в трубопроводе | м/с | 2,76 | 2,76 | 2,76 |
| Диаметр трубы | м | 2,800 | 2,800 | 2,800 |
| Плотность воды | кг/м ³ | 1000 | 1000 | 1000 |
| Скорость звука в воде | м/с | 1435 | 1435 | 1435 |
| Длина трубопровода | м | 4477 | 5745 | 6862 |
| Скорость распространения волны | м/с | 410,00 | 410,00 | 410,00 |
| Фаза гидравлического удара, Т | с | 21,84 | 28,02 | 33,47 |
| Прямой удар | $t_3 < T$ | | | |
| Повышение напора | м | 115,39 | 115,39 | 115,39 |
| Непрямой удар | $t_3 > T$ | | | |
| Время закрытия | с | 60 | 60 | 60 |
| Повышение напора | м | 42,00 | 53,89 | 64,37 |

В целях оптимизации стоимостных параметров водовод каждой ГЭС разбит на участки использования GRP водовода под различные номинальные давления с учетом возможного превышения давления от прямого гидроудара (116 м).

Таблица 25 – Оценка стоимости GRP водовода

| Тип GRP труб | Номинальное давление GRP трубы, м | Предельно допустимое давление GRP трубы, м | Длина участка водовода, м | | | | Стоимость GRP трубы, тг/м | Итого стоимость, млн.тг |
|--------------|-----------------------------------|--|---------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------------------|-------------------------|
| | | | ГЭС-1 | ГЭС-2 | ГЭС-3 | Итого | | |
| PN 25 | 250 | 350 | 328 | 472 | 577 | 1 377 | 1 250 000 | 1 721 |
| PN 16 | 160 | 224 | 1 546 | 1 976 | 2 369 | 5 891 | 1 114 678 | 6 567 |
| PN 10 | 100 | 140 | 1 048 | 1 326 | 1 554 | 3 928 | 1 034 728 | 4 064 |
| PN 6 | 60 | 84 | 1 555 | 1 972 | 2 363 | 5 890 | 989 278 | 5 827 |
| Итого | | | 4 477 | 5 746 | 6 863 | | | 18 179 |

Суммарная стоимость GRP водовода определена по сметным ценам 2025 г. в объеме 18,2 млрд.тенге.

3.2. Методики определения технологических параметров

Определение установленной мощности

Для определения установленной мощности и среднегодовой выработки гидроэлектростанции использовалось программное обеспечение RETScreen® International для анализа проектов с использованием чистой энергии, разработанное на основе расчетов большого количества проектов при поддержке экспертов из министерства промышленности и науки Канады. Программное обеспечение RETScreen распространяется бесплатно, поскольку Канада признает необходимость интегрированного подхода в решении проблем, связанных с изменениями климата и снижением уровня загрязнения окружающей среды. Благодаря программе RETScreen Канада занимает передовые позиции в области

разработки технологий производства экологически чистой энергии, которые являются важнейшим компонентом в борьбе против климатических изменений.

Данное аналитическое средство включает в себя полностью интегрированные базы данных оборудования (с их характеристиками), проектов, гидрологической и климатической информации, а также расширенную базу типовых шаблонов проектов по экологически чистой энергии.

Подробно используемые математические модели процесса преобразования гидродинамической энергии воды в электрическую энергию можно найти на сайте RETScreen.

В данной работе приводятся лишь основные зависимости. Условные обозначения приняты такими, какие используются в RETScreen.

Мощность ГЭС:

$$P_{des} = \rho g Q_{des} [H_g - (h_{hydr} + h_{tail})] e_{t,des} e_g (1 - l_{trans}) (1 - l_{para}) \quad (1)$$

где:

ρ - плотность воды,

g - ускорение свободного падения,

Q_{des} - расход воды через турбины,

H_g - геодезический напор,

h_{hydr} - гидравлические потери в водоподводящем тракте,

h_{tail} - изменение нижнего бьефа, связанное с расходом воды,

$e_{t,des}$ - кпд турбин,

e_g - кпд генератора,

l_{trans} - потери в трансформаторе,

l_{para} - паразитические электрические потери.

h_{hydr} , h_{tail} , $e_{t,des}$ - представляют из себя зависимость от расхода воды.

e_g , l_{trans} , l_{para} - являются характеристиками электротехнического оборудования и не зависят от расхода воды.

Определения среднегодовой выработки ГЭС

Для определения выработки на основе имеющейся расчетной кривой продолжительности внутригодовых расходов воды в створе ГЭС с помощью ПО RETScreen

были проведены водно-энергетические расчеты, в которых для каждого рассматриваемого интервала времени определялась средне интервальная мощность как:

$$P_i = \rho g Q_i [H_{i-1} - H_i]^{1/2} e_t e_g (1 - l_{trans})(1 - l_{para}) \quad (2)$$

где

- ρ - плотность воды,
- g - ускорение свободного падения,
- Q_i - средний расход воды через турбины в i -й интервал времени,
- H_{i-1}, H_i - чистый напор, в начале и конце интервала
- e_t - кпд турбины,
- e_g - кпд генератора,
- l_{trans} - потери в трансформаторе,
- l_{para} - прочие электрические потери;
- l_{down} - потери выработки от отключений;

Выработка в i -й интервал времени определялась умножением средне интервальной мощности на число часов в интервале. Для расчета годовой выработки суммировались выработки всех интервалов времени в году.

3.3. Расчет энергетических параметров и подбор оборудования

Для минимизации капитальных и эксплуатационных затрат на основании расчетного гидрографа р. Байынкол в намеченном створе в суммарном объеме 17 м³/с, выбор гидросилового оборудования делается в пользу 4-х гидроагрегатов для каждой станции Каскада.

Подбор типа гидротурбины производился в соответствии с диаграммой применения различных типов гидротурбин малых ГЭС. Как видно на Рисунке 7, диапазон расчетных расходов при гидравлических напорах (125-128 м) удовлетворяет применению радиально-осевых турбин типа Francis для всех гидроэлектростанций каскада.

При использовании трех РО турбин, учитывая использование турбинных водоводов различного диаметра расчетный расход ГЭС делится между 3-мя гидроагрегатами на 6 / 4,5 / 2,5 м³/с. При этом турбина, с расчетным расходом 2,5 м³/с предназначена для работы в

осенне-зимний период, другие турбины подключаются или переключаются на расходы весенне-летнего сезона в зависимости от фактической водной обеспеченности.

Ввиду того, что минимальные расходы турбин типа Francis, рассчитанные на достижение высоких КПД на расчетных расходах, лежат в диапазоне 20-25 % от расчетного расхода, использование 3-х турбин с различными расчетными расходами позволит покрывать диапазоны работы турбин, что повышает суммарное использование потенциала гидроресурсов при вариации годового и внутригодового стока.

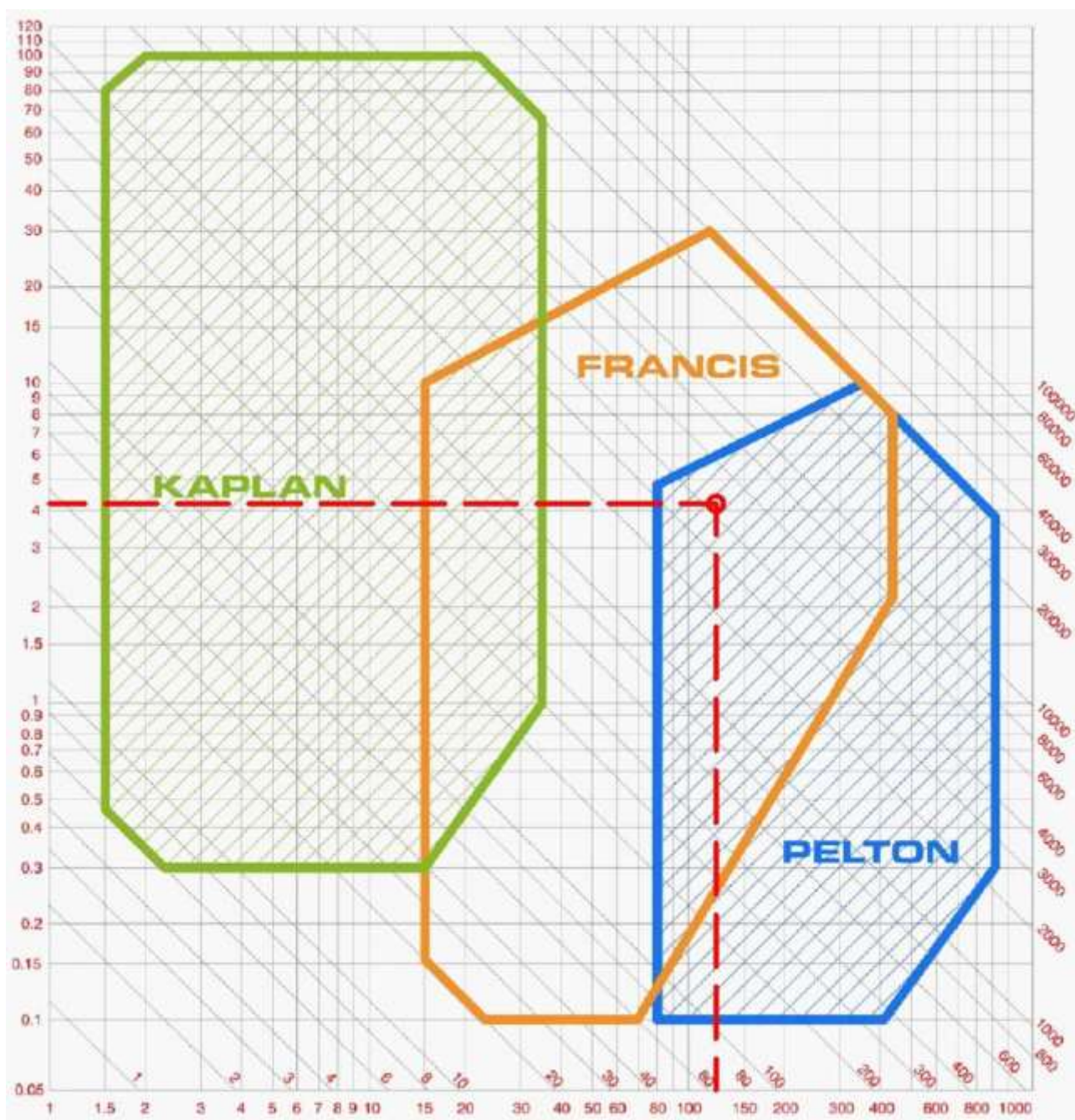


Рисунок 7. Области применения различных типов гидротурбин

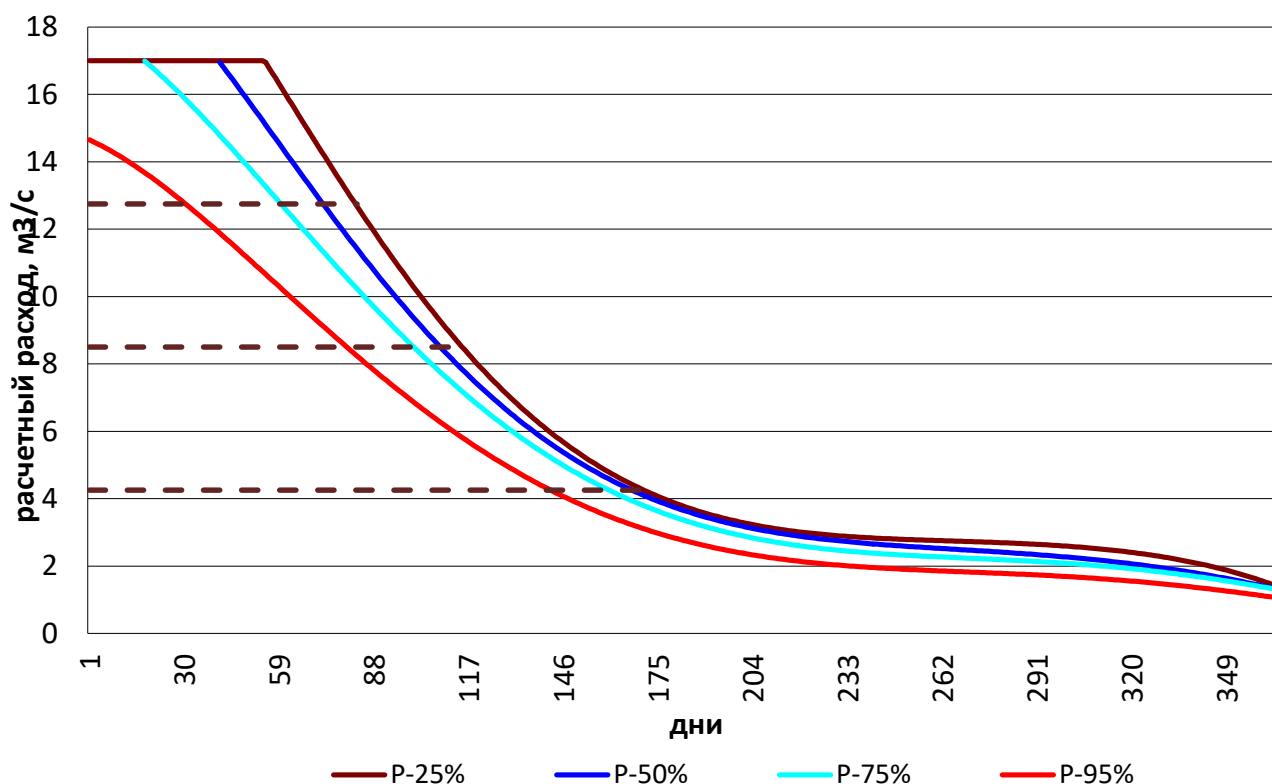


Рисунок 8. Диапазоны работы турбин ГЭС каскада на расчетном гидрографе различной обеспеченности

Как видно из Таблицы 2.26 загрузка турбины, рассчитанной на работу в осенне-зимний период обеспечивается до технологического минимума установленной турбины при водной обеспеченности 90 % и более.

Таблица 26 – Загрузка турбины в период минимально водотока

| Створ | Обеспеченные $Q_{\text{мин}}$, м ³ /с | | |
|---------------------|---|------|-------------------------|
| | 75% | 90% | Технологический минимум |
| Отметка 2550 м | 1.97 | 1.19 | 0,85 |
| Загрузка турбины, % | 46 % | 28 % | 20% |

В программном обеспечении RETScreen® International для анализа проектов с использованием ВИЭ имеется база данных со стандартными рабочими характеристиками гидротурбин различных типов, которые были использованы при проведении расчетов (Рисунок 9).

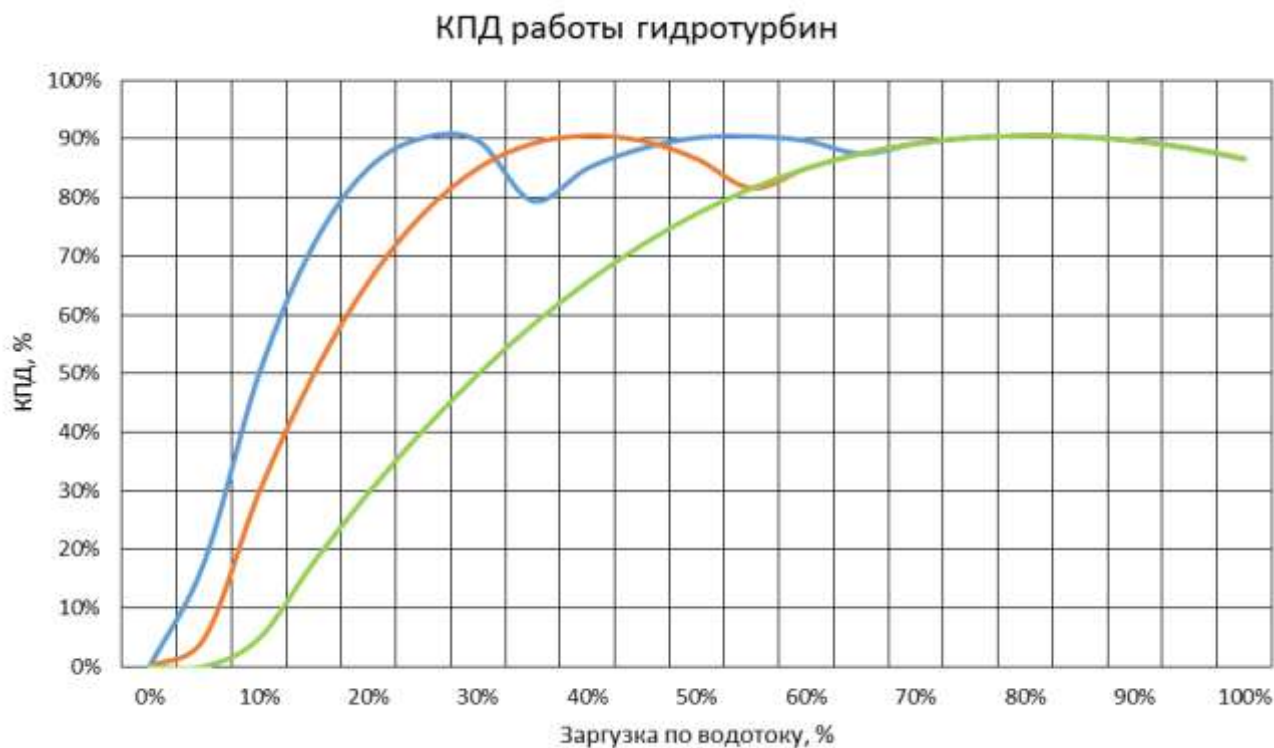


Рисунок 9. Рабочие характеристики работы рассматриваемых турбин

Расчет мощности и среднегогодовой выработки

Целью водно-энергетических расчетов, является подготовка исходных данных для обоснования параметров и выбора основного оборудования ГЭС каскада.

Исходными материалами для водно-энергетических расчетов послужили:

- Расчетные гидрографы р. Байынкол в намеченных створах с учетом санитарных попусков воды различной водной обеспеченности;
- Отметки УВБ напорных бассейнов и расчетные расходы воды на агрегаты;
- максимальные потери напора в турбинных водоводах;
- коэффициенты полезного действия турбин и генераторов.

Все водно-энергетические расчеты производились с помощью ПО RETScreen. Результаты расчетов для расчетного года 50 % обеспеченности представлены в Приложении 2.

Максимальный КПД РО турбины принимается 92,5 %, генератора - 95 %, что характерно для оборудования производства КНР.

Сводные параметры расчетов мощности и среднегодовой выработки для лет различной водной обеспеченности приведены в Таблице 27.

Как видно из таблицы 27 при использовании РО турбин суммарная установленная мощность гидросилового оборудования оценивается 50,9 МВт. Гарантированная мощность – 4,53 МВт. Расчетная среднегодовая выработка – 178,1 млн. кВтч.

При подборе поставщика гидросилового оборудования необходимо также учитывать технические особенности использования турбин, такие как:

- возможность работы турбины с попаданием твердого стока;
- качество металла рабочего колеса гидротурбины (производитель);

Окончательный выбор типа и производителя оборудования осуществляется по коммерческим предложениям производителей с проверкой заявляемых технологических показателей произведенными расчетами.

Таблица 27 – Результаты водно-энергетических расчетов

| Параметры ГЭС | Ед.изм. | ГЭС-1 | ГЭС-2 | ГЭС-3 | Всего |
|----------------------------------|------------------|---------------|---------------|---------------|----------------|
| Статический напор | м | 125 | 127 | 128 | 380 |
| Расчетный расход | м3/с | 17 | 17 | 17 | |
| Расчетные потери напора | % | 4,03% | 5,09% | 6,03% | |
| Число агрегатов | шт | 4 | 4 | 4 | 12 |
| Мах КПД турбины | % | 92,5% | 92,5% | 92,5% | |
| КПД турбины среднее | % | 89% | 89% | 89% | |
| КПД генератора | % | 95% | 95% | 95% | |
| Мощность расчетная | кВт | 19 921 | 17 003 | 16 967 | 31 879 |
| Мощность гарантированная (P-50%) | кВт | 1 490 | 1 514 | 1 525 | 3 182 |
| | | | | | |
| Выработка электроэнергии | Ед.изм. | ГЭС-1 | ГЭС-2 | ГЭС-3 | Всего |
| P-25% | тыс. кВтч | 62 502 | 63 111 | 63 253 | 188 866 |
| P-50% | тыс. кВтч | 58 914 | 59 510 | 59 664 | 178 088 |
| P-75% | тыс. кВтч | 54 717 | 55 308 | 55 484 | 165 509 |
| P-95% | тыс. кВтч | 44 160 | 44 715 | 44 927 | 133 802 |

3.4. Поставки сырья и оборудования

Сырье

Сырьем для производства электрической энергии Каскаде ГЭС является речная вода, протекающая по р.Байынкол. Использование гидропотенциала реки при сохранении

естественного водотока рассматривается в Республике Казахстан как возобновляемый природный ресурс.

При эксплуатации гидроэлектростанции водные ресурсы не потребляются, а используются без изменения вегетационного водоснабжения и без ухудшения их качества.

При расчете расходов проекта учтена плата за водопользование в соответствии с Водным и Налоговым Кодексами Республики Казахстан.

Поставщик оборудования

Выбор поставщика оборудования определялся следующими условиями:

- стоимость оборудования.
- соответствие современному уровню эффективности;
- комплектность поставки (гидротурбина, генератор, устройство НН, проточная часть, затворы и задвижки и др.);
- соответствие ISO 9000;

В целях повышения экономического эффекта проекта в условиях финансирования за счет кредитных средств, ***выбор гидросилового оборудования осуществляется по стоимостным критериям, ввиду чего выбор делается в пользу оборудования производства КНР по укрупненной стоимости 500 USD/кВт.***

По типу выбранные для всех ГЭС каскада гидротурбины являются радиально-осевыми (Francis). Все агрегаты горизонтального исполнения и предназначены для привода синхронного генератора трехфазного тока путем передачи вращения ротору генератора через фланцевое соединение ротора турбины с ротором генератора.

Управление турбиной осуществляется с помощью регулятора скорости, маслонапорной установки, аппаратуры автоматики турбины и МНУ. Подвод воды к спиральной камере от предтурбинного затвора осуществляется входным патрубком. Подвод воды от входного патрубка к направляющему аппарату осуществляется спиральной камерой. Направляющий аппарат является регулирующим органом гидротурбины. Основным рабочим органом гидротурбины является рабочее колесо. Отвод воды от гидротурбины осуществляется прямоосной отсасывающей трубой. В комплект каждого агрегата входит арматура автоматики, предназначенная для контроля работы гидротурбинного оборудования.

Таблица 28 – Мощность предлагаемого гидросилового оборудования

| ГЭС | Агрегат | Мощность, предлагаемой турбины, кВт | Установленная мощность генератора, кВт | Установленная мощность ГЭС, кВт | Рабочая мощность, кВт |
|-------------------------|---------|-------------------------------------|--|---------------------------------|-----------------------|
| ГЭС-1 | Г-1 | 4 250 | 4 500 | 18 000 | 16 921 |
| | Г-2 | 4 250 | 4 500 | | |
| | Г-3 | 4 250 | 4 500 | | |
| | Г-4 | 4 250 | 4 500 | | |
| ГЭС-2 | Г-1 | 4 250 | 4 500 | 18 000 | 17 003 |
| | Г-2 | 4 250 | 4 500 | | |
| | Г-3 | 4 250 | 4 500 | | |
| | Г-4 | 4 250 | 4 500 | | |
| ГЭС-3 | Г-1 | 4 250 | 4 500 | 18 000 | 16 667 |
| | Г-2 | 4 250 | 4 500 | | |
| | Г-3 | 4 250 | 4 500 | | |
| | Г-4 | 4 250 | 4 500 | | |
| Итого, на Каскад | | 51 000 | 54 000 | 54 000 | 50 891 |

Как видно из Таблицы 28 установленная мощность Каскада ГЭС составляет 54 МВт. Рабочая расчетная мощность Каскада ГЭС, определенная ранее в рамках водно-энергетических расчетов составила 50,89 МВт.

4. Компоновка основных сооружений

Все гидроэлектростанции Каскада ГЭС на р. Байынкол представляют собой совокупность гидротехнических сооружений и технологического оборудования и, используя традиционную технологию, осуществляют преобразование гравитационной энергии воды в механическую энергию потока и далее в электрическую энергию, которая доставляется потребителям через коммутационные устройства электростанций и линий электропередач. В то же время каждая ГЭС каскада индивидуальна и имеет ряд только ей присущих особенностей. Эти особенности связаны с неповторимыми индивидуальными условиями площадки, прежде всего – особенностями рельефа, геологии, гидрографии, наличия местных материалов, от которых зависят как тип ГЭС, так и компоновка подпорных и водопроводящих сооружений.

4.1. Гидротехнические решения

Согласно принятой схеме на выбранном участке реки будет реализована схема состоящая из 3-х ГЭС с общим головным узлом. Все ГЭС - деривационного типа.

Выбранная гидротехническая схема позволяет унифицировать строительные решения станционных узлов и сооружений всех ГЭС каскада.

В состав сооружений каждой ГЭС входят:

Деривационный тракт

- групповой напорный водовод
- турбинные оголовки.

Станционный узел

- здание ГЭС
- отводящий канал с делителем;

ГЭС-1-деривационного типа, головная ГЭС каскада. Поэтому в ее состав дополнительно входит:

Водозаборный узел

- земляная плотина,
- водосливная плотина,
- водоприемник.
- отстойник

Водозаборный узел

Головной водозаборный узел состоит из двух частей, бетонной водосливной плотины и глухой земляной плотины с НПУ 2550 мБС. Водозаборный узел находится в голове каскада на участке, ниже притока р. Байынкол - р. Ашутор.

В состав гидротехнических сооружений гидроузла входят:

- Земляная плотина - низконапорная плотина с суглинистым ядром высотой $H = 25$ м, длиной по гребню $L = 300$ м с заложением откосов верховой - 1:2, низовой - 1:1.75. Отметка гребня 2555 м. Ширина плотины по гребню 10 м принята из условий возможности заезда техники. Тело земляной плотины возводится из местных грунтов полезных выемок. Суглинки для экрана и понура доставляются из карьера. Укладка суглинка производится в безморозный период с послойным уплотнением. Между суглинком и телом плотины отсыпается переходный слой из гравийно-песчаной смеси. После отсыпки тела плотины верховой откос крепится валунами из кавальерного отсева.

- Водосливная плотина, состоящая из трех пролетов размером 4 x 2 м на пропуск максимального расхода 64,24 м³/с. Пролеты размером по 4.0 м разделены бычками толщиной 2.0 м. Все пролеты водосливной плотины оборудованы сегментными затворами размером 4×2 м с двух барабанными подъемными механизмами.

- Водоприемник, представляет из себя трех пролетный шлюз регулятор располагающийся на правом берегу под углом 30° к основному потоку. Водоприемник оборудован тремя плоскими скользящими затворами ПС размером 2.5 × 2.0 м. Управление затворами осуществляется индивидуальными винтовыми подъемниками с ручным приводом;

Отстойник.

Отстойник выполняется в виде 3-х камерной доковой железобетонной конструкции с вертикальными стенами и контрфорсами.

Длина отстойника по оси – 300 м, ширина 3-х водоприемных камер 9 м, глубина напорного бассейна переменная, с максимальной глубиной 3,1 м. Камеры водоприемника разделены бычком с двумя рядами пазов. Первый ряд пазов предназначен для установки ремонтных затворов, второй - для сороудерживающих решеток, которые установлены под углом 77° к горизонту.

Далее устанавливаются рабочие быстропадающие затворы водоприемника ГЭС типа ПК, оборудованные индивидуальными электролебедками.

В качестве подъемно-транспортного оборудования для обслуживания сороудерживающих решеток и шандор приняты электротельферы.

Из отстойника вода поступает в напорный водовод.

Согласно СНиП РК 3.04-01-2008 «Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования» все сооружения водозаборного узла относятся к IV классу капитальности.

Напорные деривационные водоводы

Деривационные водоводы образуют напорные тракты ГЭС. В рассматриваемой компоновке с РО турбинами на всех 3-х ГЭС каскада приняты групповые водоводы с расщеплением турбинными оголовками под каждую гидротурбину диаметром Ду-1220.

Групповые водоводы выполняются из стеклопластиковых GRP труб диаметром Ду-2800 на различные номинальные давления – 25,16,10 и 6 бар по длине водовода.

При входе в здание ГЭС турбинные оголовки водовода закрепляются в фундаментной плите здания. В конце каждого трубопровода установлены дисковые затворы диаметром Dq=1200мм, расположенные в подземной части здания ГЭС.

Таблица 29 – Участки GRP водовода

| Тип GRP труб | Длина участка водовода, м | | | |
|--------------|---------------------------|--------------|--------------|--------------|
| | ГЭС-1 | ГЭС-2 | ГЭС-3 | Итого |
| PN 25 | 328 | 472 | 577 | 1 377 |
| PN 16 | 1 546 | 1 976 | 2 369 | 5 891 |
| PN 10 | 1 048 | 1 326 | 1 554 | 3 928 |
| PN 6 | 1 555 | 1 972 | 2 363 | 5 890 |
| Итого | 4 477 | 5 746 | 6 863 | |

Трубы водоводов Ду-2800 прокладываются в траншее глубиной 2.5 м с засыпкой над верхом трубы 1.2 м (обваловка 0.3 м).

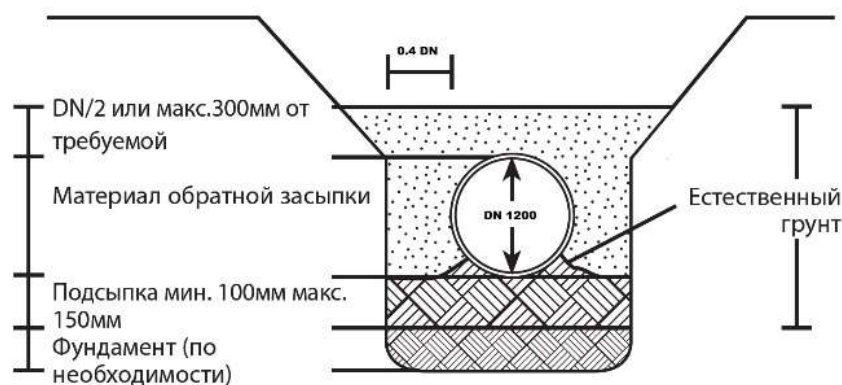


Рисунок 10. Прокладка водовода в земле

Станционные узлы

Станционные узлы состоят из непосредственно Зданий ГЭС с гидросиловым оборудованием и отводящих каналов с делителем.

Здания каскада ГЭС состоят из 3-х идентичных зданий. В каждом из которых установлены 4 гидроагрегата горизонтальной установки с радиально-осевыми турбинами, которые соединены с синхронными гидрогенераторами.

Отводящие каналы.

Вода из отводящей камеры турбин поступает в отводящий канал, выполненный также из Г-блоков марки Г-30-20. Ширина отводящего канала по дну 6 м. Отводящий канал заканчивается делителем.

Водоприемник-делитель– коробчатого типа, состоит из водоприемного пролета и водосбросного. Оба пролета оборудованы плоскими скользящими затворами ПС 2.5×2 с индивидуальным электроподъемником ЭВД-5.

Из делителя вода поступает либо в водоприемник деривационного водовода следующей станции каскада, либо сбрасывается в реку.

4.2. Строительные решения здания ГЭС

Здания ГЭС отдельно стоящее, с закрытым машинным залом. Вода к зданию ГЭС при использовании РО турбин подводится 4-мя турбинными оголовками. В колодец-гаситель здания предусмотрен ввод водовода холостого сброса.

В машинном отделении здания ГЭС размещаются 4 гидроагрегата с радиально-осевыми турбинами и синхронными гидрогенераторами.

Размеры машинного зала определены из условия размещения гидросилового, электротехнического, вспомогательного оборудования 35 x 9 м. Высота потока верхнего строения определена из условия проноса оборудования в 6,8 м.

Рядом с машинным отделением в здании ГЭС расположена монтажная площадка. Монтаж и демонтаж оборудования в машинном зале производится мостовым электрическим краном грузоподъемностью 3,2 т с пролетом 6.0 м.

Здание ГЭС включает в себя лёгкое верхнее строение, подводящие и отводящие проточные тракты вертикального гидроагрегата, при этом отводящая камера (ОК) и фундаментная плита (ФП) под гидроагрегатом образуют жёсткую пространственную конструкцию, служащую углублённым фундаментом гидроагрегата. Верхнее облегчённое строение представляет из себя сборную конструкцию: из несвязанного с фундаментом гидроагрегата, самостоятельного ленточного фундамента и монтируемого на нем металлического каркаса.

Основные строительные решения приняты в соответствии с техническими условиями на применение материалов, изделий, конструкций.

Подземная часть здания ГЭС выполнена в виде единой монолитной конструкции с проточной частью гидротурбин. Проточная часть турбин сопрягается с отводящим трактом.

Предусмотренное в проекте здание будет включать все необходимое оборудование как отопление, вентиляция, внутреннее и наружное освещение, силовую сеть для агрегатных и обще-станционных нужд, санузел, мини-кухню и т.д.

Наружные стены и кровля

Наружные стены выполнены из стеновых панелей из профилированного листового материала с утеплителем, монтируемых на металлическом каркасе. Арочная кровля выполнена из металлического профиля.

Окна, двери и различные металлоконструкции

Окна выполнены из металлопластиковых профилей.

Стекло двойное толщиной 6 мм, прозрачное полированное стекло по необходимости, армированное стекло и полупрозрачное стекло.

Отделка полов

Эпоксидный герметик для промышленной отделки пола – прозрачный эпоксидный отвердитель/герметик пригодный для прямого нанесения на заглаженную бетонную поверхность, применимый в защищенных зонах, полиуретан применяется в незащищенных и открытых зонах.

Отделка полов в помещениях сантехнических узлов и во влажных помещениях выполнена из керамической плитки.

4.3. Электротехнические решения

Варианты выдачи мощности в сеть энергосистемы рассматриваются в работе «Схема выдачи мощности Каскада ГЭС на р. Байынкол».

Выполнение электротехнической части каждой ГЭС предлагается выполнить с использованием трансформаторов с расщепленными обмотками типа ТРДНС-25000/35/6.

Размещаемые в здании ГЭС гидроагрегаты подключаются к КРУ-6 кВ генераторного напряжения состоящее:

- 4 ячейки с выключателем в цепях генератора;
- 4 ячейки для подключения обмоток НН трансформатора;
- 4-й ячейки трансформатора напряжения 6 кВ;
- 2 ячейки секционных выключателей;
- 2-й ячейки для подключения трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ.

Подача вырабатываемой мощности на силовой трансформатор осуществляется кабельными вводами, марки кабеля с полиэтиленовой изоляцией.

Кабельные линии прокладываются в траншее на глубине 1,2 м от спланированной поверхности земли. Кабель защищается от механических повреждений кирпичом. В начале и конце трассы устанавливаются указатели кабельной трассы. При пересечении с подземными коммуникациями или другими кабельными трассами кабели защищаются асбоцементными или особо прочными ПВХ трубами. Кабели выбираются типа ВББШнг-LS-

35 кВ, рекомендуемые для прокладки в земле (независимо от коррозионной активности грунт) трехжильные с алюминиевыми жилами, с изоляцией из сшитого полиэтилена, в оболочке из полиэтилена. Выбор сечения кабеля производится по нагреву и экономической плотности тока.

Коммутацию выдачи мощности ГЭС-1 и ГЭС-2 на стороне 35 кВ предполагается осуществить по схеме 35-4Н с подключениями к двухцепной ВЛ-35 кВ.

Для выдачи мощности Каскада на ГЭС-3 предполагается строительство повышающей ПС-110/35/6 со строительством ОРУ-110 и ОРУ-35 кВ с двумя трансформаторами ТРДН-40000/110/35/6. Выдача мощности генераторов ГЭС-3 осуществляется на сторону низкого напряжения данных трансформаторов через КРУ-6 кВ.

Выдача мощности Каскада ГЭС в энергосистему осуществляется на ПС-110 кВ «Текес» со строительством ВЛ-110 кВ «Каскад ГЭС – Текес» и расширением данной подстанции на линейную ячейку 110 кВ.

Электротехнические мероприятия

Корпуса всех электродвигателей, электроаппаратов и устройств, металлические части, которых могут оказаться под напряжением, вследствие нарушения изоляции, подсоединяются к заземляющему устройству.

В распределительных устройствах предусматриваются блокировочные устройства, запрещающие производство работ на оборудовании, находящихся под напряжением и разборка схем элементов, находящихся под нагрузкой.

Кабельное хозяйство выполняется согласно действующим нормам и правилам (СНиП, ПУЭ), а также «Инструкции по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий» (РД 34.49.101-87) и «Нормам проектирования автоматических установок водяного пожаротушения кабельных сооружений» (ВСН 47-85*).

Для повышения пожарной безопасности предусматриваются кабели с оболочками, не поддерживающими горение.

Заземляющие устройства и молниезащита выполняются на основании "Правил устройства электроустановок", "Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений" (СН РК 2.04-29-2005).

ОПУ

Согласно нормам проектирования, при необходимости размещения устройств релейной защиты, автоматики, АСУ и связи, а также при наличии постоянного дежурного персонала на щите управления, на ГЭС необходимо предусматривать ОПУ.

Устройства РЗА и автоматики размещаются в здании ГЭС.

4.4. Инженерное обеспечение

Электроснабжение

Электроснабжение всех зданий и сооружений каскада ГЭС будет осуществляться электроэнергией, производимой на самих станциях, от трансформаторов собственных нужд. На период полного останова станций, электроснабжение будет обеспечиваться со стороны питания от силовых трансформаторов, подключенных к энергосистеме. В случае отключения линий для пуска станции «с нуля» предусматривается дизель-генератор.

Бытовое водоснабжение (холодная вода)

Бытовое водоснабжение будет осуществляться от напорного водовода. Водопроводные трубы изготавливаются из ПВХ или ПЭ труб.

Водоснабжение (горячая вода)

В здании предусмотрено также помещение для персонала с санузлом и умывальником. Для снабжения диспетчерского пункта горячей водой, используется электрический нагреватель для горячей воды для ванной комнаты и кухни. Горячая вода из титана распределяется по изолированным полипропиленовым трубам.

Канализация

На каждой ГЭС каскада предусмотрены две системы канализации: производственная и хозяйственная. Производственная канализация включает в себя систему опорожнения: турбинных водоводов, спиральных камер и отсасывающих труб (вода экологически чистая и не подлежит очистке).

Хозяйственная канализация сбрасывается в водонепроницаемый выгреб с последующим вывозом, ассенизационной машиной, в место указанное сан.эпидем службой.

Водонепроницаемый выгреб (бетонный колодец), опорожняется по мере наполнения, но не реже одного раза в месяц.

Для предотвращения затопления санузла в случае несвоевременного опорожнения выгреба, последний оборудуется датчиком максимального уровня стоков в нем с передачей сигнала на пульт сторожевой охраны.

Водоотвод с кровли

Водоотвод с кровли осуществляется через водосточный желоб, обеспечивающий свободное стекание дождевой воды на землю.

Системы пожаротушения

Системы пожаротушения внутри здания ГЭС включают ручные переносные огнетушители и огнетушащие вещества в соответствии с требованиями для конкретных ситуаций.

Наружное пожаротушение с расходом 10 л/сек, осуществляется из пожарных гидрантов, расположенных на наружных сетях водопровода.

Согласно СН РК 2.02-11-2002, все помещения оборудованы автоматической пожарной сигнализацией и системой оповещения о пожаре подачей звукового сигнала.

Строительные конструкции выполняются из негорючих материалов и обеспечивают требуемый предел огнестойкости.

Планировочные решения обеспечивают эвакуацию из всех помещений здания. Пути эвакуации имеют естественное освещение.

На кровлю предусмотрена пожарная металлическая лестница.

Отопление, вентиляция и кондиционирование

Для отопления используется тепло из системы воздушного охлаждения генератора работающего агрегата. Недостаток тепла в морозные дни покрываются электрическими калориферами, располагаемыми по периметру здания типа ПЭТ-4 с единичной мощностью по 1 кВт. Вентиляция предусматривается естественная за счет инфильтрации наружного воздуха через неплотности проемов.

В летнем режиме тепловыделение в машинном зале от генератора удаляется принудительной вентиляцией.

Эксплуатационный поселок

Учитывая, что каскад ГЭС расположен на небольшом расстоянии от населенных пунктов, постоянное проживание эксплуатационного персонала ГЭС и членов их семей может быть в поселках Байынкол, Каратоган и Жамбыл.

Производственная база эксплуатации

Основная база будет размещена в поселке Байынкол. На площадке каждой ГЭС будет предусмотрен небольшой хозяйственный двор с БРУ и арматурным цехом мастерской, гаражом и открытой стоянкой служебного автотранспорта. Карьеры строительных материалов расположены на расстоянии не более 15 километров от площадок строительства.

4.5. Подъездные автодороги

Основные части гидросилового оборудования будут перевозиться грузовым автотранспортом от границы с КНР на посту «Хоргос». Железобетонные конструкции с

поставкой из г. Талдыкорган (производства ТОО «Темирбетон») предлагается транспортировать по железной дороге до станции «Айдарлы» и далее по республиканским трассам А-351 и А-362 «Шонжа-Кегень» и по автодороге районного значения АЛ-45 «Сарыжаз-Текес» и АЛ-43 «Текес-Каратоган».

К площадке строительства в настоящее время подведена грунтовая дорога от п. Байынкол. Расстояние от п. Байынкол до водозабора проектируемой ГЭС составляет 15 км.

Для строительства и эксплуатации проекта в целом предусматривает строительство подъездной автодороги к площадкам станционных узлов, эксплуатационных автодорог для подъезда к основным сооружениям ГЭС, а также временных автодорог строительного периода. Для прокладки деривационных каналов потребуется вдоль трассы каналов потребуются прокладка грунтовой дороги от ГЭС-5 до водозаборного узла.

Протяжённость доставки сборного железобетона, труб, материалов и оборудования оценивается в 220 км по автомобильным дорогам от ЖД станции Айдарлы до площадки строительства. Протяжённость доставки бетона, щебня оценивается в 30 км до бетонного завода в близлежащих поселках.



Рисунок 11. Железная дорога «Жетыген-Алтынколь»

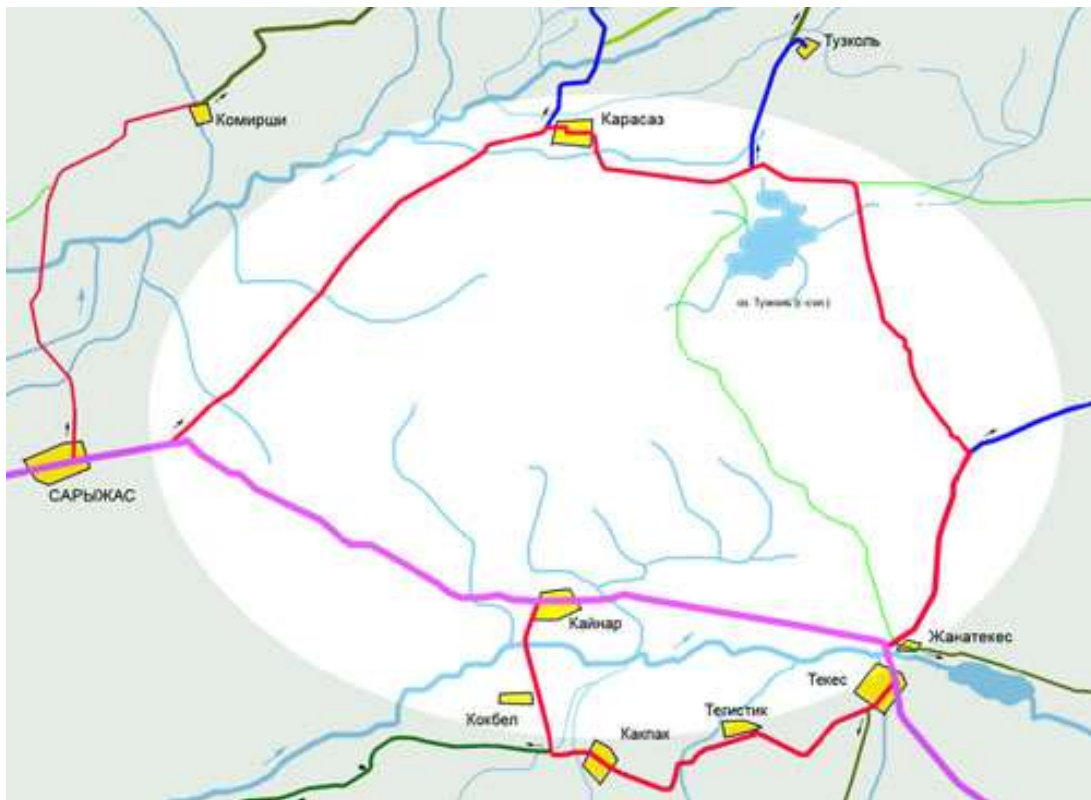


Рисунок 12. Дорога АЛ-45 Сарыжаз-Текес, км 0-59,9

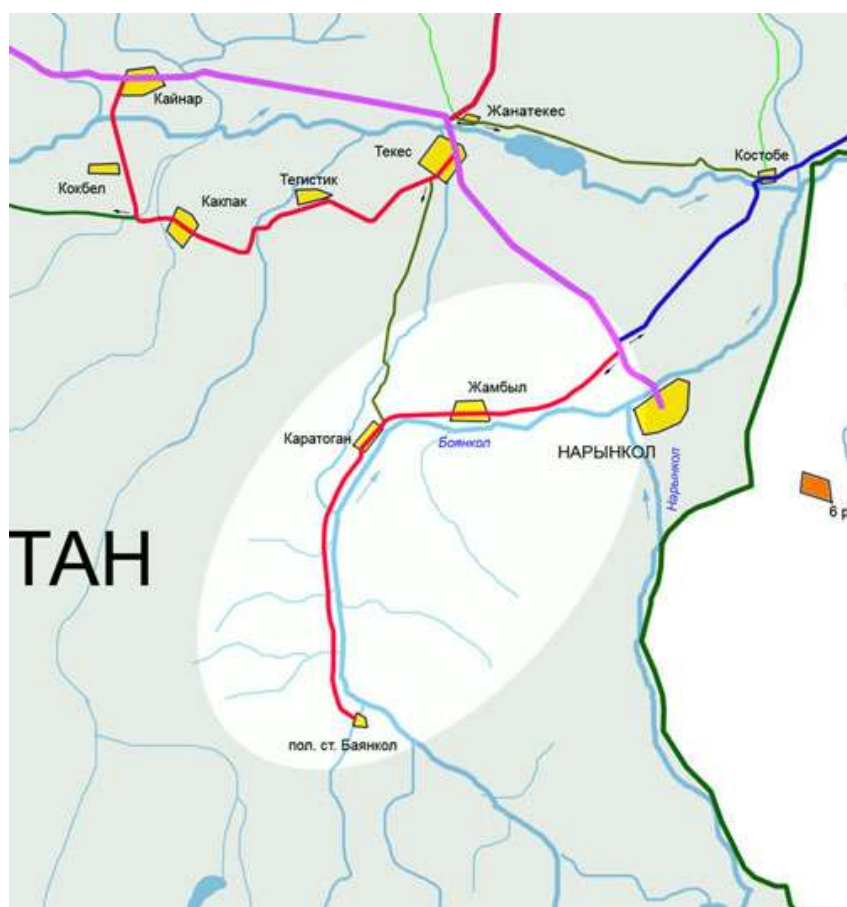


Рисунок 13. Дорога АЛ-43 Текес -Каратоган, км 0-12,42

4.6. Организация строительства

Площадка для размещения баз и вагончиков поселка строительного периода будет расположена поблизости от площадки станционного узла ГЭС. Для строительства Каскада ГЭС потребуется штат строителей порядка 80 человек, для строительства и монтажа оборудования ГЭС – ещё 10 человек, итого около 90 человек.

Для строительства головного водозабора необходимо открыть карьеры для разработки суглинка и гравийно-галечниковых грунтов, а также карьер камня и горной массы; желательно разместить все карьеры в зоне затопления водохранилища. По предварительным данным рекогносцировок это возможно для гравийно-галечниковых грунтов и камня. На карьерах камня и гравийно-галечниковых грунтов следует рассмотреть возможность и целесообразность размещения дробильно-сортировочного хозяйства для получения материалов фильтров дамб и заполнителей для бетона. В настоящем ТЭП принято, что бетон готовится в близлежащих населенных пунктах, карьер суглинка - на расстоянии 6 км, гравийно-галечники - на расстоянии не более 6 км.

На площадке будут размещены:

- участок энергетика;
- бетонное хозяйство для приготовления бетона, включая расходные склады заполнителей и цемента;
- участок механизации (разработка котлованов сооружений, прокладка временных автодорог, разработка карьеров местных стройматериалов, отсыпка плотины;
- участок бетонных работ (ремонт опалубки, оборудование для транспорта, подачи и проработки бетона);
- участок арматурных работ;
- участок специальных работ (цементация, дренаж);
- участок монтажа металлоконструкций и механического оборудования;

Внешнее электроснабжение строительной площадки возможно организовать с помощью опережающего строительства ВЛ-110 кВ от ПС «Текес», головной ПС Каскада 110/35/6 при ГЭС-3 и линий 35 кВ для выдачи мощности ГЭС 1 и ГЭС-2.

Водоснабжение стройплощадки возможно организовать путем строительства водозабора из реки. Канализация и отвод промышленных стоков от стройплощадки потребуют строительства выгребных ям.

Для разработки раздела "Организация строительства" будут использованы следующие нормативные материалы:

- СН РК.1.03-00-2011 "Строительное производство. "Организация строительства предприятий, зданий и сооружений";
- СНиП РК 1.04.03-2008 "Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений";

- СНиП РК 1.03-05-2001 "Охрана труда и техника безопасности в строительстве".

Принципиальная схема транспортировки грузов такова:

- подача оборудования, остальных материалов и конструкции на строительную площадку предусматривается осуществлять автотранспортом;
- подача оборудования, материалов и конструкций в зоны монтажа и производства работ предусматривается осуществлять автотранспортом.

Структура управления и производственная база строительства

Подрядные организации для строительства объектов, реконструкции, расширения, нового строительства или выполнения отдельных видов работ определяются на конкурсной основе, в результате проведения тендера.

В качестве подрядных и субподрядных организаций для выполнения всех необходимых работ предлагается привлечь специализированные организации.

Продолжительность строительства

Общая продолжительность строительства определяется продолжительностью выполнения строительных и монтажных работ, обусловленных строительством, выполняемых в течение 2028-30 гг.

Продолжительность строительства определена в соответствии СНиП РК 1.04.03-2008 "Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений" часть 1.

- нормативная продолжительность монтажа основного оборудования;
- условия поставки оборудования заводом-изготовителем;
- работы подготовительного периода;
- климатические условия при производстве земляных и других работ на открытых площадках;

Первоочередным объектом строительства являются эксплуатационные дороги и объекты выдачи мощности для осуществления энергоснабжения строительной площадки водозаборного узла и последующего запуска в эксплуатацию ГЭС-1.

Окончание строительства сооружений в пуск в эксплуатацию ГЭС каскада предусматривается по следующей схеме:

- Водозаборный узел, Энергоснабжение водозабора, Линия выдачи мощности 110 кВ до ПС «Текес» с расширением, Линии и ПС Каскада ГЭС, Здания и сооружения ГЭС-1 с пуском ГЭС-1 - к концу 2028 г;
- Здания и сооружения ГЭС-2, ГЭС-3 с пуском – к концу 2030 г;

ТЭП предусматривает применение самых современных технических решений, материалов и оборудования ведущих производителей.

Таблица 30 – Перечень работ и объектов строительства

| п/п | Наименование работ и объектов | Единица измерения |
|-----|--|-------------------|
| 1 | Строительство водозаборного узла | 1 сооружение |
| 5 | Строительство напорных водоводов | 17 084 м |
| 6 | Строительство здания ГЭС с сопутствующими сооружениями | 3 сооружений |
| 8 | Сооружения выдачи мощности каскада ГЭС | Согласно схемы |
| 9 | Расширение ПС 110/35/10 «Текес» | Согласно схемы |

5. Укрупненная оценка капиталовложений

Укрупненная оценка капитальных вложений в строительство Каскада ГЭС определена на основании стоимости конструкций и оборудования по Сборнику сметных цен 2025 года (Приказ комитета по делам строительства и ЖКХ МПС РК от 18.06.2025 г.). Оценка капитальных вложений приведена в Таблице 31.

Таблица 31 – Укрупненная оценка капитальных вложений

| № | Наименование | млн.тг | млн. \$ |
|---|---------------------------------|---------------|-----------|
| 1 | GRP трубы | 18 179 | 33,66 |
| 2 | Гидросиловое оборудование | 14 580 | 27,00 |
| 3 | Электротехническое оборудование | 3 550 | 6,57 |
| 4 | ВЛ-110 и ВЛ-35 кВ | 5 515 | 10,21 |
| 5 | Гидротехнические решения | 1 000 | 1,85 |
| 6 | Здания ГЭС | 900 | 1,67 |
| 7 | СМР | 2 186 | 4,05 |
| 8 | Неучтенные затраты | 459 | 0,85 |
| | Итого | 46 369 | 86 |

На основании данной укрупнённой оценки капиталовложений удельная стоимость проекта оценивается в **1600 \$/кВт**.

6. ВЫВОДЫ

Каскад ГЭС на р. Байынкол реализуется по однолинейной гидротехнической схеме в составе 3-х ГЭС.

Все ГЭС каскада – деривационного типа с одним водозаборным узлом в виде земляной подпорной плотины.

Суммарная установленная мощность ГЭС составляет 54 МВт.

Гарантированная мощность – 4,53 МВт.

Средняя многолетняя выработкой электроэнергии 178 млн. кВтч,

Оценочная стоимость капитальных вложений – 86 млн. долларов США, включая НДС.

Реализация проекта с вводом всех станций Каскада ГЭС на р. Байынкол позволит уменьшить дефицит энергии в Алматинской области, обеспечит покрытие базовых нагрузок, повысит качество электроэнергии, разгрузит районные ПС и ВЛ за счет противотока мощности и снятия локальных нагрузок, снизит выбросы парниковых газов.

**Приложение -
Расчет показателей работы гидросилового оборудования**

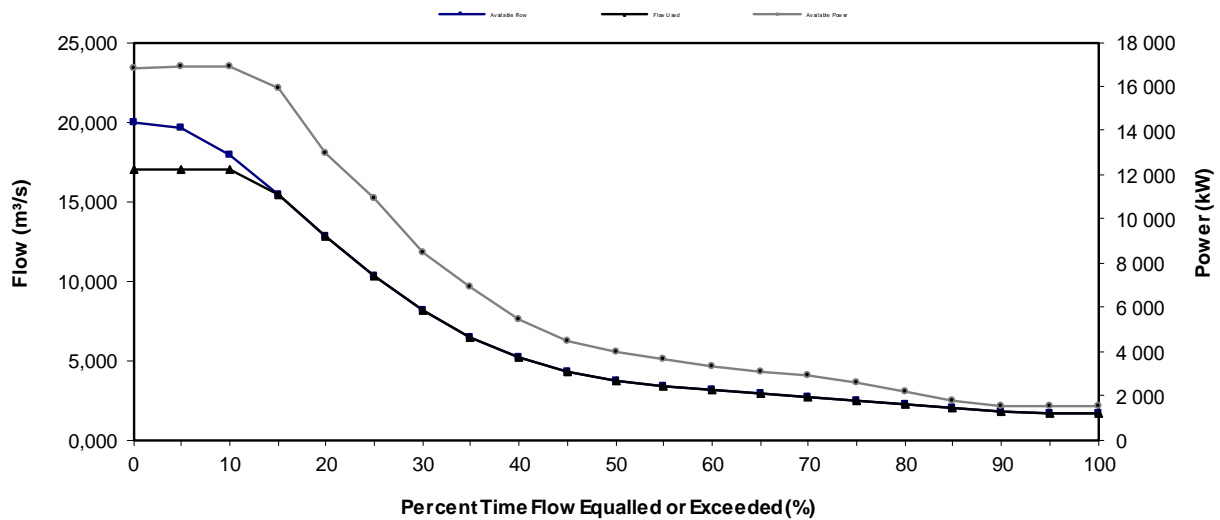
Units: Metric

| Site Conditions | | Estimate | Notes/Range |
|-------------------------------|------|----------|---|
| Project name | | ГЭС-1 | See Online Manual |
| Project location | | Байынкол | |
| Latitude of project location | °N | | -90.00 to 90.00 |
| Longitude of project location | °E | | -180.00 to 180.00 |
| Gross head | m | 125,00 | |
| Maximum tailwater effect | m | 0,50 | |
| Residual flow | m³/s | 0,00 | → Complete Hydrology & Load sheet |
| Firm flow | m³/s | 1,70 | |

| System Characteristics | | Estimate | Notes/Range |
|-----------------------------------|---------|--------------|---|
| Grid type | - | Central-grid | |
| Design flow | m³/s | 17,000 | → Complete Equipment Data sheet |
| Turbine type | - | Francis | |
| Number of turbines | turbine | 4 | |
| Turbine peak efficiency | % | 92,5% | |
| Turbine efficiency at design flow | % | 89,0% | |
| Maximum hydraulic losses | % | 4% | 2% to 7% |
| Generator efficiency | % | 95% | 93% to 97% |
| Transformer losses | % | 0% | 1% to 2% |
| Parasitic electricity losses | % | 0% | 1% to 3% |
| Annual downtime losses | % | 0% | 2% to 7% |

| Annual Energy Production | | Estimate | Notes/Range |
|-----------------------------------|--|----------|-------------|
| Small hydro plant capacity | kW | 16 921 | |
| | MW | 16,921 | |
| Small hydro plant firm capacity | kW | 1 490 | |
| Available flow adjustment factor | - | 1,00 | |
| Small hydro plant capacity factor | % | 40% | 40% to 95% |
| Renewable energy delivered | MWh | 58 914 | |
| | GJ | 212 091 | |

Flow-Duration and Power Curves



[Complete Cost Analysis sheet](#)

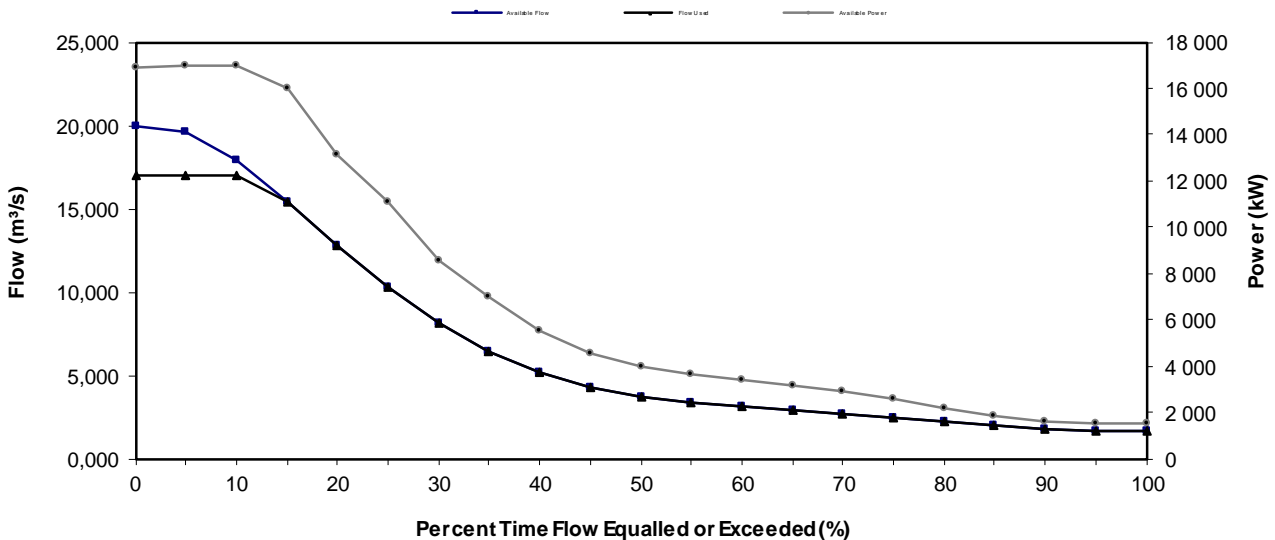
Units: Metric

| Site Conditions | | Estimate | Notes/Range |
|-------------------------------|------|----------|---|
| Project name | | ГЭС-2 | See Online Manual |
| Project location | | Байынкол | |
| Latitude of project location | °N | | -90.00 to 90.00 |
| Longitude of project location | °E | | -180.00 to 180.00 |
| Gross head | m | 127,00 | |
| Maximum tailwater effect | m | 0,50 | |
| Residual flow | m³/s | 0,00 | → Complete Hydrology & Load sheet |
| Firm flow | m³/s | 1,70 | |

| System Characteristics | | Estimate | Notes/Range |
|-----------------------------------|---------|--------------|---|
| Grid type | - | Central-grid | |
| Design flow | m³/s | 17,000 | → Complete Equipment Data sheet |
| Turbine type | - | Francis | |
| Number of turbines | turbine | 4 | |
| Turbine peak efficiency | % | 92,5% | |
| Turbine efficiency at design flow | % | 89,0% | |
| Maximum hydraulic losses | % | 5% | 2% to 7% |
| Generator efficiency | % | 95% | 93% to 97% |
| Transformer losses | % | 0% | 1% to 2% |
| Parasitic electricity losses | % | 0% | 1% to 3% |
| Annual downtime losses | % | 0% | 2% to 7% |

| Annual Energy Production | | Estimate | Notes/Range |
|-----------------------------------|-----|----------|-------------|
| Small hydro plant capacity | kW | 17 003 | |
| | MW | 17,003 | |
| Small hydro plant firm capacity | kW | 1 514 | |
| Available flow adjustment factor | - | 1,00 | |
| Small hydro plant capacity factor | % | 40% | 40% to 95% |
| Renewable energy delivered | MWh | 59 510 | |
| | GJ | 214 237 | |

Flow-Duration and Power Curves



[Complete Cost Analysis sheet](#)

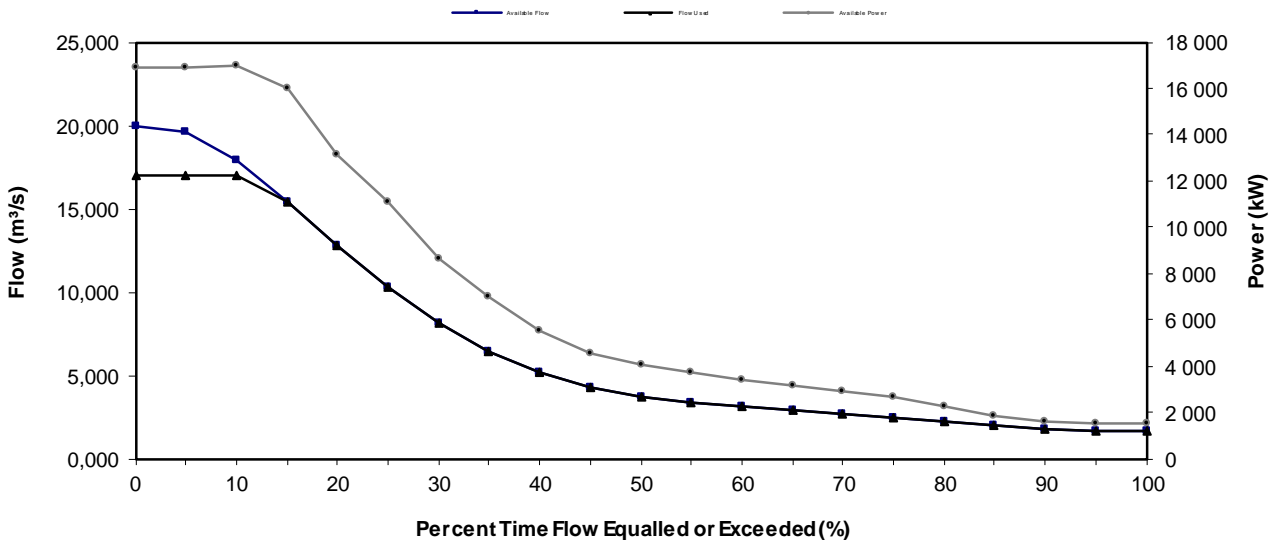
Units: Metric

| Site Conditions | | Estimate | Notes/Range |
|-------------------------------|------|----------|---|
| Project name | | ГЭС-2 | See Online Manual |
| Project location | | Байынкoл | |
| Latitude of project location | °N | | -90.00 to 90.00 |
| Longitude of project location | °E | | -180.00 to 180.00 |
| Gross head | m | 128,00 | |
| Maximum tailwater effect | m | 0,50 | |
| Residual flow | m³/s | 0,00 | → Complete Hydrology & Load sheet |
| Firm flow | m³/s | 1,70 | |

| System Characteristics | | Estimate | Notes/Range |
|-----------------------------------|---------|--------------|---|
| Grid type | - | Central-grid | |
| Design flow | m³/s | 17,000 | → Complete Equipment Data sheet |
| Turbine type | - | Francis | |
| Number of turbines | turbine | 4 | |
| Turbine peak efficiency | % | 92,5% | |
| Turbine efficiency at design flow | % | 89,0% | |
| Maximum hydraulic losses | % | 6% | 2% to 7% |
| Generator efficiency | % | 95% | 93% to 97% |
| Transformer losses | % | 0% | 1% to 2% |
| Parasitic electricity losses | % | 0% | 1% to 3% |
| Annual downtime losses | % | 0% | 2% to 7% |

| Annual Energy Production | | Estimate | Notes/Range |
|-----------------------------------|-----|----------|-------------|
| Small hydro plant capacity | kW | 16 967 | |
| | MW | 16,967 | |
| Small hydro plant firm capacity | kW | 1 525 | |
| Available flow adjustment factor | - | 1,00 | |
| Small hydro plant capacity factor | % | 40% | 40% to 95% |
| Renewable energy delivered | MWh | 59 664 | |
| | GJ | 214 790 | |

Flow-Duration and Power Curves



[Complete Cost Analysis sheet](#)