

МАЛЫЕ ГЭС ДЛЯ ГОРНОДОБЫВАЮЩИХ И ЗОЛОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ УДАЛЕННЫХ РАЙОНОВ СИБИРИ И КРАЙНЕГО СЕВЕРА

SMALL HYDROPOWER STATIONS FOR MINING AND GOLD MINING ENTERPRISES IN REMOTE AREAS OF SIBERIA AND THE FAR NORTH

Сафронов Н. С.
Жолудева Е. Г.

Safronov N. S.
Zholudeva E. G.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

гидроэнергетика Арктики, МГЭС для АЗРФ, энергообеспечение удаленных изолированных территорий, собственная генерация для предприятий горнодобывающей и золотодобывающей продукция, климатические проекты

KEY WORDS:

hydroelectric power of the Arctic, SHPP for the Russian Arctic, energy supply of remote isolated territories, own generation for mining and gold mining enterprises, climate projects

АННОТАЦИЯ

Вопросы эффективного энергообеспечения промышленных объектов Арктики и Сибири остаются актуальными. Сотни горнодобывающих и золотодобывающих предприятий Сибири и Крайнего Севера работают в удаленных, труднодоступных районах с децентрализованным энергоснабжением, получая электроэнергию от дизельных электростанций (ДЭС). Строительство малых гидроэлектростанций сможет изменить условия работы и жизни этих людей, обеспечив относительную дешевизну электроэнергии, энергетическую безопасность регионов и способствуя экономическому развитию в соответствии с целями устойчивого развития.

ABSTRACT

Efficient energy supply of industrial facilities in the Arctic and Siberia is actual. Hundreds of mining and gold mining enterprises in Siberia and the Far North operate in remote, hard-to-reach areas with decentralized energy supply, receiving electricity from diesel power plants (DES). The construction of small hydroelectric power plants can change the working and living conditions of these people, ensuring cheap electricity, the energy security of the regions and contributing to economic development and meeting the goals of sustainable development.



Сафронов Н. С.

Д.э.н., профессор, академик Российской академии естественных наук, председатель правления Национального агентства по энергосбережению и возобновляемым источникам энергии.

—
safronov_n@naevi.ru

Safronov N. S.

Doctor of Economics, Professor, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, Chairman of the Board of The National Agency of Energy Saving and Renewable Energy.

—
safronov_n@naevi.ru



Жолудева Е. Г.

К.э.н., заместитель председателя правления Национального агентства по энергосбережению и возобновляемым источникам энергии, руководитель рабочей группы «ESG, экология и декарбонизация» Гильдии организаций энергетического комплекса при Московской торгово-промышленной палате.

—
joloudeva@list.ru

Zholudeva E. G.

PhD in Economics, Deputy Chairman of the Board of the National Agency for Energy Conservation and Renewable Energy Sources, Head of the working Group “ESG, Ecology and Decarbonization” of the Guild of Energy Complex Organizations at the Moscow Chamber of Commerce and Industry.

—
joloudeva@list.ru

Введение

Каждый год совершается фактически акт героизма — Северный завоз

Вопросы эффективного энергообеспечения промышленных объектов Арктики и Сибири остаются весьма актуальными. Россия обладает огромным потенциалом развития экономики благодаря неисчерпаемым ресурсам. Однако 70 % территории страны не имеют центрального электроснабжения, а значительная часть ресурсов находится именно на этих территориях. На сегодня каждый год совершается фактически акт героизма — Северный завоз. 3 миллиона человек в 23 регионах проживают на территории Северного завоза, 3,2 миллиона тонн грузов стоимостью 87 млрд руб. завозится ежегодно, при этом 75 % от стоимости завоза или 65 млрд руб. составляют топливно-энергетические ресурсы. Соответственно, и тарифы на электроэнергию остаются весьма высокими — от 29 руб./кВт·ч до 1962 руб./кВт·ч (на примере Республики Саха). Дорогая электроэнергия — дорогая продукция.

Учитывая, что в России 2,5 миллиона малых рек, ежегодный потенциал малой гидрогенерации в РФ оценивается в размере 60 млрд кВт·ч, из которых в настоящее время используется не более 1 %. На сегодня работает чуть более 100 малых ГЭС мощностью 0,15 ГВт, в то время как работа 104 крупных ГЭС обеспечивает

Судьба нескольких тысяч заброшенных малых ГЭС в России, сооруженных после Второй мировой войны, по сути дела, трагична

общую мощность в 52,3 ГВт. Доля гидроэнергетики в структуре установленной мощности ЭЭС России — 20,35 %. У всех на слуху громадные ГЭС, построенные еще в советское время, между тем, судьба нескольких тысяч заброшенных малых ГЭС в России, сооруженных после Второй мировой войны, по сути дела, трагична.

В 1997 году была разработана Программа «Энергообеспечение районов Крайнего Севера и приравненных к ним территорий, а также мест проживания малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока за счет использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии и других видов топлива на 1996–2000 годы» (Энергообеспечение северных территорий). Цель создания программы — сокращение использования дизельного топлива в населенных пунктах с децентрализованным энергоснабжением. Общее количество малых ГЭС, указанное в программе, — 333 с установленной мощностью 168 МВт, объем вырабатываемой электроэнергии — 512,26 млн кВт·ч/год, объем завозимого дизельного топлива — 133,3 тыс. тонн/год, предусмотренное сокращение эмиссии CO₂ — 512 тонн в год [1].

Опыт строительства ГЭС в Арктической зоне России имеется: Усть-Хантайская ГЭС — 511 МВт, Колымский каскад ГЭС — 1068 МВт; 17 МГЭС построено в Мурманской области, 2 — в Якутии, 1 — в Архангельской области. Международный опыт показывает, что 8 стран Арктической зоны используют гидроэнергетику по максимуму, включая страны с климатом, схожим с Россией (Норвегия, Исландия, Канада, Гренландия). У России есть возможности использования малых ГЭС для обеспечения энергетической безопасности в отдаленных населенных пунктах на севере страны, где нет центрального энергоснабжения, при этом значительно сокращая объем Северного завоза и снижая углеродный след предприятий и регионов [2].

История

Первопроходцами в деле создания ГЭС были золотодобытчики. Первая гидроэлектростанция в Восточной Сибири была построена в 1896 году на реке Ныгра, притоке реки Вача, в Иркутской губернии. Станция имела две турбины с общим горизонтальным валом, которые вращали три динамо-машины мощностью 100 кВт. Оборудование было закуплено у немецких фирм «Лаймер» и «Шуккерт». Оборудование везли из Германии в Нижний Новгород по железной дороге, затем пароходом по рекам Волга и Кама в Пермь, затем сухопутным транспортом через Тюмень и Томск в Качуг, потом пароходом по рекам Лена и Витим до пристани Бодайбо, и наконец, на лошадях к золотым приискам. Ныгринская ГЭС имела мощность 300 кВт и снабжала электроэнергией Ленские золотые прииски. За этой станцией в 1898 г. последовала аналогичная ГЭС мощностью 430 кВт на реке Бодайбо. К 1914 г. в Бодайбинском уезде были построены еще четыре ГЭС. Всего в Ленском золотопромышленном районе было построено шесть ГЭС общей установленной мощностью 2,8 МВт. Эти ГЭС работали каскадом, объединенным в единую сеть, что стало первым опытом в России эксплуатации ГЭС в единой энергосистеме. Электроэнергия, вырабатываемая этими гидроэлектростанциями, использовалась в промышленных целях для механизации многих трудоемких процессов на золотых приисках, а также для бытовых нужд. Малые ГЭС в Иркутской области эксплуатировались до 1976 года, последней закрылась Полежаевская ГЭС.

Состояние проблемы сегодня

Вопрос обеспечения дешевой электроэнергией промышленных объектов остается актуальным и на сегодняшний день. Тысячи горнодобывающих предприятий за Уралом работают в районах с децентрализованным энергоснабжением (что особенно значимо для удаленных районов Сибири и Крайнего Севера), получая электроэнергию от дизельных электростанций (ДЭС). Строительство малых гидро-

электростанций может изменить условия работы и жизни этих людей, обеспечив энергетическую безопасность регионов и способствуя экономическому развитию. Нам хорошо известна специфика добычи золота из россыпных месторождений. Известно точное количество предприятий, занимающихся этой деятельностью, и можно с уверенностью сказать, что они расположены вдали от ЛЭП и транспортных артерий, и многие из них перевозят материалы, в том числе дизельное топливо, на сотни километров по зимникам. В таких условиях единственным источником электроэнергии, как было сказано выше, является ДЭС. Известно, что на производство 1 кВт·ч электроэнергии расходуется около 250 грамм дизельного топлива, которое постоянно дорожает. Сегодня, например, себестоимость производства 1 кВт·ч электроэнергии на удаленных предприятиях Чукотского автономного округа уже превысила 30 руб., а в некоторых районах Якутии — 100 руб. При такой цене значительно возрастают эксплуатационные расходы, что делает разработку многих месторождений невыгодной.

Сибирь и Крайний Север покрыты густой сетью малых и средних рек, пригодных для строительства малых гидроэлектростанций (МГЭС)

В то же время Сибирь и Крайний Север покрыты густой сетью малых и средних рек, пригодных для строительства малых гидроэлектростанций (МГЭС), которые по сравнению с крупными ГЭС имеют ряд преимуществ: не требуется затопление территорий, перенос населённых пунктов, развитие новой инфраструктуры, смена условий судоходства, обеспечение благоприятных условий для миграции рыб. В некоторых малых и средних реках расход воды зимой отсутствует или становится настолько низким, что выработка электроэнергии становится невозможной. Однако даже в условиях сезонности эксплуатация МГЭС экономически целесообразна, особенно для предприятий с сезонной работой, а именно занимающихся добычей золота из россыпных месторождений в тёплый период года. На этих предприятиях промывка песка возможна только после появления воды в ручьях и начала естественного оттаивания мерзлых песков. После прекращения таяния песка сезон заканчивается, то есть производственный период по календарю горнодобывающих предприятий совпадает с наличием в водотоках необходимых дебитов воды.

Малые ГЭС могут быть построены и для предприятий с круглогодичным производством, например, при разработке рудных месторождений, так как не все реки перемерзают до дна и расход воды в них достаточен для работы малых ГЭС при отрицательных температурах наружного воздуха.

Вопросы энергообеспечения месторождений

Россыпные месторождения обычно располагаются в долинах рек и ручьев, и старатели имеют большой опыт строительства и эксплуатации дамб, деривационных каналов, аварийных водосбросов, котлованов и других гидротехнических сооружений с использованием местных рыхлых отложений для всех грунтовых сооружений, способных обеспечить для малых гидроэлектростанций (МГЭС) низкого давления рабочий напор 3–6 метров. Это существенно снижает стоимость земляных работ. Поэтому основные необходимые капитальные вложения при строительстве МГЭС связаны с приобретением гидроагрегатов.

Водный кодекс РФ не препятствует строительству МГЭС при соблюдении экологических требований

Так как в основном горнодобывающие предприятия планируют разрабатывать запасы полезных ископаемых в течение 10–15 лет, то МГЭС следует считать временными сооружениями, не требующими больших капиталовложений. Для больших рек шириной 100–200 м возможно строительство продольной дамбы для водоподводящего канала МГЭС вдоль русла реки, а для небольших рек шириной до 30–40 м целесообразно полное перекрытие русла с устройством пологого аварийного водослива с рыбходом. Водный кодекс РФ не препятствует строительству МГЭС при соблюдении экологических требований. Предлагаем рассмотреть несколько технических решений, которые могут быть реализованы для снижения капитальных вложений в строительство временных низконапорных МГЭС.

Во-первых, может использоваться бесплотинная деривационная схема с устройством водозабора, обеспечивающего отвод воды из реки в деривацию, где напор получается за счет разности уклонов воды в реке и в деривации. Деривация может быть выполнена в виде открытого канала, трубопровода и туннеля.

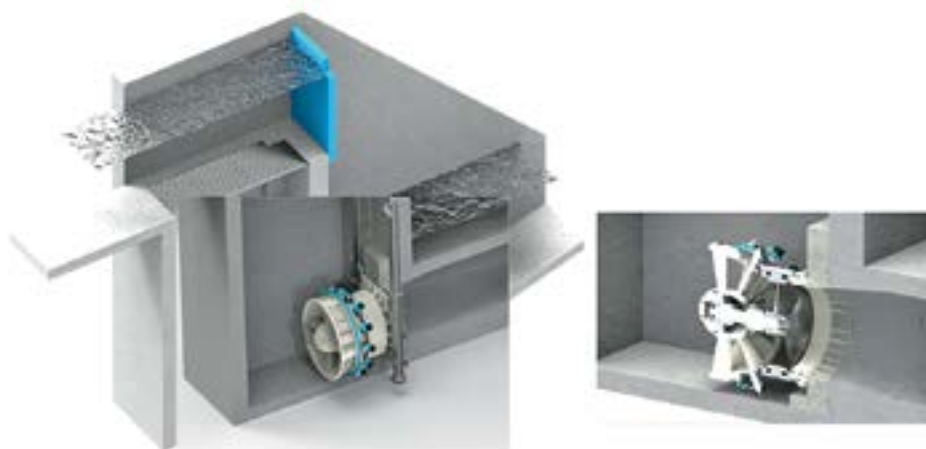
Во-вторых, применение плотин минимальной, но экономически обоснованной высоты позволяет значительно снизить затраты на земляные и бетонные работы. Кроме того, можно исключить дорогостоящие мероприятия по борьбе с фильтрацией через тело плотины и ограждающие дамбы, поскольку они не являются технически или экономически необходимыми. Устройство аварийных водосбросов можно сделать из местного грунта с каменной насыпью по дну и берегам. Небольшая высота плотины позволяет обеспечить надежность водосброса в деривационной схеме, обеспечивающей отвод воды из реки в деривацию, и использование его в качестве рыбохода с требуемым уклоном при относительно небольших затратах.

В-третьих, возможно использование цифровой автоматизированной мобильной мини-ГЭС контейнерного типа — «SmarT» с единичной мощностью от 100 кВт до



1000 кВт, которая устанавливается на берегу реки и присоединяется к плотине (дамбе), деривационному каналу, водозабору с помощью трубопровода, осуществляя водосброс в русло реки ниже по течению. Все оборудование компактно размещается в 20-футовом контейнере (6x2,5x2,5 метров) или 40-футовом контейнере (12x2,5x2,5 метров).

В-четвертых, можно использовать цифровую автоматизированную мобильную мини-ГЭС — Kaplan EVO — «подводного» типа с единичной мощностью от 100 кВт до 2000 кВт, которая может быть интегрирована в действующее ГЭС и не требует строительства здания ГЭС. Смонтированная на единой раме, турбина может быть



полностью поднята для обслуживания. Водолазы и дополнительное насосное оборудование не нужны.

Небольшой вес мини-ГЭС «SmarT» и «Kaplan EVO» (от 8 до 10 тонн) дает возможность их доставки до места установки любым видом транспорта, в том числе воздушным. Установка генератора и турбины на единой раме в полной заводской готовности дает возможность лёгкого и быстрого (от 1 до 2 месяцев) монтажа в условиях вечной мерзлоты на низконапорных плотинах от 3 м до 10 м. Автоматизированная система управления гидроагрегатом с интерфейсами визуализации и технологиями удаленного контроля эксплуатации SCADA (не требующей присутствия постоянного персонала на станции и обладающей «защитой от дурака») сводит к минимуму эксплуатационные затраты и повышает надежность гидрооборудования.

Использование МГЭС «SmarT» и «Kaplan EVO» возможно при низких температурах Арктической зоны, 100 % оборудования подлежит демонтажу в случае исчерпания производственных ресурсов в данной локации и переноса его на новое место эксплуатации. Эти технические решения и оборудование значительно сокращают капитальные вложения в строительство временных МГЭС и делают их более целесообразными экономически.

Преимущества установки мини-ГЭС

- Генерация от возобновляемого источника, более стабильного, чем ветер и солнечный свет.
- Близость к конечному потребителю, минимальные энергетические потери на транспортировку.
- Полное отсутствие выбросов в атмосферу, минимальное воздействие на водные бассейны.
- Устранение зависимости от поставок органического топлива, бесперебойное обеспечение потребителей энергией МГЭС «SmarT» в районах Дальнего Востока и Крайнего Севера.
- Возможность использования «SmarT» при низких температурах (есть многолетний опыт эксплуатации «SmarT» в странах Арктической зоны: Норвегии, Канады, Исландии, Швеции).
- Дешевая и простая установка бесплотинных МГЭС «SmarT».
- Низкая себестоимость произведенного МГЭС «SmarT» электричества: около 0,5–1,0 руб. за кВт·час (за счет низких эксплуатационных расходов и фактического отсутствия «топливной составляющей» в себестоимости, так как вся вода, проходящая через гидроагрегаты, полностью возвращается в реку).
- Быстрая окупаемость МГЭС — в зависимости от конструктивных особенностей окупаемость проекта может составлять от 1 года до 5 лет.
- Долговечность — срок службы основного технологического оборудования МГЭС «SmarT» — гидротурбин — на рабочих режимах составляет 78 лет.
- Отсутствие необходимости создания дорогостоящих гидросооружений: плотин, водохранилищ; отсутствие затопляемых МГЭС «SmarT» территорий.
- Сохранение ландшафта и окружающей среды в процессе строительства и на этапе эксплуатации.
- Соответствие строительства малых ГЭС как климатических проектов парадигме устойчивого низкоуглеродного развития экономики, сокращение выбросов парниковых газов (ПГ), по результатам которого могут быть выпущены в обращение углеродные единицы. Есть также возможность использования «зеленых сертификатов» и прочих «зеленых» финансовых инструментов.

Полное отсутствие выбросов в атмосферу, минимальное воздействие на водные бассейны

- Долгий и экономически эффективный жизненный цикл малой ГЭС — несмотря на длительный этап изучения створа для будущей малой ГЭС: изысканий и проектирования, ее работа позволяет получать стабильный доход как минимум 50 лет.

Сравнительные финансово-экономические показатели использования дизель-генераторной установки (ДГУ) и малой гидроэлектростанции (МГЭС) мощностью 1 МВт для энергоснабжения горнодобывающих предприятий

Командой специалистов НП «НАЭВИ» и ООО «Глобал Гидро Рус» был разработан проект строительства гидротехнического сооружения, а также проведена предварительная работа по сбору необходимых данных по основным технико-экономическим показателям. Также были сделаны расчеты для оценки ожидаемой стоимости электроэнергии. Результаты были сведены в виде таблиц. Предлагаемые капитальные вложения предусматривали строительство 10-километровой линии электропередачи мощностью 10 кВ. Если принять срок службы МГЭС в 10 лет и себестоимость 1 кВт·ч в 1,6 руб., то годовая экономия составит от 74 млн руб., если дизельные электростанции будут отключены только в теплое время года, и до 120 млн руб. при круглогодичной эксплуатации МГЭС. В результате для получения прибыли потребуется около 2,5–4 лет после запуска МГЭС. Помимо предприятий по добыче золота, из работы малых гидроэлектростанций могут извлечь выгоду и малые населенные пункты, поскольку МГЭС могут эффективно работать в течение продолжительных периодов времени.

Расчет для малой ГЭС мощности 1 МВт, проектируемой на территории Таймырского Долгано-Ненецкого района (муниципальный район Красноярского края, река Черная (180 км севернее г. Норильска)). Период работы ГЭС — 4 месяца в год.

ТАБЛИЦА 1. СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТАТЕЙ ЗАТРАТ ПО МГЭС И ДГУ.

Стадия реализации проекта	Затраты по МГЭС	Затраты по дизельной генерации
Изыскания и проектирование	30 млн руб.	3 млн руб.
Закупка и доставка оборудования	100 млн руб.	34 млн руб.
Строительно-монтажные работы	145 млн руб.	25 млн руб. (нефтебаза на 400 м³)
Прочие работы	25 млн руб.	3 млн руб.
Итого затраты всех стадий:	300 млн руб.	65 млн руб.

Источник: <https://www.global-hydro.ru/globalhydrorus>

ТАБЛИЦА 2. СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ МГЭС И ДГУ.

Технико-экономический параметр	Мини-ГЭС	Дизельная генерация
Установленная мощность	1000 кВт	1408 кВт (1х-1120 кВт; 2х144 кВт)
Полезная выработка э/э (120 дней в году)	2460000 кВт·ч	2460000 кВт·ч
Расходы на топливо за период (120 дней)	0,1 млн руб.	73,8 млн руб.
Ежегодные расходы на сервис и ремонт	4 млн руб.	4 млн руб.

Источник: <https://www.global-hydro.ru/globalhydrorus>

ТАБЛИЦА 3.
ВЛИЯНИЕ ВРЕМЕНИ РАБОТЫ МГЭС НА СРОК ОКУПАЕМОСТИ МГЭС И ВЕЛИЧИНУ ЭКОНОМИИ ТОПЛИВА.

Время работы МГЭС (сутки в год)	Экономия топлива (млн руб.)	Окупаемость МГЭС (лет)
166	120	2,5
145	105	2,8
125	90	3,3
104	75	4
83	60	5

Источник: <https://www.global-hydro.ru/globalhydroorus>

Заключение

1. Строительство малых ГЭС в Арктической зоне России для обеспечения энергией поселений и промышленных предприятий на изолированных труднодоступных территориях с учетом существующих тарифов целесообразно и экономически выгодно. Средний срок окупаемости таких проектов может составить около 5 лет.
2. Строительство и эксплуатация МГЭС «Smart» («строй — владей — эксплуатируй») — не просто долгосрочное высокотехнологическое и экологически безопасное решение, но и высокорентабельный бизнес.
3. Гидрооборудование с учетом работы в Арктической зоне есть возможность быстро получить из-за рубежа — с дальнейшей локализацией в России.
4. Необходимо реанимировать программу «Энергообеспечение северных территорий», разработанную в 1997 году.
5. Востребованность продуктов «зеленой энергетики» стремительно растет. Мир меняется очень быстро, а значит, и экономике необходимо быстро реагировать на возникающие вызовы. Оформление строительства МГЭС в качестве климатического проекта обеспечивает снижение углеродного следа, по результатам которого могут быть выпущены в обращение углеродные единицы, а также «зеленые» сертификаты. Важно использовать эти возможности и преимущества перехода к новой, чистой, эффективной экономике.

Литература

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 28 августа 1997 г. № 1093, г. Москва «О программе „Энергообеспечение районов Крайнего Севера и приравненных к ним территорий, а также мест проживания коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока за счет использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии и местных видов топлива на 1997–2000 годы“».
2. Аналитический обзор «Гидроэнергетика России и зарубежных стран», подготовленный Фондом «Центр стратегических разработок» совместно с Ассоциацией «Гидроэнергетика России», декабрь 2022.

References

1. Resolution of the Government of the Russian Federation of August 28, 1997 No. 1093, Moscow “On the program ‘Energy supply of the regions of the Far North and territories Equated to Them, as well as places of residence of indigenous peoples of the North, Siberia and the Far East through the use of unconventional renewable energy sources and local fuels for 1997–2000”.
2. Analytical review “Hydropower of Russia and Foreign countries” prepared by the Center for Strategic Research Foundation together with the Association “Hydropower of Russia”, December 2022.