

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования

«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

ПОПОВ МИХАИЛ МИХАЙЛОВИЧ

**АВТОНОМНЫЕ МИКРОГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ С УПРАВЛЯЕМЫМ
БАЛАНСОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

Специальность: 2.4.2 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук,
профессор Лукутин Б.В.

ТОМСК – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
Глава 1 АКТУАЛЬНЫЕ ТРЕНДЫ РАЗВИТИЯ МИКРОГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ КАК ЭФФЕКТИВНОГО ИСТОЧНИКА ЭНЕРГИИ	10
1.1 Отечественный и зарубежный опыт применения микрогидроэнергетики.....	10
1.2 Современные тренды развития микрогидроэнергетики	18
1.3 Классификация деривационных микроГЭС по способам стабилизации выходного напряжения.....	27
1.4 Выводы по первой главе.....	37
Глава 2 МОДЕЛИРОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ИНВЕРТОРНОЙ МИКРОГЭС С УПРАВЛЕНИЕМ ГИДРОАГРЕГАТА ПО ЦЕПИ ЯКОРЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРА	39
2.1 Задачи исследования и формулировка требований к математическому описанию процессов энергопреобразования в микроГЭС.....	39
2.2 Моделирование гидроагрегата	40
2.3 Моделирование гидравлических потерь напорного трубопровода.....	47
2.4 Выбор типа и моделирование разрядно-зарядных характеристик аккумуляторной батареи..	50
2.5 Выводы по второй главе	59
Глава 3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ РАБОЧЕГО ПОТОКА ВОДЫ ИНВЕРТОРНОЙ МИКРОГЭС С ПОМОЩЬЮ АККУМУЛЯТОРНЫХ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	61
3.1 Разработка структуры и алгоритма работы микроГЭС с аккумуляторным балластом	61
3.2 Исследование режимов работы микроГЭС с балластом аккумуляторного типа.	72
3.3 Экономические преимущества микроГЭС с аккумуляторным балластом.....	80
3.4 Выводы по третьей главе.....	86
ГЛАВА 4 ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ИНВЕРТОРНЫЕ МИКРОГЭС	88
4.1 Инверторные микроГЭС с управлением балласта по технологии поиска максимума мощности гидротурбины. Алгоритм работы	88
4.2 Моделирование и оптимизация состава и режимов работы МРРТ-балласта при изменении энергетических характеристик рабочего потока воды микроГЭС	100
4.3 Экономические характеристики и преимущества инверторных микроГЭС с МРРТ-балластом	106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	119
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	122

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Обеспечение гарантированного энергоснабжения автономных потребителей в регионах с дефицитом энергии может быть достигнуто за счет использования гидроэнергетического потенциала малых рек, с помощью создания высокоэффективного оборудования для микрогидроэлектростанций (микроГЭС).

На это указывают глобальные тенденции перехода к устойчивому и экологически чистому энергоснабжению, а также изменения в макроэкономической ситуации в России, связанные с существенным подорожанием энергоносителей. Это объективно приведет к необходимости развития возобновляемой энергетики (ВИЭ), в том числе малой гидроэнергетики.

Положительные примеры эффективного использования энергии малых рек и ручьев способствовали формированию понимания среди потенциальных потребителей, административных органов, министерств и ведомств необходимости и возможности применения малой гидроэнергетики для электрификации населенных пунктов, развития небольших производств и повышения качества жизни населения.

Однако в России этот процесс имеет свои особенности, связанные не только с большими запасами углеводородов, но и с разнообразием природно-климатических условий, включая зоны с экстремальными климатическими характеристиками, что усложняет задачи для разработчиков оборудования для малой энергетики.

Новые материалы и технологии позволяют создавать новое оборудование на базе более совершенных технологических схем и эффективнее использовать гидравлическую энергию. Однако этот процесс сдерживается высокой стоимостью гидравлического оборудования, не достаточной эффективностью процессов преобразования энергии потока воды в электрическую энергию.

Степень разработанности темы исследования. Среди отечественных исследовательских школ по тематике научно-технического обоснования

практического применения ВИЭ необходимо отметить работы известных российских и зарубежных ученых, таких как: В.С. Квятковского, Н.И. Воропая, Ж.И. Алфёрова, В.И. Виссарионова, БВ. Лукутина, Н.Е. Жуковского, В.В. Елистратова, С.Г. Обухова и др. Также трудно не оценить весомый вклад работ Я.И. Бляшко в вопросах применения гидротурбин в составе автономных систем электроснабжения. Среди иностранных исследователей необходимо отметить А.Т. Elsayed, А.А. Mohamed, О.А. Mohammed, D. Borkowski, E. Mudaheeranwa, J. Lee, J-W. Jung и др. Тем не менее, не смотря на большое количество работ, ряд научных задач, связанных с оптимизацией структуры и состава оборудования микроГЭС и режимов ее работы, требует более глубокой проработки с использованием современных достижений в области электротехники и возобновляемой энергетики.

Количество энергии, вырабатываемой микроГЭС в единицу времени, носит стохастический характер из-за variability расходов воды в реках. Поэтому целесообразно аккумулировать энергию для использования по мере необходимости, а не в момент ее выработки.

Комплекс решений рассматриваемой научно-технической задачи, должен быть обоснован разработкой энергоэффективных структур и алгоритмов управления систем электроснабжения на базе микроГЭС и основываться на интеллектуальных подходах по регулированию баланса генерируемой электроэнергии с использованием современных систем преобразования и накопления электроэнергии.

Объект исследования – автономный электротехнический комплекс на основе инверторной микроГЭС с аккумуляторными накопителями электроэнергии.

Предмет исследования – структурный синтез и оптимизация электротехнических комплексов на основе микроГЭС с силовыми преобразователями и накопителями электроэнергии, разработка алгоритмов эффективного управления.

Цель работы – повышение технико-экономической эффективности децентрализованных электротехнических комплексов электроснабжения на базе микроГЭС с помощью введения в их энергетический баланс управляемой величины

электроэнергии накопительных устройств и интеллектуальных технологий управления резистивным балластом.

Основные задачи исследования:

1. Проанализировать факторы, влияющие на технико-экономические показатели работы микроГЭС, изучить структуры построения автономных комплексов электроснабжения, на базе микроГЭС, определить пути повышения их энергоэффективности.

2. Разработать структуры и математические модели энергопреобразования автономных микроГЭС с силовыми преобразователями и накопителями электроэнергии.

3. Разработать энергоэффективные алгоритмы функционирования микроГЭС с силовыми преобразователями и накопителями электрической энергии, используемыми в качестве управляемого балласта.

4. Разработать структуру и алгоритм функционирования микроГЭС с балластной нагрузкой, управляемой по технологии поиска точки максимальной мощности гидроагрегата.

5. Провести анализ технико-экономической эффективности предлагаемых инверторных микроГЭС с управляемым энергетическим балансом по сравнению с промышленными образцами.

Научная новизна:

1. Предложены структура и алгоритм функционирования системы управления микроГЭС с регулируемым балластом, содержащим резистивные и аккумуляторные элементы, что позволяет практически двукратно повысить электрический коэффициент использования установленной мощности гидроагрегата микроГЭС по сравнению с промышленными образцами с резистивным балластом.

2. Разработана математическая модель поиска точки максимума мощности гидроагрегата микроГЭС, отличающиеся от известных учётом энергетических характеристик гидроагрегатов и динамики изменения водности горных рек.

3. Предложена структура и алгоритм функционирования микроГЭС с МРРТ-контроллером управления балластом, обеспечивающая работу гидроагрегата в режиме максимальной мощности при изменении энергии рабочего потока воды, что позволяет увеличить выработку электроэнергии на величину до 10%.

Теоретическая значимость работы. Основные положения и выводы диссертационного исследования вносят определенный вклад в дальнейшее развитие теории электротехнических комплексов электроснабжения, на основе автономных микроГЭС, с управляемым энергетическим балансом.

1) Показаны преимущества микроГЭС с интеграцией силового преобразующего оборудования и аккумуляторных накопителей электроэнергии.

2) Предложены математические и компьютерные модели энергопреобразования в генерирующем, преобразующем и аккумулирующем оборудовании микроГЭС, позволяющие исследовать как статический, так и динамический режимы автономной системы электроснабжения с микроГЭС.

Практическая значимость работы. Разработанные и реализованные в программном комплексе MATLAB оригинальные компьютерные модели микроГЭС, а также алгоритмы взаимодействия, преобразовательного, аккумулирующего и генерирующего оборудования могут использоваться в учебном процессе образовательных учреждений, проектными и производственными организациями – разработчиками и поставщиками оборудования микроГЭС.

Методология и методы исследований. При выполнении исследования использовались методы инженерного анализа и обобщения результатов, метод математического и компьютерного моделирования, а также общенаучные методы познания.

Положения, выносимые на защиту:

1. Гибридная резистивно-электрохимическая система балластной стабилизации режимов работы гидроагрегата деривационной микроГЭС, управляемая по разработанному алгоритму, отличается от известных возможностями увеличивать пиковую нагрузку на микроГЭС выше номинальных

значений для гидроагрегата или сокращать длину его напорного трубопровода.

2. Комплексная математическая модель работы инверторной микроГЭС деривационного типа с гибридной резистивной и электрохимической системой накопления электроэнергии, построенная на основе паспортных и экспериментальных данных промышленных гидроагрегатов с напорным трубопроводом и преобразующего электрооборудования, позволяет исследовать и оптимизировать по технико-экономическим критериям суточные энергетические балансы автономной системы электроснабжения на основе микроГЭС. Использование в комплексной модели соответствующих элементов библиотеки MATLAB, позволяет исследовать динамические процессы, вызванные переключениями элементов балластной нагрузки МРРТ-контроллера.

3. Структура и алгоритм функционирования МРРТ-контроллера управления мощностью балластной нагрузки гидроагрегата, отличающаяся от известных в возобновляемой энергетике, объектом управления и временными параметрами сканирования мощностной характеристики гидроагрегата, обеспечивают его работу с максимальным использованием энергии рабочего потока воды, независимо от внешних факторов, что позволяет увеличивать максимальную мощность, снимаемую с гидроагрегата на величину до 10%.

Степень достоверности и апробация результатов работы. Степень достоверности научных положений, выводов и рекомендаций обеспечена необходимым объемом исследований, включающих научный анализ и обобщение ранее опубликованных исследований, а также корректным применением известных теорий электротехники и методов математического и компьютерного моделирования электротехнических комплексов, результатами численных экспериментов с использованием общепризнанных программных комплексов.

Основные положения и результаты диссертации докладывались и обсуждались на X Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки и техники. Инноватика» (г. Уфа, 2023 г.), на Международной научно-практической конференции «Экологическая,

промышленная и энергетическая безопасность – 2023» (г. Севастополь, 2023 г.), на IX Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы энергетики» (Нижний Новгород, 2023 г.), на II Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Потенциал и вызовы развития возобновляемой энергетики» (г. Невинномыск, 2024 г.), на IV Всероссийской молодежной конференции с международным участием «Бутаковские чтения» (г. Томск, 2024 г.).

Личный вклад автора. Диссертационная работа является результатом самостоятельных исследований автора, где научные положения и результаты, определяющие научную новизну и практическую значимость работы, получены соискателем лично. Автором лично разработана модель для оптимизации микроГЭС и накопителей электроэнергии в составе электротехнического комплекса электроснабжения. Лично соискателем разработан алгоритм энергоэффективного управления элементами микроГЭС, использующий интеллектуальное управление поиска максимума отбора мощности. Личное участие автора подтверждено патентом РФ, публикациями и выступлениями на конференциях. Автором разработана принципиальная схема и конструкция физической экспериментальной модели инверторного генератора, для верификации математической модели. В опубликованных в соавторстве печатных работах, автору принадлежит научное обоснование принятых технических решений, разработка имитационных математических моделей, методик и алгоритмов. Анализ и обобщение результатов теоретических и экспериментальных исследований, выполнен автором совместно с научным руководителем.

Публикации. Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 4 печатных работах, в том числе в 1 статье в издании из Перечня ВАК: рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертации на соискание ученой степени кандидата наук, а также в 3 статьях в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus, а также получен 1 патент на изобретение РФ и 1 свидетельство

о регистрации ЭВМ.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, четырех глав с выводами по каждой из них, заключения, списка литературы, включающего 75 наименований. Диссертация изложена на 128 страницах машинописного текста, содержит 49 рисунков и 6 таблиц.

Глава 1 АКТУАЛЬНЫЕ ТРЕНДЫ РАЗВИТИЯ МИКРОГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ КАК ЭФФЕКТИВНОГО ИСТОЧНИКА ЭНЕРГИИ

1.1 Отечественный и зарубежный опыт применения микрогидроэнергетики

В современном мире невозможно отрицать значимость влияния урбанизации на природу и человека: неконтролируемый рост населения влечет за собой необходимость его энергетического и ресурсного обеспечения, что истощает ресурсы планеты и ухудшает ее экологию. В Российской Федерации 2017 год (далее по тексту - РФ) официально был объявлен годом экологии, в соответствии с указом президента РФ В.В. Путина. Как сказано в документе [1], целью такого решения является привлечение большего внимания общественности к проблематике экологии и повышению уровня экологической безопасности нашего государства. Решение экологических проблем требует, прежде всего развития «зеленой» энергетики с использованием природных возобновляемых энергоисточников для замещения части углеводородного энергетического сырья.

В свете складывающейся нелегкой экологической обстановки, в условиях возрастания энергетических потребностей человечества, возрастает необходимость поиска действенных мер по повышению энергоэффективности возобновляемых источников энергии (далее по тексту – ВИЭ). В настоящее время, вся мировая промышленность использует, в основном, исчерпаемые углеводороды. Как заявил глава Роснедр в 2022 году, рентабельности добычи и нефтяных запасов в России хватит на 33 года [2], динамика мировой добычи нефтепродуктов, так же снижается, что отражено на рисунке 1 [3].

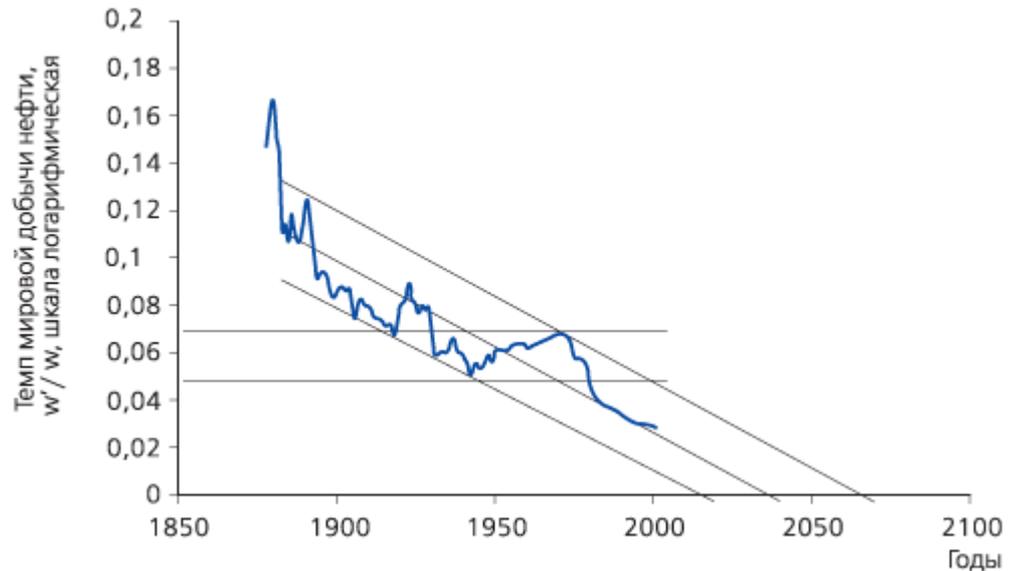


Рисунок 1 – Динамика темпов мировой добычи нефти

Еще в 1956 г. американский геофизик М.К. Хабберт опубликовал теорию о добыче нефти, которая набрала большую популярность и подтолкнула мировое сообщество к поискам альтернативных источников возобновляемой энергии, что дало толчок для развития целой отрасли. Согласно теории Хабберта («пик кривой Хабберта») возможно описать характер истощения ископаемых ресурсов, который будет соответствовать точке исчерпания половины запасов. После прохождения пика Хабберта сама по себе добыча начнет сокращаться, а стоимость и затраты на производство начнут возрастать. После публикации данной теории в разных странах началось исследование энергетического потенциала таких ресурсов, как солнца, ветра и воды.

К основным источникам ВИЭ относятся [4]:

- Солнечная энергетика;
- Ветроэнергетика;
- Микрогидроэнергетика;
- Энергия океанических течений;
- Энергия, получаемая от перепада океанических температур;
- Энергия, получаемая от использования геотермальных источников;

- Биоэнергетика.

Суммарно по данным на 2021 г., ВИЭ входят в энергетический баланс первичного мирового потребления лишь на 16,3%, включая ВИЭ на основе гидроэнергетики. По ряду причин Россия не входит в список стран, лидирующих по добыче энергии на основе ВИЭ. К основным причинам относятся:

- Низкая стоимость и высокая рентабельность углеводородов;
- Заниженная инвестиционная привлекательность;
- Длинный срок окупаемости инвестиционных проектов на основе ВИЭ;
- Климатические факторы (РФ расположена в трех различных климатических поясах, что влияет на способы и методы производства электроэнергии на основе ВИЭ).

На основе вышеперечисленных факторов большинство видов ВИЭ остаются малоэффективными в РФ. Следует отметить один вид ВИЭ - гидроэнергетика, который в РФ и в мире в целом, может быть представлен в более широком и эффективном формате. В нашей стране гидроэнергетика представлена на 15% в общем энергобалансе.

С учетом крупнейшей в России Саяно-Шушенской ГЭС, РусГидро объединяет более 60 гидроэлектростанций (далее по тексту – ГЭС), в том числе 9 станций Волжско-Камского каскада общей установленной мощностью более 10 000 МВт, первенца большой гидроэнергетики на Дальнем Востоке Зейскую ГЭС (1 330 МВт), Бурейскую ГЭС (2 010 МВт), Новосибирскую ГЭС (490 МВт) и несколько десятков гидроэлектростанций на Северном Кавказе, включая самую высоконапорную в России Зарамагскую ГЭС-1 [5]. При этом, как отмечается, именно РФ является вторым мировым энергооператором по уровню обеспеченности гидрогенерацией, при уровне освоения гидроэнергетического потенциала на 20%.

В настоящий момент в РФ гидроэлектроэнергетика представлена, в основном, крупными гидроэлектростанциями, которые, также, являются одними из градообразующих предприятий, обеспечивая рабочими местами население страны и повышая уровень присутствия ВИЭ в местной промышленности. По данным

системного оператора единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС») выработка ГЭС за 2021 год составила 209,5 млрд кВт·ч (на 1,0 % больше, чем в 2020 году) [6, 7], динамика генерации от ВИЭ в РФ представлена на рисунке 2.

Энергоустановки	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Малые и микроГЭС	2,8/680	3,5 850	10/2430	20/4800
Ветроустановки	0,0097/ 12	0,21 120	2,6/1500	17,6/ 7000
Геотермальные энергоустановки	0,4/71	0,6 90	2/300	6/750
Энергоустановки на биомассе	5,2/1413	13,5 2800	22/5000	34,9/ 7850
Приливные энергоустановки	–/1,5	–/ 1,5	0,024/12	2,3/4500
Солнечные энергоустановки	0,0002/ 0,02	0,0003 0,02	0,002/ 1,5	0,018/ 12,1
Волновые и другие энергоустановки	–	–	0,08/20	0,5/250

Рисунок 2 – Выработка электроэнергии малыми ГЭС в России, МВт /млрд кВт·ч (2005-2020 гг.) по данным ПАО «РусГидро»

Как следует из рисунка 2, использование энергетического потенциала малых рек, обеспечивает заметный вклад в энергетику страны по сравнению с другими видами ВИЭ. Мировой опыт также показывает, что малая гидроэнергетика может занимать более лидирующие позиции, по сравнению с солнечной и ветряной энергетикой.

Наибольшее количество малых ГЭС построено в Западной Европе, Азии, Австралии, США и Канаде. Лидирующие позиции по малым ГЭС занимает Китай – к данному моменту в Китае построены 45 тыс. малых ГЭС общей установленной мощностью 55,12 млн кВт. Китай относится к числу стран с наиболее богатыми гидроэнергетическими ресурсами. По оценке экспертов, с технической точки зрения объем возможной для освоения гидроэнергии в Китае составляет 542 млн. кВт.

Однако к данному моменту доля фактически освоенной гидроэнергии достигла лишь 36 процентов. На фоне перехода страны к «низкоуглеродному обществу» ожидается расширение перспектив строительства малых ГЭС, к такому выводу пришли участники совещания [8].

Десятилетие 2010–2020 гг. стало самым успешным для мировой гидроэнергетики за всю историю — выработка увеличилась на четверть, отрасль обеспечила около 15% мирового прироста производства электроэнергии. Драйвером роста выступили Китай, на который пришлось более половины вводов новых мощностей, и прочие развивающиеся страны. В результате гидроэнергетика стала наиболее крупным и по установленной мощности (17 %) и выработке электроэнергии (15%) низкоуглеродным возобновляемым источником электроэнергии в мире, опережая атомную энергетику и все остальные ВИЭ.

На фоне роста производственных показателей роль гидроэнергетики в мировой энергетике в этот период была относительно стабильной с небольшим трендом к снижению. МЭА прогнозирует, что такая тенденция сохранится до 2030 г. и усилится в более долгосрочной перспективе до 2050 г. ввиду значительного снижения темпов роста производственных показателей в гидроэнергетике за счет освоения имеющегося гидроэнергетического потенциала, и ожидаемого бурного развития других видов ВИЭ — солнечной и ветровой энергетики.

Роль гидроэнергетики в декарбонизации мировой энергетики значительна, однако в перспективе основным элементом в энергетическом переходе станут солнечная и ветровая энергетика. Причина — ограниченные природные условия для развития гидроэнергетики и высокая степень освоения имеющегося гидропотенциала в большинстве стран, прежде всего в странах с перспективой роста энергопотребления [9]. Диаграмма изменений установленной мощности ГЭС в мире представлена на рисунке 3.

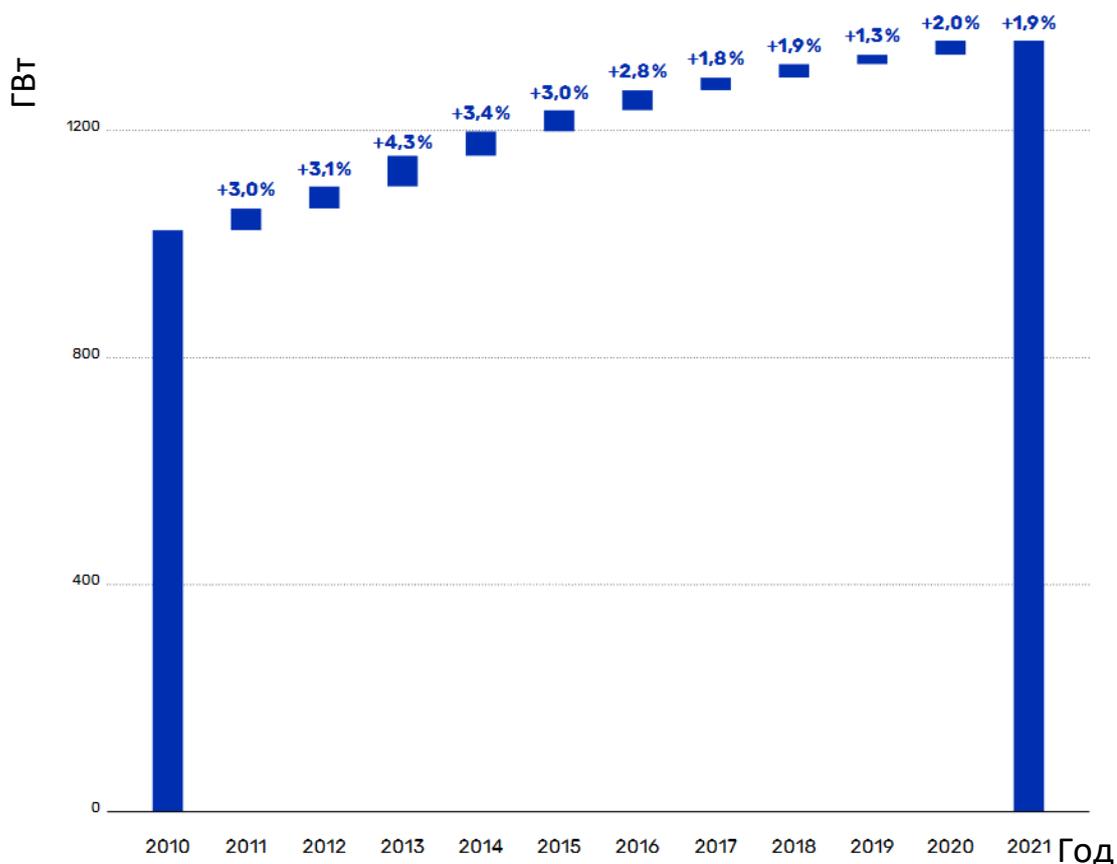


Рисунок 3 – Установленная мощность ГЭС в мировой практике в 2010-2021 гг., ГВт [9]

В 2021 г. установленная мощность ГЭС в мире достигла 1360 ГВт, что составляет 17 % суммарных мировых электроэнергетических мощностей. Безусловным лидером является Китай с долей 29 % суммарных мировых гидроэнергетических мощностей. Свыше половины мировой гидроэнергетики сконцентрирована в пяти странах — Китае, Бразилии, Канаде, США и России. За период 2010–2021 гг. по вводу новых мощностей ГЭС лидером с большим отрывом являлся Китай с показателем 174 ГВт, или около 50 % суммарного показателя по миру. Лидерство Китая было обеспечено, в том числе, реализацией крупнейших по мощности проектов (например, ГЭС «Три ущелья»). В число лидеров по вводу мощностей также входят Бразилия (2-е место в мире по абсолютному размеру установленных мощностей), Турция, Вьетнам, Индия, Канада. Россия с объемом

ввода 4,3 ГВт находится на 9-м месте [9]. В Китае также с 2015 года созданы Международная сеть малой гидроэнергетики (International Network on Small Hydro Power, INSHP) и Международный центр малой гидроэнергетики (International Center on Small Hydro Power, ICSHP).

Говоря о США, стоит отметить, что эта страна также нацелена на использование гидроэнергетики как альтернативного источника энергии, что подтверждается собственной государственной программой развития малой гидроэнергетики. По состоянию на 31.12.2021 в США в эксплуатации находятся 4017 генераторов суммарной установленной (паспортной) мощностью - 79981,5 МВт, в том числе:

- большие ГЭС (свыше 30 МВт) - 72448,2 МВт (90,58 %) с общим количеством генераторов 1528 единиц (38,04 %);

- малые ГЭС (от 0,1 до 30 МВт включительно) - 7533,3 МВт (9,42 %) с общим количеством 2489 единиц (61,96 %) [10].

Несмотря на то, что страны Европы и США активно осваивают гидроэнергетику, не стоит забывать, что ими уже освоена большая часть экономически целесообразного потенциала, что показывает пример Европы, которая уже освоила порядка 75%, Северная Америка затронула уже 70% своего экономически целесообразного запаса гидроэнергии.

В России же, напомним, этот потенциал еще далеко не освоен и колеблется в пределах лишь 20%, что дает огромные шансы на успешную экономическую и технологически выгодную модель для энергетического бизнеса. Принятая в России Энергетическая стратегия развития на период до 2030 года устанавливает определенные индикаторы развития ВИЭ на основе возобновляемых источников энергии, которые должны увеличить установленные мощности действующих и новых электростанций (на основе ВИЭ) в 9-14 раз.

Основной потенциал малых ГЭС в России может быть задействован для обеспечения электроэнергией удаленных регионов РФ, либо для замещения какого-либо вида топлива (дизельного и т.д.) для повышения экологической эффективности

субъектов энергетического кластера и с целью снижения затрат на производство энергии.

В России существует система регламентации работы малой гидроэнергетики на основе ГОСТ Р 51238-98 «Нетрадиционная энергетика. Гидроэнергетика малая. Термины и определения». Согласно ГОСТ все гидроэлектростанции классифицируются следующим образом:

- МикроГЭС – до 100 кВт;
- МиниГЭС – от 100 до 500 кВт;
- малые ГЭС (МГЭС) – от 500кВт до 30 МВт;
- средние ГЭС – до 1000 МВт;
- крупные ГЭС – свыше 1000 МВт.

Помимо данного ГОСТ в период с 2017 по 2022 гг. в РФ был принят ряд регламентирующих документов (национальных стандартов РФ) в сфере гидроэнергетики. Данные документы разрабатывались в структуре Технических комитетов по стандартизации [9].

Стоит отметить немаловажный фактор, который является актуальным в свете перспектив развития малой гидроэнергетики в РФ как ВИЭ – энергетический потенциал малых рек нашей страны (суммарное количество свыше 2,5 тыс. рек) может составлять порядка 381 млрд. кВт·ч. Так как гидроресурсы в РФ распределены неравномерно, то для расчета экономической эффективности и целесообразности построения малых и микроГЭС следует отметить такие регионы, как Сибирь – с 40% малых рек, Дальний Восток – с 35% рек и Европейскую часть РФ с 25% речного массива. В регионах, где возможно наиболее эффективное использование малых и микроГЭС, источниками для выработки возобновляемой энергии могут служить малые и средние реки с искусственным или естественным перепадами высот русла, либо также могут подходить каналы для орошения земли, ирригационные системы, включая искусственные водоемы.

Малая гидроэнергетика может быть незаменима в отдаленных регионах РФ, где невозможно сооружение крупных ГЭС, а имеется необходимость в

бесперебойной подаче электричества населению.

Ключевое преимущество использования энергии воды (вместо ветровых или солнечных станций) заключается в большей энергетической мощности и стабильности энергоносителя – потока воды, что обеспечивает отрасли приемлемые технико-экономические условия. Как отмечают в докладе «Центра стратегических разработок», гидроэнергетика в РФ имеет ряд преимуществ, по сравнению с другими альтернативными источниками энергии [9], а именно:

- Возможность использования ранее не использованных национальных ресурсов, чей энергетический потенциал не выработан и энергетически безопасен;
- Гидроэнергетика подразумевает не только «маневренность» и отсутствие прямой зависимости от погодных условий, но и несет в себе социально-экономический эффект от развития новых территорий;
- Относительно невысокая себестоимость получаемой электроэнергии, что позволяет открывать новые возможности для энергоемкого рынка и его конкурентоспособности.
- ГЭС являются «зеленым» источником энергии, чей углеродный след в 20-50 раз ниже производства и генерации электроэнергии на газе или угле.

1.2 Современные тренды развития микрогидроэнергетики

Развитие малой- и микрогидроэнергетики в РФ является перспективной задачей, поставленной Президентом перед Правительством РФ и входящей в Энергетическую стратегию России до 2030 года [11]. Одним из технических средств выполнения этой задачи в области малой- и микрогидроэнергетики может служить микроГЭС. С точки зрения экономической составляющей микроГЭС входят в число самых дешевых ВИЭ в локальном использовании, при наличии ресурса гидравлической энергии.

Следует также учитывать, что гидроэлектростанции подразделяются по способу создания напора. А именно:

- Безнапорные или свободнопоточные;
- Деривационные (при создании напора воды в специальном напорном трубопроводе);

- Плотинные, где напор создается с помощью построения плотины.

Собственно, микроГЭС содержит в себе следующие обязательные элементы конструкции: гидротурбина, электромашинный генератор, система стабилизации выходного напряжения и ряд сопутствующих элементов (в зависимости от каких-либо особенностей станции) [12]. В микроГЭС используются различные типы гидротурбин [12,13], например:

- Радиально-осевые;
- Импульсные;
- Осевые;
- Поворотно-лопастные;
- Турбины с горизонтальной и наклонной осями вращения и т.д.

Гидротурбины можно разделить на два типа по воздействию воды на рабочее колесо: активные (рисунок 4) и реактивные (рисунок 5). Основное отличие которых состоит в том, что в активных гидротурбинах рабочее колесо не погружено в поток воды, а в реактивных гидротурбинах оно помещено внутрь потока.

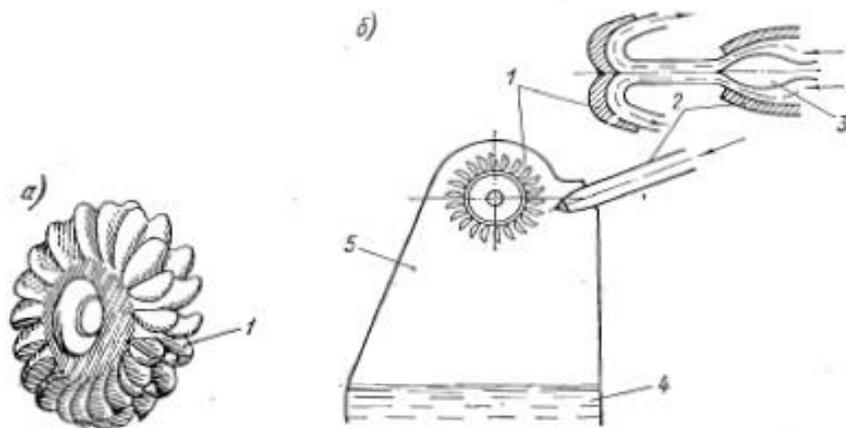


Рис. 8-1. Рабочее колесо (а) активной (копшовой) турбины (б)
1 — ковш рабочего колеса; 2 — сопло; 3 — регулирующая игла; 4 — отводящий канал; 5 — кожух

Рисунок 4 – Активная гидротурбина [14]

Активные гидротурбины применяются для производства электроэнергии в свободном потоке воды (по принципу работы водяной мельницы), либо в высоконапорных гидроагрегатах. Жесткость установки и простота исполнения – отличительные характеристики данного вида устройств гидротурбин.

Для повышения КПД преобразования энергии рабочего потока воды более эффективными являются гидротурбины реактивного типа, мощность которых определяется из выражения [12]:

$$P_t = 9,81QH\eta_t \quad (1.1)$$

где,

P_t – мощность на валу турбины, кВт;

Q – расход воды, м³/с;

H – рабочий напор, м;

η_t – КПД турбины, %.

Разновидности реактивных гидротурбин приведены на рисунке 5.

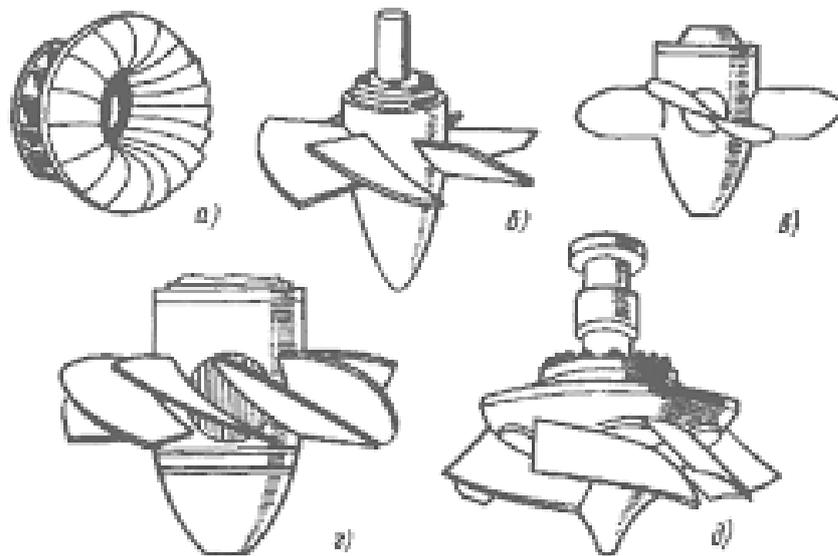


Рисунок 5 – Рабочие колеса реактивных гидротурбин: а – радиально-осевая; б – пропеллерная; в – поворотно-лопастная; г – двухперовая; д – диагональная [15]

Гидротурбины, где используется потенциальная энергия давления воды и они

изолированы от окружающей среды специальными установками – называются гидротурбинами реактивного типа. В них процесс преобразования энергии происходит при давлении на входе, превышающем атмосферное. При этом используется частично и скоростной напор. Класс реактивных турбин в зависимости от направления воды, поступающей к лопастям турбин, подразделяется на следующие системы: радиально-осевые, осевые (поворотные-лопастные и пропеллерные) и диагональные [15].

Также, в зарубежной практике, существует ряд микроГЭС на основе шнековых гидротурбин, работающих по принципу «водяной мельницы». Первая подобная винтовая турбина была разработана в Чехии в 1977 г. и является относительно новым устройством, основанным на гравитационном механическом приводе. Энергия водяного потока преобразуется во вращательную, передающуюся через редуктор для производства электричества. Вода поступает на лопасти ротора/винта, что и приводит к вращению турбины (рисунок 6).

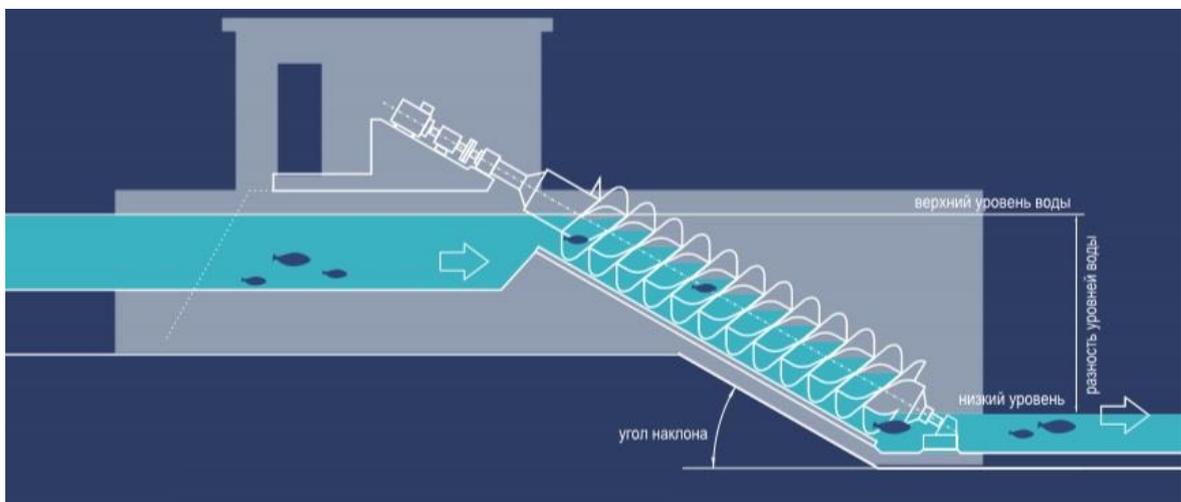


Рисунок 6 – Принцип работы шнековой гидротурбины [14]

Согласно заявленным качествам, шнековые гидротурбины оснащаются самонесущим желобом (нет необходимости цементирования желоба), а сама сборка помещается на плотину с минимизацией использования бетона, что сокращает затраты на строительство установки.

Данный тип турбин зачастую устанавливают на каналах с малым напором воды, например, за рубежом – в Италии и Польше. Мощность выработки электроэнергии варьируется от 5 кВт до 300 кВт и зависит от разности уровней воды (от 1 до 9 м.) и ее расхода.

Несмотря на заявленную простоту в использовании шнековых гидротурбин, у подобного принципа работы микроГЭС существует ряд недостатков, и основным из них (и самым дорогостоящим) является – необходимость изменения русла реки, т.е. сооружение плотинной установки. Также данный тип гидротурбин не может быть установлен на местности, где присутствует климатическая сезонность. Даже небольшое обледенение приводит к потере мощности или даже к полной остановке работы ГЭС [16].

В настоящее время микроГЭС востребованы на территориях с гористой местностью, что характерно для Дальнего Востока, Сибири, Урала, южных районов европейской части РФ. Одним из преимуществ использования подобного вида ВИЭ является отсутствие необходимости возведения плотинных сооружений, заменяемых напорным трубопроводом. МикроГЭС используются для частного электроснабжения коттеджей, мобильных групп геологов, фермерских хозяйств, туристов и так далее. Производство электроэнергии на микроГЭС, осуществляется с помощью последовательного гидромеханического и электромеханического преобразования первичного энергоресурса – потока воды, обладающего кинетической и потенциальной составляющими гидроэнергии. Относительно высокая энергетическая плотность потока воды по сравнению с другими природными возобновляемыми энергоресурсами: ветром, инсоляцией, а также возможность стабилизировать рабочий поток воды гидротурбины обеспечивают производство более дешевой электроэнергии по сравнению с другими установками возобновляемой энергетики.

В ряде источников предлагалась идея создания и оптимизации системы электроснабжения с эффективными источниками генерации энергии, которые могут использовать ВИЭ. Эта концепция направлена на создание оптимальной

конфигурации микросетей для повышения эффективности использования ВИЭ [17–19].

Говоря о современных трендах развития микроГЭС стоит отметить зарубежные исследования стран, которые поставили развитие гидроэнергетики, (включая микроГЭС) как инструмента по декарбонизации энергетической отрасли, на одно из первых мест в своей индустрии. Ряд стран (Китай, Турция, Индия, Непал, Индонезия, Бразилия и др.) уже объявили о своих планах увеличивать долю возобновляемых источников энергии за счет гидроэнергетики [9]. Множество зарубежных ученых исследуют возможности малой- и микрогидроэнергетики в Китае, Южной Азии и Европе [60-65, 67-71], а также анализируют разные факторы, влияющие на развитие малых и микроГЭС. К примеру, группа китайских ученых под руководством Б. Лиу исследуют возможности применения стохастического двойственного динамического программирования для оптимизации операционных систем каскадных сооружений в малых- и микроГЭС [60]. Команда Ю. Лиу активно ищут решения по декарбонизации Тибета и по выстраиванию механизмов «зеленой тарификации» (FIT) в области гидроэнергетики указанного региона [60]. Также в Китае набирают обороты гибридные модели гидроаккумулирующих электростанций, которые интегрируются в общую энергосистему, которая работает либо на солнечной, либо на ветровой энергии, повышая стабильность выходного напряжения и обеспечивая ее бесперебойность [62]. Но, китайские исследователи также говорят о неустойчивости применения малых и микроГЭС в условиях китайского климата, рассматривая различные социо- и эконометрические модели для улучшения ситуации на энергетическом рынке [63]. В настоящий момент, основные исследовательские интересы китайских ученых в области как большой, так и мини-энергетики сфокусированы на анализе и моделировании 3E-систем («the economy-energy-environment»), теории «связи» и на социо-гидрологической теории [64].

В последних исследованиях [65, 66] в странах Юго-Восточной Азии показано, что при грамотном использовании географических ресурсов, индонезийский

потенциал речной гидроэнергетики для производства электроэнергии с помощью микроГЭС составляет порядка 143 845 кВт, также отмечается, что применение турбин с нижним напором менее 5 метров увеличивает гидроэнергетический потенциал страны даже при использовании воды для орошения почвы. Но дальше подобных размышлений в области малой- и микроГЭС в Индонезии речь не идет и пока данный вид ВИЭ остается на очень низкой позиции.

В США малая- и микрогидроэнергетика занимает лидирующие позиции в общей доле всего североамериканского рынка гидроэнергетики и составляет совокупную часть в 60-70%. Согласно последним отчетам Департамента энергетики США, все больше станций оснащаются гибридной системой регулирования и распределения электроэнергии (всего в США насчитывается 23 микроГЭС) [67]. Еще к концу 2021 года было запланировано оснащение действующих мини- и микроГЭС дополнительными аккумуляторами для хранения нераспределенной электроэнергии в трех штатах (например, на Аляске: сеть малых ГЭС Terror Lake мощностью 33,8 МВт предлагалось оснастить аккумуляторами мощностью 3МВт; малых ГЭС Power Creek с мощностью выработки 7,25 МВт предлагалось дополнить батареей мощностью 1МВт).

Также исследования различных трендов применения мини- и микроГЭС ведутся в таких стран, как Турция, Австрия, Румыния и Греция. Например, в Греции исследуют роль гидроаккумулирующих систем в различного рода современных энергетических гибридных системах [68, 69]. По данным Международного энергетического агентства (International Energy Agency, IEA) доля гидроэнергетики среди ВИЭ в Европе равна 41,7% [70].

К зарубежным трендам в развитии микроГЭС стоит отнести технологические решения, применяемые в г. Дерезня-Загороды в Польше; инновационные шлюзовые рыбоподъемники, разработанные компанией Der Wasserwirt; турбины Turbulent, которые позволяют использовать потенциал водотоков с низким напором; и гидрокинетические турбины компании Smart Hydro Power, которые могут устанавливаться на реках, но также и на существующей инфраструктуре, например,

каналах или регулиционных дамбах [72, 73].

К современным трендам развития микроГЭС в России относятся гибридные энергокомплексы с гибридным накопителем энергии (различные типы батарей-накопителей). К примеру, в селе Улахан-Кюель Верхоянского района Якутии уже введена в эксплуатацию автоматизированная гибридная электростанция (АГЭК) Табалах [20]. Модульное исполнение позволяет применять гибридные комплексы для обеспечения электроэнергией децентрализованных жилых районов или для создания эффективного энергоснабжения в Арктической зоне [21]. По такому же принципу РусГидро планирует строительство гибридных энергокомплексов в количестве 66 шт. по Республике Саха (Якутия). Зачастую, в такого рода гибридных комплексах, используются дублирующие источники питания (особенно на время зимнего снижения энергоотдачи, покрытия реки льдом и т.д.), такие как дизельные электростанции.

В большинстве случаев, для микроГЭС применяется деривационная схема, с отводом части речного стока в напорный трубопровод гидротурбины и последующим его сбросом в ту же реку. Отсутствие плотины значительно сокращает сроки и капитальные затраты на сооружение электростанции, обеспечивая минимум негативного воздействия на окружающую среду. Стабилизация величины и частоты генерируемого напряжения осуществляется автобалластной системой, обеспечивающей стабилизацию электромеханического баланса гидроагрегата с постоянной энергией рабочего потока воды [22].

Комплектность поставки деривационной микроГЭС с автобалластным регулированием обычно включает в себя: гидротурбину, генератор, блок балластной нагрузки, устройство автоматического регулирования, затвор с приводом [12].

Известные достоинства рассматриваемого типа микроГЭС не исключают некоторых недостатков, связанных с трудностями достижения высокого качества выходного напряжения из-за изменяющихся коэффициента мощности и величины нагрузки. Кроме того, нестабильность графиков электропотребления снижает коэффициент использования установленной мощности гидрогенератора.

Утилизация энергии, рассеиваемой на балластных нагрузках, улучшает энергоэффективность микроГЭС, но вопрос количества и качества электроэнергии на балласте существенно ограничивает возможности ее полезного использования.

Перспективность применения микроГЭС оценивается качеством производимой электроэнергии, которое достигается ценой усложнения работы гидрогенератора в совокупности с преобразовательной частью установки [75]. В гидроагрегатах должна быть учтена взаимосвязь параметров перепада потока воды с типом гидротурбины. Наиболее перспективным типом гидротурбины для микроГЭС (особенно в малом потоке воды, для низконапорных станций) может являться гидротурбина пропеллерного типа. [12]. Для обеспечения качества получаемого напряжения обычно применяются полупроводниковые регуляторы мощности балластной нагрузки.

Согласно исследованиям отечественных ученых [12, 21], генерирующим источником в составе гидроагрегата пропеллерного типа может быть асинхронный или синхронный генератор, а система управления микроГЭС должна строиться по автобалластному принципу с фазовой, широтно-импульсной или дискретной регулировкой мощности. В таком составе микроГЭС можно рассматривать как максимально простое и экономически-эффективное устройство для производства электроэнергии.

На основании анализа литературы [12,33,36–41] автор приходит к выводу о том, что технико-экономические характеристики микроГЭС могут быть улучшены за счет использования в ее составе силовых преобразовательных устройств и аккумуляторных накопителей электрической энергии. Это позволит добиться повышения КИУМ (электрического) микроГЭС деривационного типа, улучшив ее технико-экономические и экологические характеристики [23].

Для выявления основных преимуществ предлагаемой автором схемы устройства микроГЭС, следует рассмотреть способы стабилизации выходного напряжения микрогидроэлектростанций.

1.3 Классификация деривационных микроГЭС по способам стабилизации выходного напряжения

Общая классификация деривационных микроГЭС, по способам стабилизации напряжения представлена на рисунке 7. Деривационная микроГЭС, может иметь стабильный режим работы, из-за того, что напорный трубопровод стабилизирует энергию рабочего потока воды, нагрузка же стабилизируется с помощью балластных систем. Таким образом уравнение движения гидроагрегата будет выглядеть следующим образом:

$$M_{\Gamma} + M_{\text{эл}} = J \cdot \frac{d\omega}{dt} \quad (1.2)$$

где,

J – момент инерции гидроагрегата;

M_{Γ} – гидравлический момент;

$M_{\text{эл}}$ – электрический момент;

ω – частота вращения механическая.

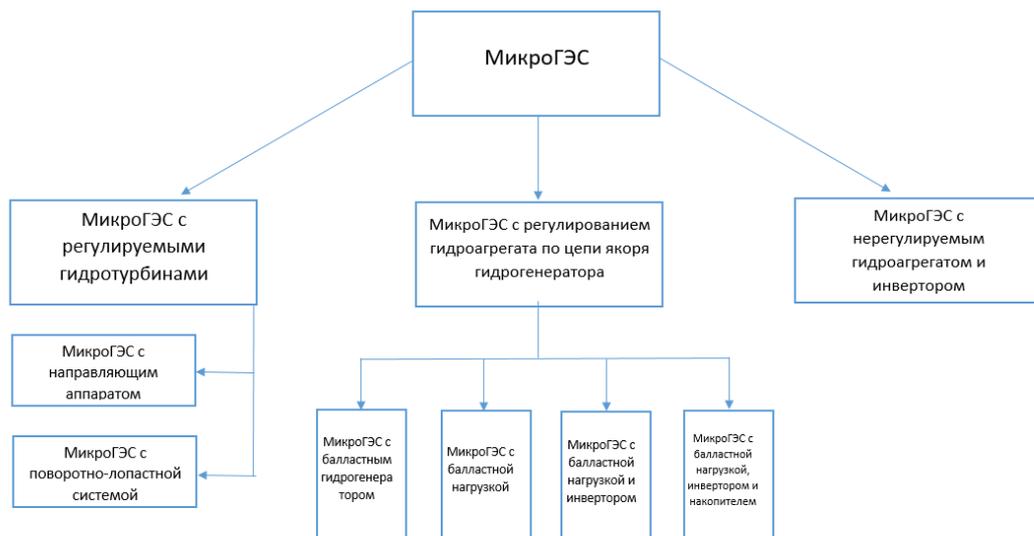


Рисунок 7 – Классификация микроГЭС по способам стабилизации выходного напряжения

При равенстве $M_{\Gamma} = M_{\text{эл}}$ частота вращения гидротурбины будет постоянной. Кроме того, стабилизировать режим работы микроГЭС возможно управлением гидравлического момента с помощью направляющего аппарата гидротурбины. Варианты регулирования режима работы гидроагрегата и, соответственно, параметров выходного напряжения микроГЭС приведены на рисунке 7.

Общей проблемой в управлении деривационной микроГЭС, является нестабильное вращение турбины, вызванное изменением нагрузки потребителей. Это приводит к изменению частоты вращения гидроагрегата (ГА) и соответственно частоты генерируемого напряжения. Стабилизировать частоту вращения гидроагрегата возможно в микроГЭС с механическим регулированием гидротурбины (ГТ), открытием направляющего аппарата с помощью регулятора f_H , что приводит в соответствие тормозной и вращающий моменты гидротурбины, обеспечивая стабилизацию частоты вращения гидроагрегата. Вариант такого регулирования представлен на рисунке 8. Для стабилизации величины выходного напряжения гидрогенератора (ГГ), работающего с переменной электрической нагрузкой, необходим регулятор напряжения U_H .

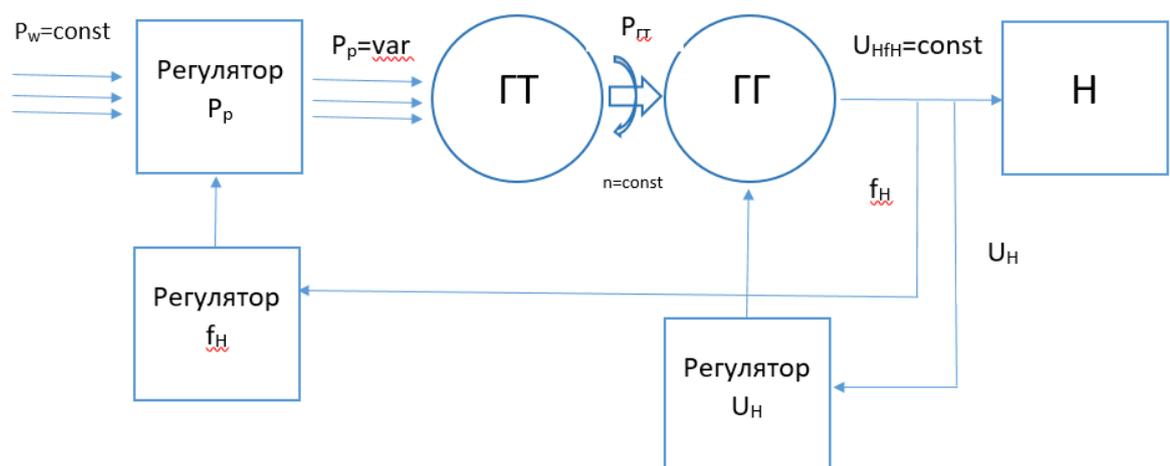


Рисунок 8 – МикроГЭС с регулируемыми гидротурбинами

Для регулирования режимов работы гидроагрегата возможно отключение

части нагрузки станции во время уменьшения энергии рабочего потока воды на гидродвигателе [21]. Недостатком таких микроГЭС, помимо сложности и высокой стоимости управляемых гидротурбин, является инерционность регулирования рабочего потока воды гидротурбины в динамических режимах работы для избегания гидравлических ударов, что ухудшает качество выходного напряжения. Поэтому, микроГЭС с управляемыми гидротурбинами не находят применения в автономных системах электроснабжения.

МикроГЭС с балластным гидрогенератором характеризуется тем, что для стабилизации выходного напряжения в ней может быть использован дополнительный балластный синхронный генератор, который располагается на одном валу с рабочим гидроагрегатом. В этом случае гидроагрегат состоит из гидротурбины, вал которой приводит во вращение два управляемых гидрогенератора одинаковой мощности: основной для электропитания нагрузок микроГЭС и балластный, нагруженный на балластные сопротивления, для регулирования суммарного тормозного момента гидроагрегата. Полезная и дополнительная нагрузки, в таком случае, распределяются между гидрогенераторами, а суммарный момент сопротивления двух генераторов остается на уровне, который обеспечивает постоянную частоту вращения установки. Управление балластным генератором ($\Gamma\Gamma_6$) осуществляется за счет обмотки возбуждения дополнительного генератора ($\Gamma\Gamma_n$), нагруженного на балластное сопротивление (БН). Пример подобной установки представлен на рисунке 9.

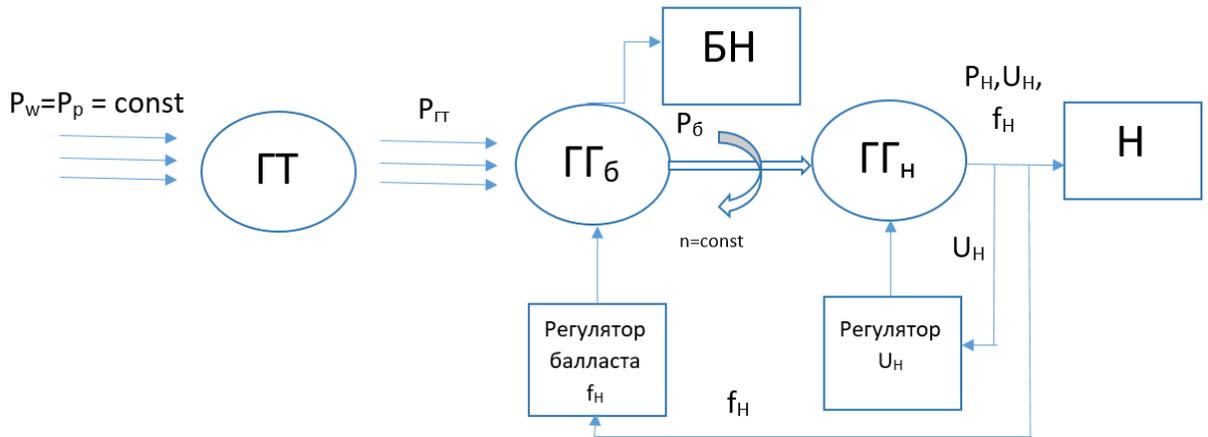


Рисунок 9 – Генерирующая система с балластным генератором

$$P_H + P_б = P_{ГТ} = \text{const} \quad (1.3)$$

$$M_T = M_{ГТб} + M_{ГТн} = \text{const} \quad (1.4)$$

где,

P_H – мощность нагрузки

$P_б$ – мощность балласта,

$P_{ГТ}$ – мощность гидротурбины,

M_T – момент турбины,

$M_{ГТб}$ – момент балластного генератора,

$M_{ГТн}$ – момент нагрузочного генератора

Преимущества трехмашинной конструкции микроГЭС заключаются в снижении мощности систем управления балластом до мощности системы возбуждения балластного генератора. Рассеивание необходимой мощности на балластной нагрузке обеспечивается формированием соответствующего выходного напряжения балластного генератора по цепи его возбуждения. Нагрузочный генератор работает только на электрические нагрузки потребителя, что позволяет осуществлять независимую регулировку величины его выходного напряжения по каналу возбуждения. Частота напряжения стабилизируется по независимому каналу регулирования мощности балласта по цепи возбуждения балластного генератора.

Дополнительными преимуществами данного вида микроГЭС являются относительная простота установки, быстрдействие и отсутствие влияния регулирующих элементов на выходное напряжение. Недостатком является использование двух генераторов, что вносит дополнительные габаритные и конструктивные ограничения на выполнение трехмашинного гидроагрегата.

Кроме того, на динамические характеристики микроГЭС влияют постоянные времени обмоток возбуждения генераторов. Эти обстоятельства ограничивают целесообразность применения таких энергоисточников специальными энергосистемами.

Вышеупомянутые недостатки микроГЭС с балластным генератором несут в себе определенные ограничения для применения в микроГЭС, по сравнению с двухмашинными автобалластными системами, предназначенными только для регулирования тормозного момента гидроагрегата [12].

МикроГЭС с регулированием рабочего режима гидрогенератора по цепи якоря гидроагрегата. Машинно-вентильные источники электропитания при переменной частоте вращения турбины могут производить качественную электроэнергию, но за счет необходимого усложнения преобразовательной части гидроустановки [24]. Принцип балластной стабилизации величины и частоты выходного напряжения нерегулируемого гидроагрегата с напорным трубопроводом заключается в поддержании на номинальном уровне активной и реактивной составляющих суммарной мощности электрических нагрузок: потребления и балласта. Осуществляет эту функцию регулятор балласта, который может иметь как разомкнутую, так и замкнутую структуры. Разомкнутая автобалластная система управляется током нагрузки, замкнутая может работать по отклонению от номинала величины или частоты напряжения на нагрузке. Достоинствами рассматриваемой генерирующей системы являются относительная простота и дешевизна энергетического оборудования, обеспечивающего хорошие динамические характеристики станции и приемлемое качество электроэнергии. Гидроагрегаты подобного типа должны выдерживать широкий диапазон частот вращения, в

частности, наиболее перспективные для низконапорных станций гидротурбины пропеллерного типа характеризуются угонной частотой вращения в 2-2,5 раза превышающей номинальную [12]. Этот показатель затрудняет использование промышленных гидрогенераторов для микроГЭС, так как допустимое превышение номинальной частоты вращения общепромышленной электрической машины не должно превышать 30% относительно номинального. Упрощения конструкции гидроагрегата микроГЭС можно достичь благодаря регулированию тормозного момента гидрогенератора, воздействуя на магнитный поток реакции якоря. К таким типам микроГЭС относятся: микроГЭС с балластной нагрузкой, микроГЭС с балластной нагрузкой и инвертором и микроГЭС с балластной нагрузкой, инвертором и накопителем энергии. Наиболее распространены двухмашинные автобалластные микроГЭС в которых один гидрогенератор параллельно работает на полезную и управляющую балластную нагрузки. В России типичным представителем такого типа микроГЭС является серийная продукция фирмы «ИНСЭТ». На рисунке 10 представлена структурная схема работы подобного агрегата.

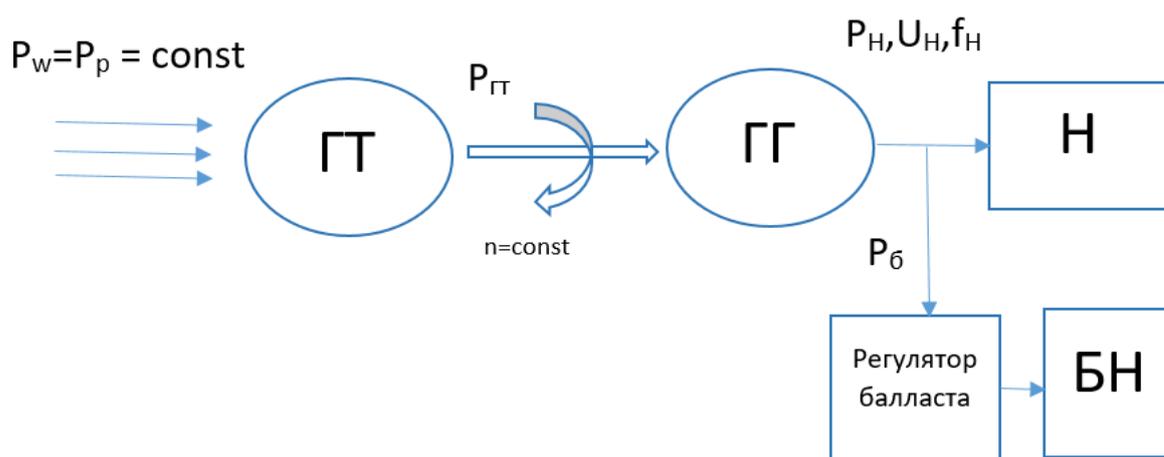


Рисунок 10 – МикроГЭС со стабилизацией выходного напряжения по цепи якоря гидрогенератора

- *МикроГЭС с балластной нагрузкой.* Для деривационных микроГЭС с

напорным трубопроводом и нерегулируемым гидроагрегатом возможно обеспечение приемлемого качества генерируемого напряжения с помощью балластного регулирования.

Стабилизация величины и частоты выходного напряжения осуществляется за счет электрического изменения величины тормозного момента гидротурбины, который компенсирует изменение момента гидротурбины. При этом, для ряда схемных решений регулятора балласта характерно отсутствие искажения кривой формы напряжения генератора.

Известные достоинства микроГЭС с балластным регулированием не исключают некоторых недостатков, связанных с трудностями достижения высокого качества выходного напряжения из-за изменяющегося коэффициента мощности электроприемников нагрузки и соответственно суммарной нагрузки гидроагрегата. Кроме того, нестабильность графиков электропотребления снижает коэффициент использования установленной мощности гидротурбины. Утилизация энергии, рассеиваемой на балластных нагрузках, в целом улучшает энергоэффективность микроГЭС, но вопрос количества и качества электроэнергии на балластных нагрузках существенно ограничивает возможности ее полезного использования только для тепловых нагрузок.

В литературе [12, 25] отмечается, что автобалластные микроГЭС с одноканальной токовой системой стабилизации гидроагрегата могут обеспечить уровень стабилизации напряжения по величине порядка $U = U_{\text{ном}} \pm 9-12 \%$, по частоте $\omega = \omega_{\text{ном}} \pm 1,8-5 \%$. Такие показатели достигаются при работе на пассивную нагрузку с коэффициентом мощности в диапазоне $\cos \phi = 0.8-1,0$ и стабильных параметрах рабочего потока воды. Лучшего качества напряжения добиться сложно, что определяется трудностями стабилизации активно-индуктивного результирующего сопротивления полезной и балластной нагрузок, которые изменяются в течение суток по величине и характеру.

Для повышения качества напряжения автобалластных микроГЭС необходимо использовать более сложные регуляторы балласта, вводить дополнительные каналы

регулирования и, соответственно, использовать управляемые электрические машины синхронного типа с электромагнитным возбуждением. Таким образом, повышение качества выходного напряжения станции достигается ее усложнением и удорожанием, что снижает ее потребительские характеристики.

На наш взгляд, добиться более высокого качества выходного напряжения возможно с помощью инвертора, обеспечивающего необходимые параметры качества выходного напряжения микроГЭС на уровне ГОСТ 32144-2013.

Развитие силовой преобразовательной техники и электромашиностроения позволяют сегодня обеспечить высокое качество выходного напряжения микроГЭС с помощью автономного инвертора (АИ) при одновременном снижении требований к ограничению диапазона частот вращения гидрогенератора (рисунок 11). При достаточной механической прочности ротора генератора, например, используя магнитоэлектрический генератор, возможно отказаться от системы балластной стабилизации [26, 31–33].

Преимуществами инверторной микроГЭС являются дальнейшее упрощение конструкции гидрогенератора, наличие звена постоянного тока в структуре преобразователей первичной электроэнергии, что позволяет легко интегрировать в их состав накопители электроэнергии и другие ВИЭ, такие как солнечные панели или ветрогенераторы [20, 34]. Кроме того, инверторная система позволяет использовать регуляторы балласта с технологией поиска точки максимальной мощности (MPPT-технология) энергетических характеристик гидротурбины, соответствующих разным значениям рабочего потока воды на входе турбины, за счет погрешностей при строительстве напорного трубопровода и потерь напора на его гидравлическом сопротивлении, а также, для целенаправленной экономии

расхода воды в периоды минимальных стоков реки.

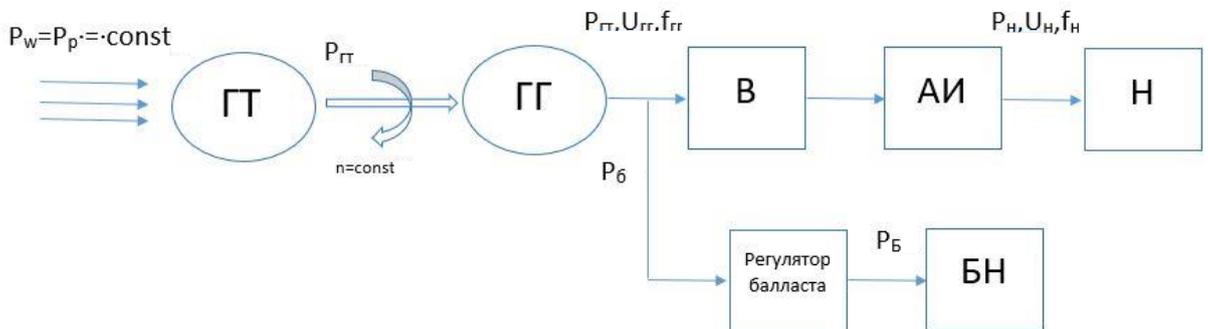


Рисунок 11 – Структурная схема микроГЭС автобалластного типа с инвертором

$$P_{ГГ} = P_{ГГ}$$

$$P_{ГГ} = P_{б} + P_{н} \approx \text{const} \quad (1.5)$$

$$P_{ГГ} = P_{б} + P_{н} \approx \text{const}$$

где,

$P_{ГТ}$ – мощность гидротурбины,

$P_{б}$ – мощность балласта,

$P_{ГГ}$ – мощность гидрогенератора.

Принцип действия регулятора балласта с использованием МРРТ-технологии управления частотой вращения гидроагрегата, заключается в управлении балластной мощностью с целевой функцией вывода гидроагрегата на максимальную мощность при доступных энергетических параметрах рабочего потока воды на его входе.

Стабилизация в определенных пределах величины и частоты генерируемого напряжения осуществляется автобалластной системой, обеспечивающей стабилизацию электромеханического баланса гидроагрегата деривационного типа с постоянной энергией рабочего потока воды (рисунок 12). Снижение погрешностей стабилизации напряжения гидроагрегата до необходимого уровня, осуществляется автономным инвертором.

В качестве балластных нагрузок в данной схеме используется два вида балласта – резистивный и аккумуляторный, что позволяет более эффективно управлять электрическим балансом автономной системы электроснабжения.

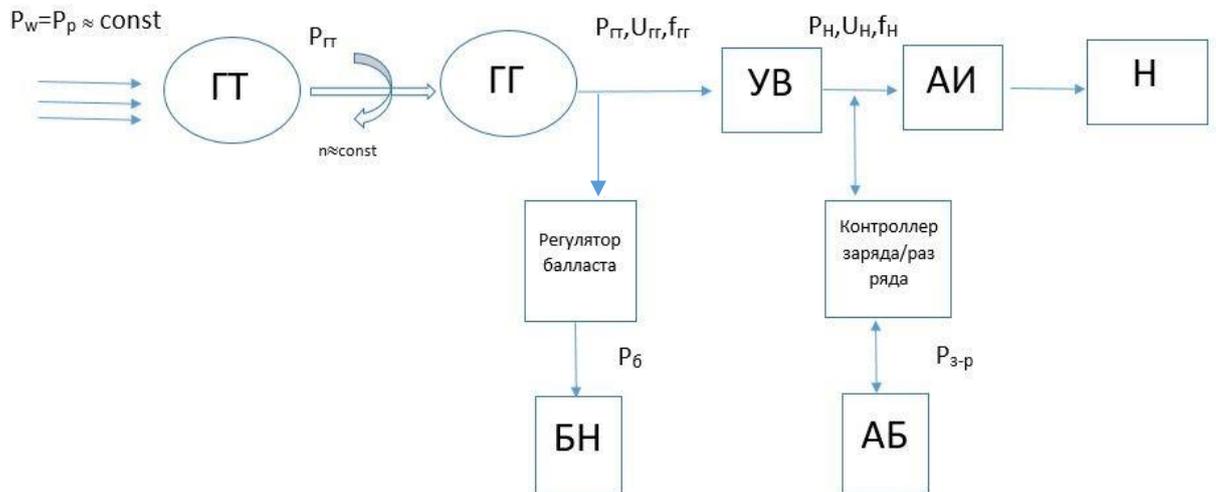


Рисунок 12 – Структурная схема инверторной микроГЭС с автобалластной системой регулирования гидроагрегата и аккумуляторным накопителем электроэнергии.

Баланс мощностей гидроэнергоустановки описывается выражением:

$$P_{ГГ} + P_H + P_б \pm P_{з-р} \approx P_{ГТ} \approx \text{const} \quad (1.6)$$

где,

$P_{ГГ}, P_H, P_б, P_з, P_p$ – это, соответственно, мощность гидротурбины микроГЭС, мощность нагрузки, мощность балластной нагрузки, мощности заряда или разряда аккумуляторной батареи.

Применение преобразователя напряжения инверторного типа уже рассматривалось рядом ученых, которые отмечали ряд преимуществ микроГЭС данного типа для автономной энергосистемы для применения в условиях небольших поселков, деревень и т.д. [12, 18, 19, 35, 36].

Необходимость использования инверторов обуславливается тем, что существует потребность регулировать не только величину напряжения, но и его

частоту. Сам по себе данный термин («преобразователь частоты») говорит о его основной функции, а именно – изменение частоты питающей сети переменного тока, что в свою очередь включает в себя преобразование величины выходного напряжения и числа фаз [27]. В более широком смысле инвертор в преобразовательной технике – это устройство для преобразования постоянного тока в переменный [27, 37]. Включение в состав инверторной микроГЭС накопителя электроэнергии позволяет улучшить ее технические и экономические характеристики за счет покрытия пиковых нагрузок энергией, запасенной в аккумуляторах, что позволит увеличить рабочий ресурс микроГЭС, а также сэкономить на напорном трубопроводе.

1.4 Выводы по первой главе

Проведенный анализ объемов и технологии использования гидравлической энергии малых рек, показал широкий масштаб использования малых гидроэлектростанций во многих странах. Некоторые отставания темпов развития малой гидроэнергетики по сравнению с другими видами ВИЭ, объясняется природными факторами и значительным исчерпанием энергетического потенциала малых рек во многих странах, например, в Европе.

МикроГЭС, благодаря высокому удельному энергетическому потенциалу потока воды и его относительной стабильности, производят более дешевую электроэнергию по сравнению с энергоустановками, использующими другие виды ВИЭ.

В настоящее время наиболее распространены микроГЭС с напорным трубопроводом, нерегулируемой гидротурбиной и статической полупроводниковой системой стабилизации генерируемой электроэнергии автобалластного типа. Простота конструкции и соответственно, относительная дешевизна таких микроГЭС определила их преимущественное распространение. Однако к их недостаткам следует отнести невысокую точность стабилизации параметров выходного

напряжения и необходимость рассеивать в виде тепла на балластных резисторах значительную часть генерируемой электроэнергии, при работе в автономном режиме. Эти обстоятельства определяют пути совершенствования технологий использования энергии водотока для выработки электроэнергии.

Как показал обзорный анализ, основными направлениями совершенствования микроГЭС является широкое использование в ее составе силовой преобразовательной техники и накопителей электрической энергии. Соответственно направление данной работы – повышение энергоэффективности микроГЭС с помощью генерирующей системы с выпрямительно-инверторным преобразователем напряжения гидрогенератора и аккумуляторной системой накопления электроэнергии, которая наряду с резистивным балластом является частью балластной нагрузки и создание алгоритмического согласования функционирования элементов преобразования электроэнергии, что позволит улучшить технико-экономические характеристики таких микроГЭС.

Глава 2 МОДЕЛИРОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ИНВЕРТОРНОЙ МИКРОГЭС С УПРАВЛЕНИЕМ ГИДРОАГРЕГАТА ПО ЦЕПИ ЯКОРЯ ГИДРОГЕНЕРАТОРА

2.1 Задачи исследования и формулировка требований к математическому описанию процессов энергопреобразования в микроГЭС

Как было отмечено выше, наиболее актуальным направлением повышения технико-экономических характеристик микроГЭС, является внедрение в их структуру силовых преобразователей электроэнергии и накопительных устройств. Внедрение в структурную схему микроГЭС новых элементов – накопителя электроэнергии и полупроводниковых преобразовательных устройств: выпрямителя, инвертора, контроллеров заряда-разряда, требует решения новых задач по оптимизации состава и режимов работы электротехнического комплекса, преобразующего энергию водотоков в электроэнергию, с высокой энергоэффективностью и технико-экономическими показателями.

Вследствие этого, в рамках данной работы, предполагается решение задач, связанных с изучением переходных (динамических) и статических режимов работы инверторных микроГЭС с целью оптимизации выбора установленных мощностей генерирующего и преобразующего оборудования и обеспечения энергоэффективных режимов его работы. Это позволит оценить технико-экономическую эффективность применения микроГЭС с инвертором и накопителем электроэнергии в автономных системах электроснабжения с нестационарным суточным и сезонным потреблением электроэнергии.

Соизмеримость мощностей гидроагрегата, нагрузки, преобразовательного оборудования и аккумулирующей системы, определяют их взаимное влияние и представляют сложность для математического описания процессов энергопреобразования в рассматриваемом электротехническом комплексе электроснабжения. Исследование рабочих режимов такого комплекса

целесообразно с помощью математических моделей рассматриваемого режима, представленных в виде компьютерных программ.

2.2 Моделирование гидроагрегата

С целью разработки алгоритма управления микроГЭС с инвертором и накопителем энергии необходима математическая модель гидроагрегата, отражающая почасовое изменение его энергетического баланса при работе на автономного потребителя электроэнергии. Автором предлагается математическая модель режимов работы гидроагрегата на основе типичных энергетических характеристик микроГЭС АОЗТ «МНТО ИНСЭТ», в частности МикроГЭС ПР-10 [28].

Возмущающим воздействием для микроГЭС является изменяющаяся в течении суток нагрузка. Модель формируется как последовательность рабочих режимов автономной системы электроснабжения в течение характерных суток с интервалом дискретизации 1 (один) час, для различных типов электропотребителей. Типовые графики электропотребления сельских домов приведены на рисунке 13.

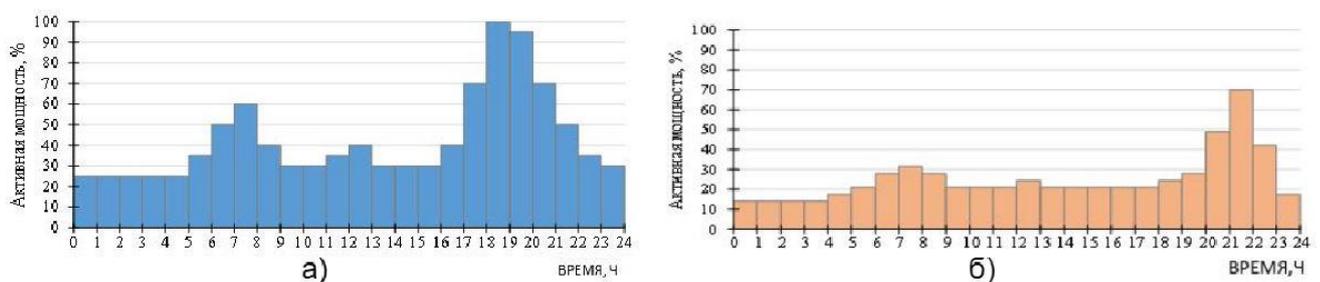


Рисунок 13 – Типовые графики электропотребления сельского дома для зимнего периода (а) и летнего периода (б)

Для описания работы гидроагрегата в максимальном режиме работы необходимо рассчитать мощность гидротурбины, которая зависит от напора воды H и расхода воды Q .

$$P_T = 9,81HQ\eta_T. \quad (2.1)$$

Соответственно, напор гидротурбины измеряется следующими составляющими:

$$H = H_H - h_{\text{пот}}. \quad (2.2)$$

где,

H – напор воды;

η_T – КПД гидротурбины;

$H_H = \text{const}$ – напор микроГЭС, характерный для данного вида турбин, определяется уклоном русла реки и длиной трубы в номинальном режиме работы станции;

Q – определяется диаметром трубы;

$h_{\text{пот}}$ – потери напора воды, за счет гидравлического трения [29].

Экспериментальные энергетические характеристики гидроагрегата выбранной микроГЭС в номинальном режиме при различных напорах приведены в таблице 1, где обозначены H – напор воды (м), n – частота вращения гидроагрегата (об/мин), $P_{\text{агр}}$ – номинальная мощность генератора (кВт), P_T – номинальная мощность турбины (кВт), Q – расход воды (м³/сек), η_T – коэффициент полезного действия турбины, $\eta_{\text{агр}}$ – коэффициент полезного действия генератора.

Таблица 1 – Характеристики гидроагрегата ПР-10 АОЗТ МНТО ИНСЭТ

n=1500 об/мин						
H, м	n, об/мин	Q, м ³ /сек	P _T , кВт	P _{агр} , кВт	η _T , %	η _{агр} , %
10	1545	0,142	11,7	10,5	0,81	0,9
9	1540	0,139	9,81	8,8	0,80	0,9

Продолжение таблицы 1

8	1535	0,138	8,7	7,9	0,81	0,9
7	1530	0,136	7,6	6,8	0,81	0,9
6	1525	0,133	6,2	5,5	0,79	0,9
5	1520	0,130	4,6	4,1	0,72	0,9

Для рассматриваемой конструкции деривационной микроГЭС с балластной стабилизацией режима, можно принять допущение об относительно неизменном режиме работы рассматриваемого гидроагрегата с энергетическими характеристиками, близкими к показателям таблицы №1.

Погрешности балластного регулирования в статике и динамике, вызывают необходимость в отслеживании рабочей точки на мощностной характеристике гидротурбины.

Экспериментальная мощностная характеристика нерегулируемой пропеллерной гидротурбины, масштабированная для мощности турбины P_T в соответствии с таблицей 1 приведена на рисунке 14. [12]. На рисунке 14 показаны зависимости мощности (P) турбины от частоты ее вращения (ω) при неизменном напоре 10 метров.

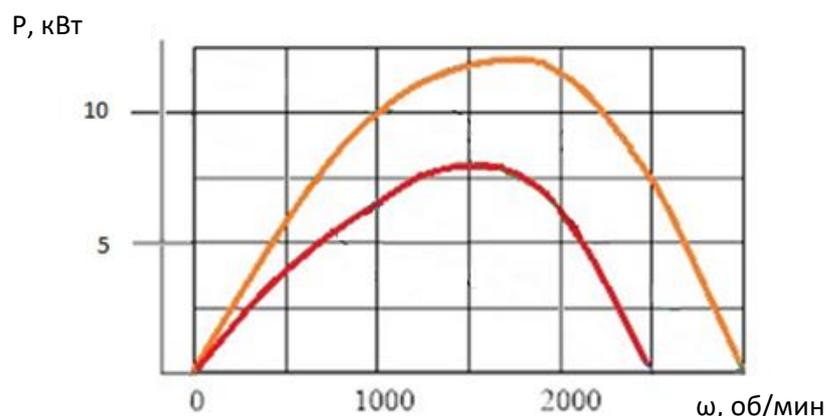


Рисунок 14 – Экспериментальная мощностная характеристика гидротурбины фирмы ИНСЭТ

Рабочая точка на характеристике гидротурбины определяется тормозной

мощностью электромашинного генератора, соответствующей текущей мощности электропотребления.

При моделировании переходных процессов гидрогенератора синхронного типа, целесообразно использовать систему уравнений Парка-Горева (2.3). Основные допущения при выводе уравнений:

- Индуктивность машины не зависит от токов
- Распределение магнитной индукции вдоль окружности зазора считается синусоидальным
- Фазные обмотки статора и ротора расположены симметрично относительно своих осей
- Магнитная система считается ненасыщенной.

Основные уравнения в осях d-q (продольная и поперечная оси) и могут быть записаны следующим образом:

- для токов:

$$I_d = i_a \cdot \cos(\omega \cdot t) + i_b \cdot \cos(\omega \cdot t - \frac{2\pi}{3}) + i_c \cdot \cos(\omega \cdot t + \frac{2\pi}{3})$$

$$I_q = i_a \cdot \sin(\omega \cdot t) + i_b \cdot \sin(\omega \cdot t - \frac{2\pi}{3}) + i_c \cdot \sin(\omega \cdot t + \frac{2\pi}{3})$$

- для напряжений:

$$U_d = R \cdot I_d + L_d \cdot \frac{d \cdot I_d}{d \cdot t} - \omega \cdot L_q \cdot I_q$$

$$U_q = R \cdot I_q + L_q \cdot \frac{d \cdot I_q}{d \cdot t} + \omega \cdot L_d \cdot I_d + E_q$$

(2.3)

где,

I_d, I_q – токи в продольной и поперечных осях;

U_d, U_q – напряжения в продольной и поперечных осях;

R – активное сопротивление обмотки якоря;

L_d, L_q – индуктивности в продольной и поперечных осях;

r_f – активное сопротивление обмотки возбуждения;

E_q , – ЭДС в продольной и поперечных осях;

ω – угловая частота.

Уравнение движения ротора принимает вид (2.4):

$$J \cdot \frac{d \cdot \omega_m}{d \cdot t} = M - M_c \quad (2.4)$$

где,

J – момент инерции ротора, кг·м²;

ω_m – угловая скорость, рад/сек;

M – момент движения ротора, Н·м;

M_c – момент сопротивления, Н·м.

Для компьютерного моделирования режимов работы гидроагрегата использованы стандартные моделирующие блоки: синхронный генератор, трехфазный мостовой выпрямитель, трехфазный автономный инвертор напряжения (АИН) с широтно-импульсной модуляцией (ШИМ). На вход системы управления (СУ) с выхода регулятора подается текущее значение коэффициента модуляции, определяющего величину основной гармоники выходного напряжения инвертора. СУ формируют эталонные синусоидальные напряжения фаз с предмодуляцией третьей гармоникой. В результате три сформированных сигнала задания подаются на стандартный элемент библиотеки PWM Generator, формирующий сигналы управления силовыми ключами инвертора с несущей частотой 5 кГц.

Номинальная активная мощность магнитоэлектрического синхронного генератора принималось равной 30 кВт, полная – 37,5 кВт. Активная мощность нагрузки каждой фазы в процессе моделирования изменялась от 100 Вт до 13 кВт, реактивная оставалась неизменной и равной 500 Вар. На рисунке 15 представлен результат работы тестирования модели инверторной микроГЭС в переходном режиме при изменении активной мощности нагрузки в момент времени 0,05 с от $0,4P_{\text{ном}}$ до $0,9P_{\text{ном}}$ и последующим установившимся режимом.

В качестве регулятора коэффициента модуляции ШИМ-инвертора использован ПИ-регулятор с передаточной функцией $W(p) = k_p \cdot \left(1 + \frac{1}{T_{\text{и}} p}\right)$.

Параметры ПИ-регулятора рассчитывались из передаточной функции объекта (отношение напряжения на выходе выпрямителя к входному). В результате моделирования установлено, что передаточная функция может быть представлена инерционным звеном первого порядка $W(p) = \frac{k}{1+T_1 p} = \frac{0,85}{1+0,115 p}$. Далее, методом

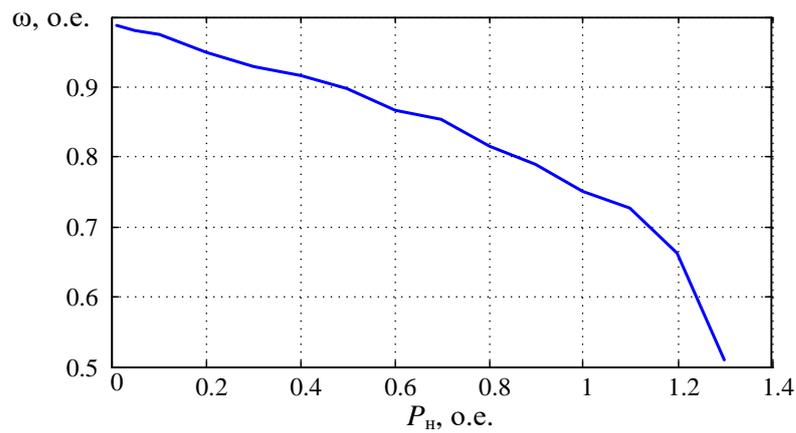
полной компенсации для заданной передаточной функции, являющейся критерием

качества, $W_{зд}(p) = \frac{1}{1+T_{зд} p}$ находились значения параметров регулятора

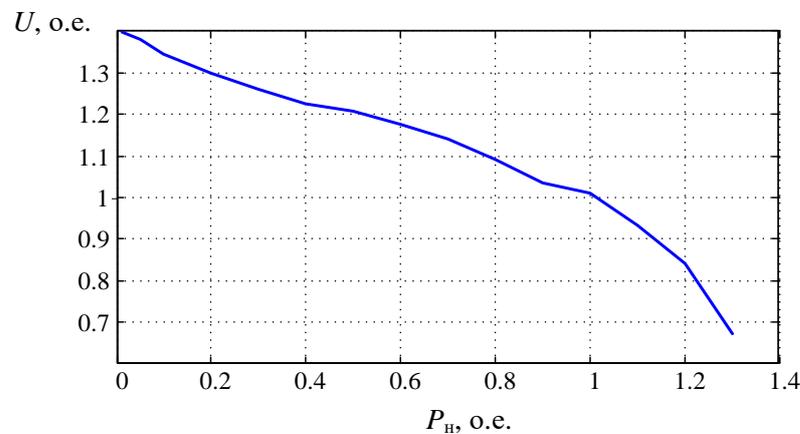
$$k_p = \frac{T_1}{2 \cdot k \cdot T_{зд}}, \quad T_i = T_1.$$

Результаты моделирования в виде графических зависимостей частоты вращения гидрогенератора и его напряжения от нагрузки микроГЭС показаны на рисунке 15. Как видно из графиков, частота вращения и напряжение на генераторе сильно зависят от изменения мощности потребителей. Так действующее значение напряжения меняется от $1,4U_{ном}$ до $0,65U_{ном}$ при увеличении мощности нагрузки от 0 до 1,3 номинальной, где за номинальное значение принято напряжение генератора 1 при его номинальной нагрузке.

Угловая скорость гидрогенератора изменяется от $0,98\omega_{ном}$ до $0,52\omega_{ном}$ для того же диапазона изменения нагрузки и при базовой частоте вращения $\omega_{ном}$, соответствующей оборотам холостого хода. Обе характеристики изменяются практически одинаково, что объясняется пропорциональной связью между ЭДС генератора и частотой его вращения при условии неизменности магнитного потока.



а



б

Рисунок 15 – Зависимости угловой скорости вращения (а) и действующего значения напряжения (б) гидрогенератора от активной мощности нагрузки

Коэффициент несинусоидальности выходного напряжения инвертора без фильтрации не превышает 40%. Применение фильтров позволит улучшить форму кривой напряжения на нагрузке до необходимого уровня.

Коэффициент полезного действия преобразования электроэнергии гидрогенератора в энергию, потребляемую нагрузкой, находится в пределах 80 - 85%. В плане энергопреобразования первичной энергии рабочего потока воды в электроэнергию нагрузки следует отметить экономию воды, которая расходуется только на покрытие нагрузок в отличие от систем балластного регулирования микроГЭС

На рисунке 16 представлен результат работы регулятора, стабилизирующего действующее значение напряжения в переходном режиме при изменении активной мощности нагрузки в момент времени 0,05 с от 0,4Рном до 0,9Рном и последующим установившимся режимом. Как показали результаты моделирования регулированием коэффициента модуляции инвертора можно обеспечить стабилизацию напряжения в пределах $\pm 5\%$ во всем диапазоне изменения мощности электрических нагрузок микроГЭС.

Характер переходного режима аperiodический, длительность переходного процесса составляет 0,2 с.

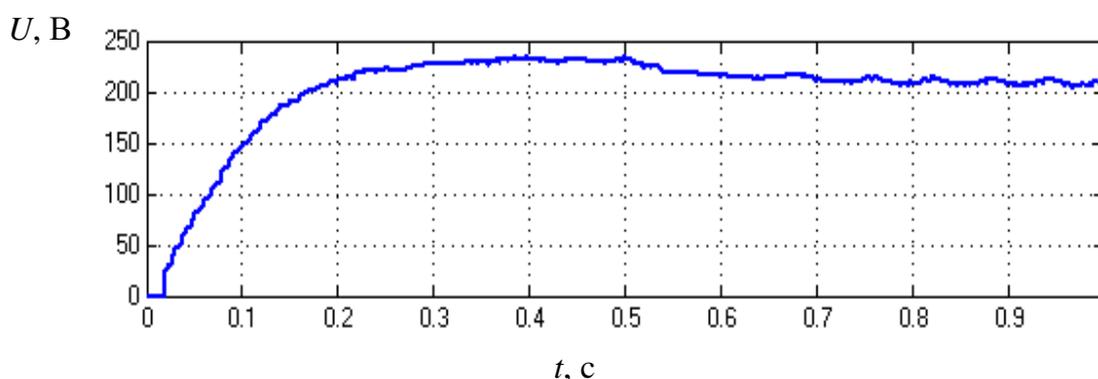


Рисунок 16 – Переходный процесс изменения действующего значения напряжения при набросе нагрузки инверторной микроГЭС [30]

2.3 Моделирование гидравлических потерь напорного трубопровода

Важным элементом микроГЭС является напорный трубопровод, часто являющийся наиболее дорогим элементом энергоустановки. Это обстоятельство определяет необходимость уточнения его расчета с учетом потери напора воды для микроГЭС за счет гидравлического трения.

Величина гидравлических потерь в напорном трубопроводе $h_{п}$ [м] определяется по формуле Дарси–Вейсбаха (2.5).

$$H = \frac{\lambda \cdot l \cdot V^2}{2 \cdot d \cdot g} \quad (2.5)$$

где,

l – длина напорного трубопровода, м;

λ – коэффициент гидравлического трения;

d – внутренний диаметр напорного трубопровода, м;

V – скорость потока воды в трубопроводе, м/с:

$$V = \frac{4 \cdot G}{\pi \cdot d^2} \quad (2.6)$$

где,

g – ускорение свободного падения;

λ – коэффициент гидравлического трения (определяется по формуле Шифрисона):

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{k}{d}\right)^{0,25} \quad (2.7)$$

где,

k – абсолютная шероховатость трубы, мм.

Формула Шифрисона справедлива при условии: $Re > 500 \cdot (d/k)$, где Re – число Рейнольдса, при 20 °С кинематическая вязкость воды $\nu = 1,004 \cdot 10^{-6}$, м²/с:

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu} \quad (2.8)$$

Развиваемая мощность и частота вращения гидротурбины определяют расчетную мощность генератора, его массу, габариты и стоимость. В общем случае эти параметры связаны соотношением:

$$\frac{D^2 l_{\delta} \Omega}{P} = \sigma \frac{1}{A \cdot B_{\delta}}, \quad (2.9)$$

где,

D – внутренний диаметр статора электрической машины;

l_{δ} – расчетная длина воздушного зазора;

P – расчетная полная мощность;

Ω – частота вращения;

A – линейная нагрузка;

B_{δ} – магнитная индукция в воздушном зазоре;

σ – коэффициент пропорциональности [31].

Выходная электрическая мощность микроГЭС отличается от мощности гидротурбины на величину КПД гидрогенератора:

$$P_{\text{ГГ}} = 9,81NQ\eta_T\eta_G. \quad (2.10)$$

В рассматриваемом случае гидрогенератор инверторной микроГЭС работает в одном статическом режиме в течение суток независимо от графика нагрузки благодаря напорному трубопроводу и стабилизации генерируемой мощности балластными нагрузками. При указанных условиях, для исследования энергетических балансов автономной системы электроснабжения возможно полагать постоянными параметры в уравнениях (2.8–2.10) и использовать энергетические характеристики промышленного образца микроГЭС фирмы ИНСЭТ 10 ПР, представленные в таблице 1 и графическом виде на рисунке 17.

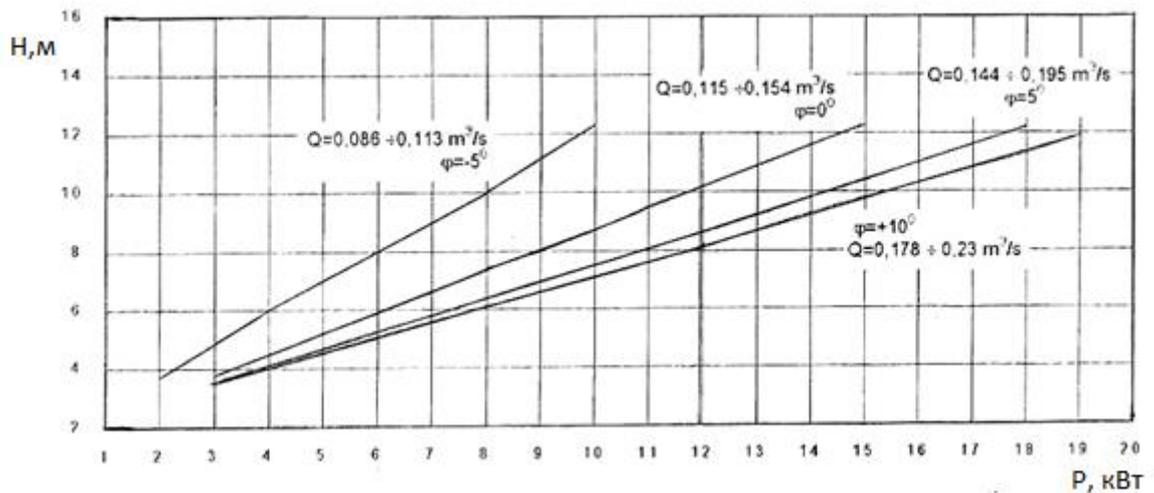


Рисунок 17 – Энергетические характеристики микроГЭС серии 10 ПР фирмы ИНСЭТ

Такой подход позволяет достаточно просто оценивать взаимосвязь между параметрами рабочего потока воды гидротурбины: рабочего напора H , расхода воды Q , и электрической мощностью гидрогенератора. Следует отметить, что данные производителя получены экспериментальным путем, что определяет достоверность получаемых на их основе результатов исследований.

2.4 Выбор типа и моделирование разрядно-зарядных характеристик аккумуляторной батареи

Отмечая популярность аккумулирующих систем различного назначения, интерес представляют характеристики литий-феррумных АКБ большой емкости, среди которых, можно выделить следующие:

- 1) Зарядные характеристики при различных уровнях разряда;
- 2) Разрядные характеристики при разных уровнях тока разряда.

Для моделирования указанных характеристик, используется математическая модель, представлена на рисунке 18, реализованная в Matlab Simulink [72].

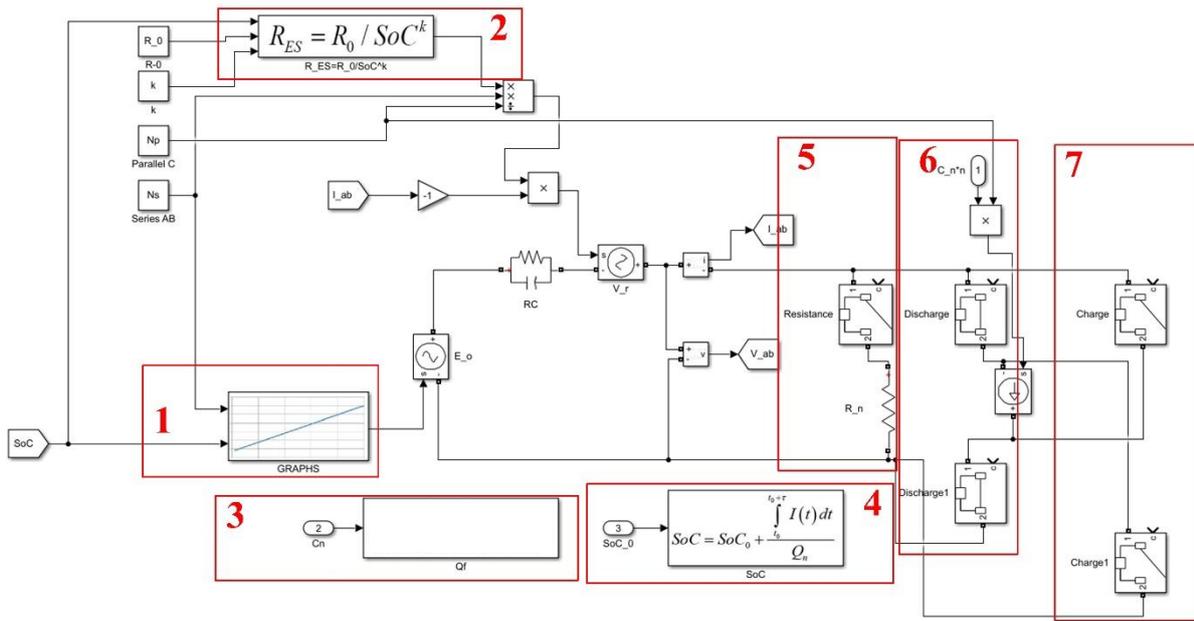


Рисунок 18 – Схема имитационной модели АБ для исследования разрядных и зарядных характеристик АБ [72]

Схема имитационной модели, приведенная на рисунке 18, состоит из следующих основных элементов:

1) Блока «Graphs», отвечающего за задание зависимости напряжения холостого хода литий-феррумных аккумуляторных батарей (АБ) от емкости заряда. Внутренняя компоновка представлена на рисунке 19;

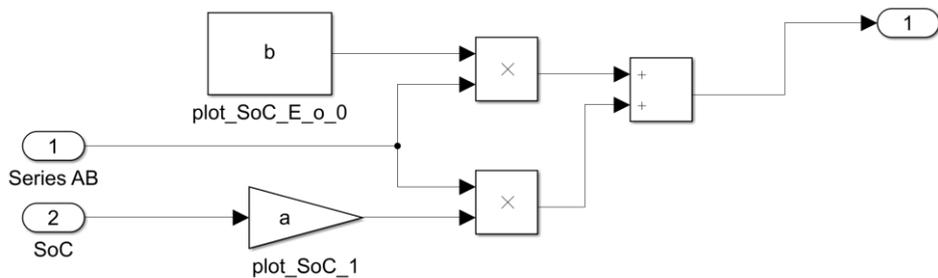


Рисунок 19 – Устройство блока «Graphs» [72]

2) Блока « R_{ES} », рассчитывающего сопротивление АБ в зависимости от степени заряда, компоновка которого представлена на рисунке 20;

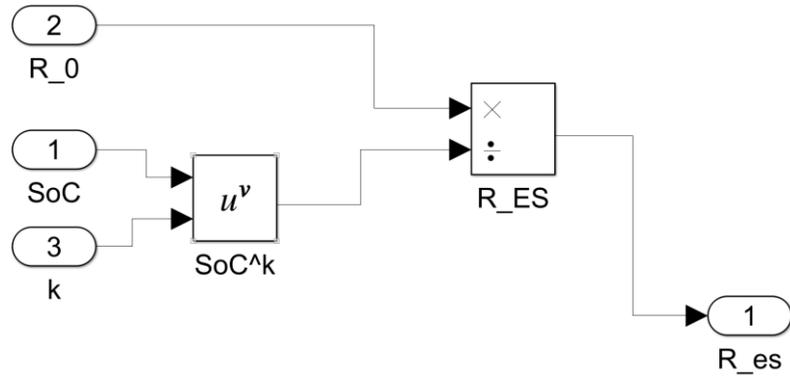


Рисунок 20 – Устройство блока «R_{ES}» [72]

3) Блока «Q_f», рассчитывающего фактическую емкость батареи, внутреннее устройство которого представлено на рисунке 21;

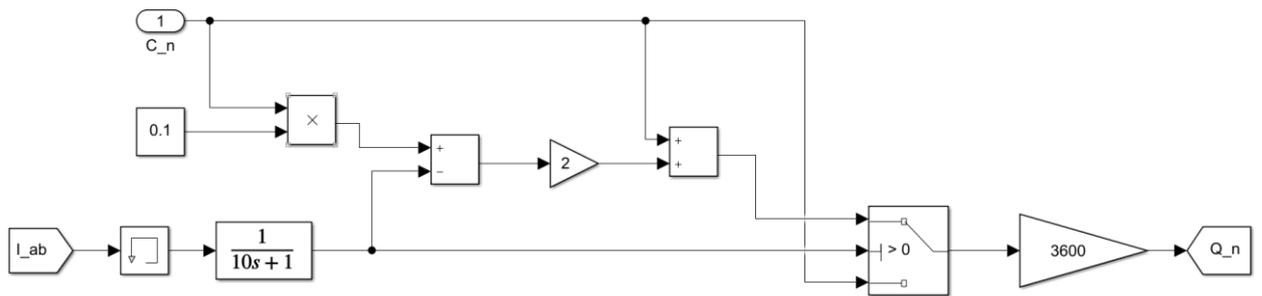


Рисунок 21– Устройство блока «Q_f» [72]

4) Блока «SoC», отвечающего за вычисление текущей степени заряженности АБ, показанного на рисунке 22;

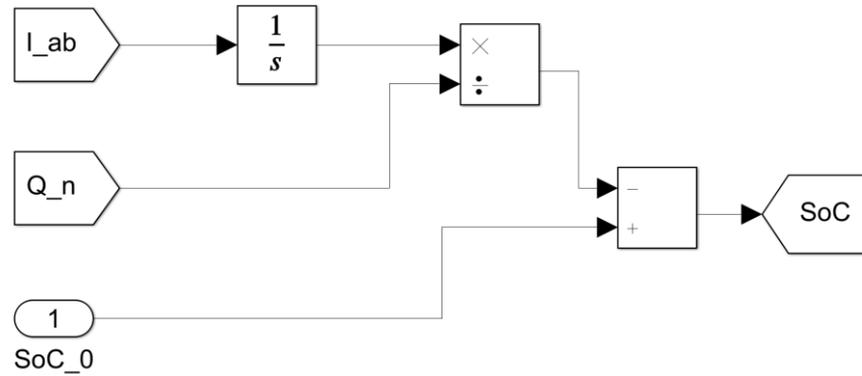


Рисунок 22 – Устройство блока «SoC» [72]

5) Блоки 5, 6, 7 на рисунке 18 представляют собой 3 режима работы модели АБ: разряд на заданное значение активного сопротивления (блок 5), разряд с заданным постоянным током (блок 6), заряд с заданным постоянным током (блок 7).

Расчетная осциллограмма включения АБ на заряд приведена на рисунке 23

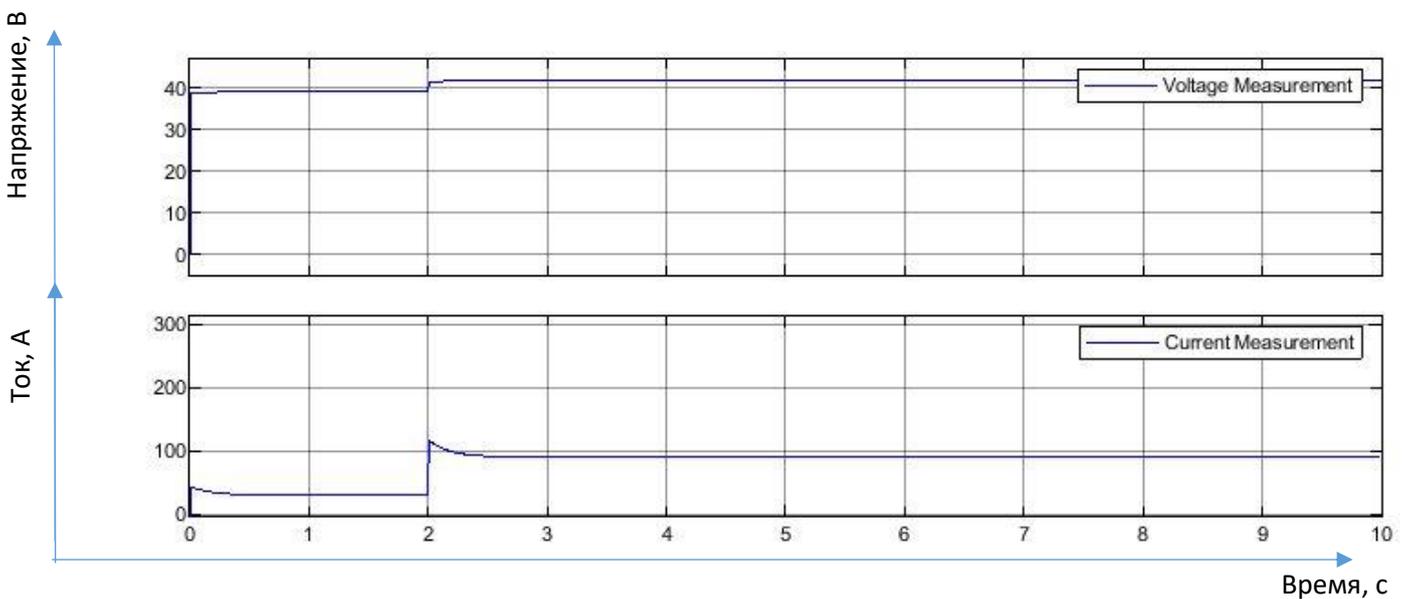


Рисунок 23 – Временная диаграмма включения аккумуляторной батареи на заряд [72]

На диаграмме можно видеть переходный процесс в момент подключения АБ на заряд, временной интервал данного переходного процесса кратковременен,

поэтому, для анализа изменения состояния АБ в течение суток, им можно пренебречь.

Также важным элементом в оптимизации работы накопителя электроэнергии является глубина разряда аккумулятора (DOD) LiFePO₄, которые предлагаются автором исследования в качестве накопителя энергии.

DOD выражается в % и для выбранной системы рекомендуемый порог составляет 80%, при котором будет обеспечена максимальная производительность аккумулятора LiFePO₄ [74, 75].

В большинстве своем, производители рекомендуют придерживаться средней глубины разряда батареи в районе 40-60%. В рамках данного диапазона сохраняется баланс между максимальной выдачей выходной мощности батареи и количеством циклов заряда-разряда батареи в течении срока службы.

Для построения системы накопления электроэнергии использованы литий-феррумные аккумуляторы, имеющие на сегодня лучшие технико-экономические характеристики [32].

Описание физической установки

С целью подтверждения математического моделирования зарядно-разрядных характеристик АКБ, автором работы была собрана экспериментальная физическая установка – спарка двигатель – генератор, с автоматическим регулятором возбуждения, от которого происходит заряд аккумуляторов. Схема установки представлена на рисунке 24.

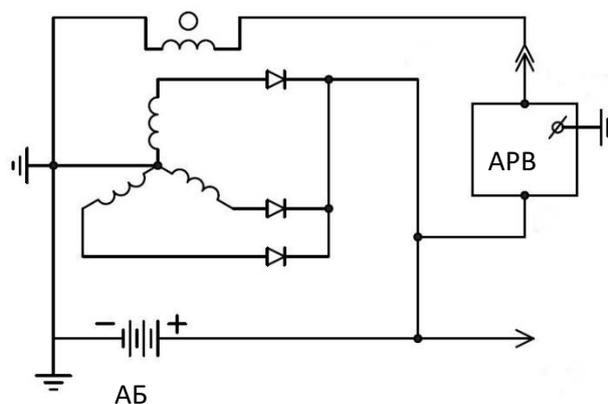


Рисунок 24 – Схема генератора

Синхронный генератор с обмоткой возбуждения, подключенной к системе автоматического регулирования возбуждения (АРВ), приводится во вращение с помощью коллекторного двигателя переменного тока. Система АРВ, получая питание от независимого источника энергии, обеспечивает возбуждение генератора и его выходное напряжение через выпрямитель обеспечивает заряд АКБ постоянным напряжением 12-14 вольт. Физическая установка в рабочем состоянии представлена на рисунке 25.

В подтверждении исследований проведенных на имитационной модели, на экспериментальной установке был реализован масштабируемый эксперимент, с фиксацией зарядного тока, в момент подключения аккумуляторной батареи к электромашинному генератору. На рисунке 26 представлен переходный процесс в момент подключения аккумуляторной нагрузки на заряд. Длительность переходного процесса составляет 0,02 секунды, что позволяет не учитывать инерционность аккумуляторов при исследовании режимов работы на продолжительных временных интервалах: сутки с почасовой дискретизацией возмущающего воздействия – нагрузки. Модели следует строить на основе статических характеристик энергетического оборудования микроГЭС с учетом энергетических возможностей водотока, и географических особенностей использования выбранного участка русла.

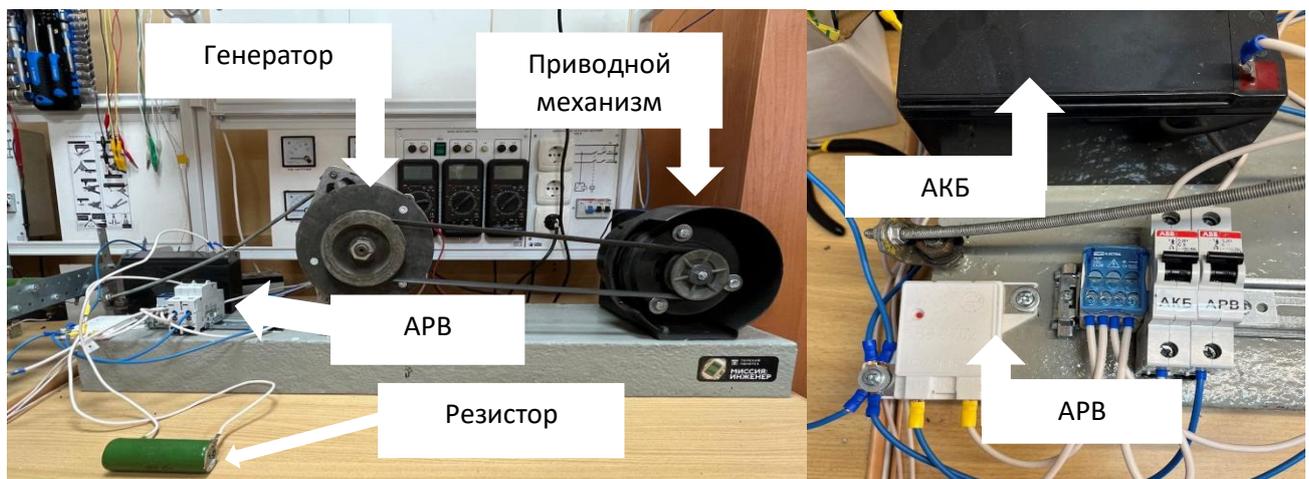


Рисунок 25 – Экспериментальный стенд для исследования работы аккумуляторов в цепи постоянного тока инверторной микроГЭС

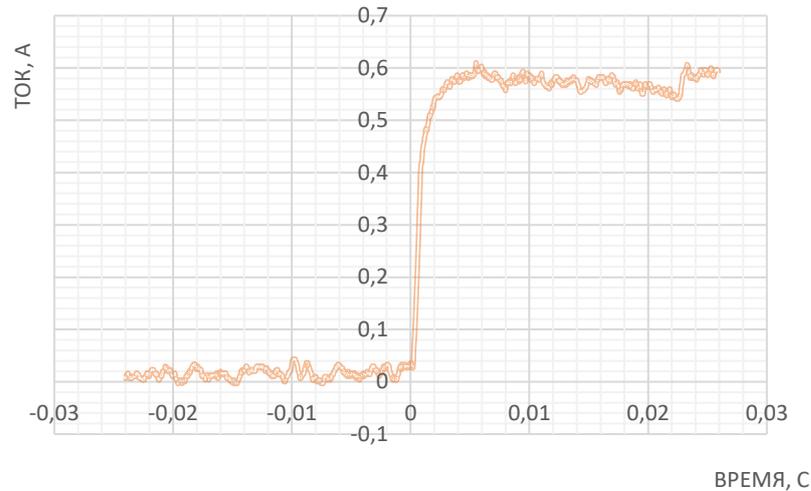


Рисунок 26 – Переходный процесс зарядного тока в момент подключения аккумулятора к генератору

Исследование воздействия на энергетическую систему управляющих устройств в пределах интервала дискретизации, например, воздействие регулятора величины балластной нагрузки, требует создания динамических моделей с учетом инерционности участвующих в переходном процессе элементов микроГЭС. Очевидно, определяющим временным параметром динамики таких процессов будет постоянная инерции вращающихся масс системы гидротурбина – гидрогенератор.

В нашем случае изменение заряда аккумуляторов происходит каждый час суток на величину доступной энергии, определяемой как разность между стабилизируемым уровнем генерации и величиной потребления в соответствии с суточным графиком нагрузки. Ограничением по мощности заряда служат эксплуатационные рекомендации по величине длительного зарядного тока, которые определяют максимальный зарядный ток как $3C$, где C – емкость аккумулятора в Ампер-часах [33]. Другим ограничением является глубина разряда, определяемая типом аккумуляторов. Для литий-феррумных аккумуляторов она ограничивается величиной 60–80 % относительно номинального значения емкости [32].

Учитывая общепринятое представление типовых суточных графиков электропотребления дискретными значениями с интервалом дискретизации 1 час [7] и пренебрежимо малое время отклика системы накопления электроэнергии 0,01–

0,02 секунды, уравнения для расчета суточных изменений энергии в аккумуляторном накопителе приобретают вид (2.10, 2.11):

$$W_{AB} = \sum_{i=1}^{24} W_{ABi} \pm \Delta W_i \quad (2.10)$$

$$\pm \Delta W_i = (P_{га} - P_{hi}) \cdot 1 \text{ час} = \Delta P_i \cdot 1 \text{ кВт} \cdot \text{ час} \quad (2.11)$$

$$\Delta P_i = (P_{га} - P_{hi}) - \text{приращение зарядной мощности AB}$$

где,

$P_{га}$ – мощность стабилизации гидроагрегата,

P_{hi} – мощность нагрузки на i интервале: определяют суточные графики,

ΔP_i – приращение мощности заряда AB на i -ом интервале.

При этом, следует учитывать, что:

Если $\Delta P_i < P_{зар.АБ} \Delta P_i$, то зарядная мощность - ΔP_i

Если $\Delta P_i > P_{зар.АБmax}$, то зарядная мощность - $P_{зар.АБmax}$ (2.12)

$$P_{га} - \Delta P_{зар.АБmax} = \Delta P_{балi}$$

где,

$P_{зар.АБmax}$ – максимальная мощность заряда аккумуляторной батареи;

$\Delta P_{балi}$ – приращение мощности балластной нагрузки;

$P_{ном}$ – мощность нагрузки в номинальном режиме работы;

$P_{зар.АБmax}$ – мощность заряда аккумуляторной батареи максимальная.

Результаты моделирования аккумуляторного накопительного устройства инверторной микроГЭС для типового графика бытовой нагрузки приведены на рисунке 27.

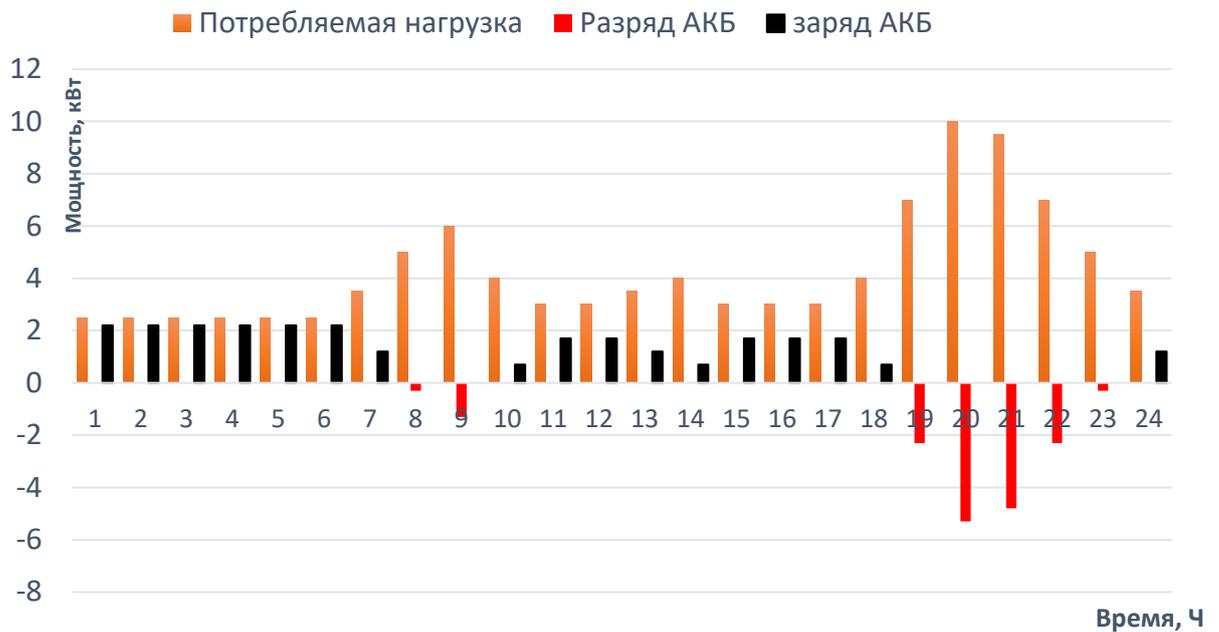


Рисунок 27 – Диаграмма энергетического баланса автономной системы электроснабжения с инверторной микроГЭС

На рисунке 27 приведены почасовые изменения суточного энергетического баланса автономной системы электроснабжения с инверторной микроГЭС, включающего мощности нагрузки, мощности заряда и разряда аккумуляторных батарей. Как следует из рисунка 27, уровень стабилизации мощности гидрогенератора, при максимальной емкости аккумуляторов накопителя 24 кВт·ч, полностью обеспечивает энергетические потребности нагрузки и рациональные режимы работы аккумуляторов. Использование резистивного балласта в рассматриваемых условиях не требуется. При других условиях – например, при повышении мощности стабилизации (при той же емкости аккумуляторов) потребуется включение в энергетический баланс автономной системы электроснабжения резистивного балласта в определенные часы суток. Пример такого режима работы приведен на рисунке 28, где резистивный балласт необходимой мощности включается с 17:00 до 18:00.



Рисунок 28 – График изменения энергии АКБ и ТЭН

Там же представлены почасовые суточные изменения величины запаса энергии аккумуляторов, начиная с нуля часов и исходного запаса электроэнергии 2 кВт·ч до следующего суточного цикла с новым исходным уровнем заряда 12 кВт·ч. Очевидно, следующий цикл работы аккумуляторного накопителя, при неизменном графике электропотребления, будет установившимся для последующих циклов. Минимальная остаточный заряд аккумуляторов при этом не снижается менее чем до 30 % относительно номинального.

2.5 Выводы по второй главе

Установлена целесообразность использования двух типов математических моделей режимов работы микроГЭС: статических для исследования суточных интервалов функционирования с возмущающим воздействием нагрузки с дискретизацией 1 час и динамических – для исследования переходных процессов при резких изменениях нагрузки и управляемых сигналов систем управления микроГЭС. Предложены математические, компьютерные и физические модели для исследования указанных режимов работы. Проведено математическое исследование

моделей гидроагрегата, трубопровода и аккумуляторной батареи на предмет изучения переходных процессов и статических режимов работы микроГЭС для обеспечения качества генерируемого напряжения. Это позволит оценить технико-экономическую эффективность применения микроГЭС с инвертором и накопителем электроэнергии в автономных системах электроснабжения с суточным и сезонным потреблением электроэнергии.

Минимальный уровень стабилизации генерируемой мощности гидрогенератора из условия положительного энергетического баланса определен в 47 % от вечернего максимума электропотребления 10 кВт, что превышает среднесуточную нагрузку микроГЭС на величину потерь.

На основе предложенных моделей был сделан вывод о том, что переходный процесс, вызванный изменением нагрузки и компенсирующим действием контроллеров заряда-разряда АБ имеет минимальное влияние на параметры гидромеханической системы в дискретизации 1 час на действующее значение напряжения гидрогенератора, что позволяет не учитывать их при анализе энергетических балансов микроГЭС. Использование в составе микроГЭС накопителей электроэнергии позволяет минимизировать или исключить применение резистивного балласта, что позволяет увеличить коэффициент использования электрической мощности при неизменной установленной мощности гидроагрегата. Так, действующее значение напряжения меняется от $1,4U_{\text{ном}}$ до $0,65U_{\text{ном}}$ при увеличении мощности нагрузки от 0 до 1,3 номинальной, где за номинальное значение принято напряжение генератора 1 при его номинальной нагрузке.

Угловая скорость гидрогенератора изменяется от $0,98\omega_{\text{ном}}$ до $0,52\omega_{\text{ном}}$ для того же диапазона изменения нагрузки и при базовой частоте вращения $\omega_{\text{ном}}$, соответствующей оборотам холостого хода.

Глава 3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ РАБОЧЕГО ПОТОКА ВОДЫ ИНВЕРТОРНОЙ МИКРОГЭС С ПОМОЩЬЮ АККУМУЛЯТОРНЫХ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

3.1 Разработка структуры и алгоритма работы микроГЭС с аккумуляторным балластом

Построение системы стабилизации частоты генерируемого напряжения микроГЭС зависит от типа управления. Основные варианты построения генерирующих систем приведены на рисунке 29.

В микроГЭС наибольшее распространение получила система регулирования с балластной нагрузкой (БН), обеспечивающая стабилизацию напряжения и частоты. Данный способ стабилизации подразумевает автоматическое перераспределение электрической мощности между потребителями и балластом, в зависимости от графика нагрузки. Схема регулирования балластной нагрузки представлена на рисунке 29а. Достоинством этого способа, является исключение электромеханических устройств из системы стабилизации частоты вращения гидрогенератора, а также экономичность данного вида регулирования. Недостатком данного способа является то, что часть получаемой электроэнергии тратится на выработку тепла, которое не всегда необходимо для нужд потребителя, так же при активно-индуктивном характере нагрузки точность стабилизации напряжения гидрогенератора ограничена. Еще одним минусом рассматриваемой системы электроснабжения является то, что оборудование подбирается по пиковой нагрузке, а это, обычно, составляет 3-4 часа в сутках, тем самым использование установленной мощности микроГЭС снижается, а стоимость электроэнергии увеличивается.

Для повышения эффективности системы стабилизации возможно использовать вместо теплового балласта систему аккумуляторных батарей, что повышает электрический коэффициент использования установленной мощности, за

счет возможности обмена электрической мощностью между гидрогенератором, аккумуляторами и нагрузкой. Схема установки, содержащей систему аккумуляторных батарей (АБ), представлена на рисунке 29б. АБ позволяет выбирать генерирующее оборудование на среднюю нагрузку, что способствует снижению его стоимости и, соответственно стоимости электроэнергии, однако, при этом предполагается изменение частоты вращения гидроагрегата в зависимости от текущей мощности нагрузки и состояния заряда аккумуляторной батареи, что требует введения инверторного блока. Недостаток подобной системы, заключается в ее удорожании по сравнению с вариантом, представленным на рисунке 29а, а также в необходимости расширения диапазона регулирования гидроагрегата.

Системы с балластным регулированием имеют высокое быстродействие, а аккумуляторный балласт позволяет увеличить пиковую мощность нагрузок системы электроснабжения или снизить установленную мощность гидрогенератора. Таким образом возможно применение двух видов балластного регулирования в автономной системе электроснабжения с микроГЭС: теплового и электрохимического, с возможностью минимизации теплового балласта и увеличения вклада в энергетический баланс электрохимических накопителей электроэнергии. Структура такой схемы представлена на рисунке 29в.

Инверторная микроГЭС с аккумуляторным балластом и резистивной балластной нагрузкой, позволяет добиться постоянства частоты вращения гидроагрегата, соответствующей необходимому уровню стабилизации его мощности, повысить качество электроэнергии за счет применения инвертора, а также, увеличить доступную мощность автономной системы электроснабжения.

Передовым способом повышения уровня выработки гидроагрегата, является применение технологии поиска точки максимальной мощности (МППТ). Данная технология позволяет регулировать величину электрической нагрузки гидроагрегата выводя его режим работы в точку максимума мощности при соответствующих оборотах. Схема установки, содержащей контроллер МППТ, представлена на рисунке 29г.

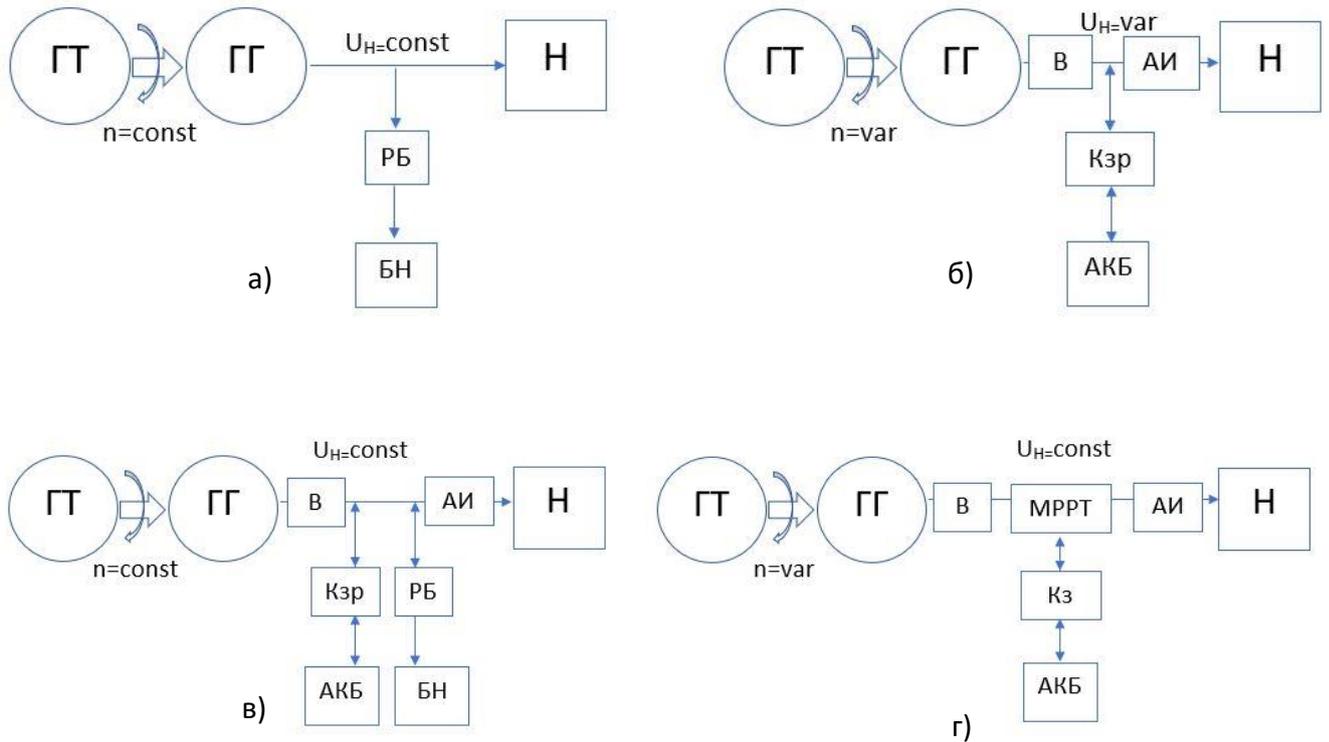


Рисунок 29 –Варианты построения системы стабилизации микроГЭС

Таким образом, технико-экономические характеристики микроГЭС могут быть улучшены за счет использования в ее составе модернизированных балластных систем с силовыми преобразовательными устройствами и аккумуляторными накопителями электрической энергии. Инверторная микроГЭС позволяет более гибко управлять энергетическим балансом автономного энергетического комплекса регулируя мощность гидрогенерации при неравномерном графике суточного электропотребления. За счет этого обеспечивается стабильная работа гидрогенератора на мощности меньшей пикового электропотребления нагрузкой, что позволяет уменьшить установленную мощность микроГЭС по сравнению со станцией с тепловым балластом, мощность которой выбирается по пиковой нагрузке потребителя. Покрытие пиковой мощности в инверторной микроГЭС осуществляется предварительно накопленной энергией в аккумуляторах, за период

времени, когда выбранный уровень генерации превышает текущее электропотребление. Снижение установленной мощности инверторной микроГЭС приводит к снижению стоимости ее оборудования и повышению коэффициента использования установленной мощности за счет включения в энергетический баланс обменной мощности аккумуляторного накопителя электроэнергии.

Обеспечение постоянства развиваемой мощности и частоты вращения гидрогенератора позволяет использовать общепромышленные генераторы, предназначенные для работы с постоянными оборотами, ограничивает диапазон изменения выходного напряжения генератора, что облегчает построение инверторной части гидроэнергетического источника электропитания, а также дает возможность выравнивать графики гидрогенерации с помощью аккумулирующей системы. Выравнивание нагрузки гидрогенератора позволяет уменьшать установленную мощность генерирующего оборудования ориентировочно до среднесуточного потребления, что способствует уменьшению себестоимости производимой электроэнергии. Снижение рабочей мощности стабилизируемого режима гидрогенератора позволяет снижать энергетические характеристики напорного трубопровода, что дополнительно сокращает затраты на строительство микроГЭС.

Структурная схема инверторной микроГЭС с комбинированным балластом приведена на рисунке 30.

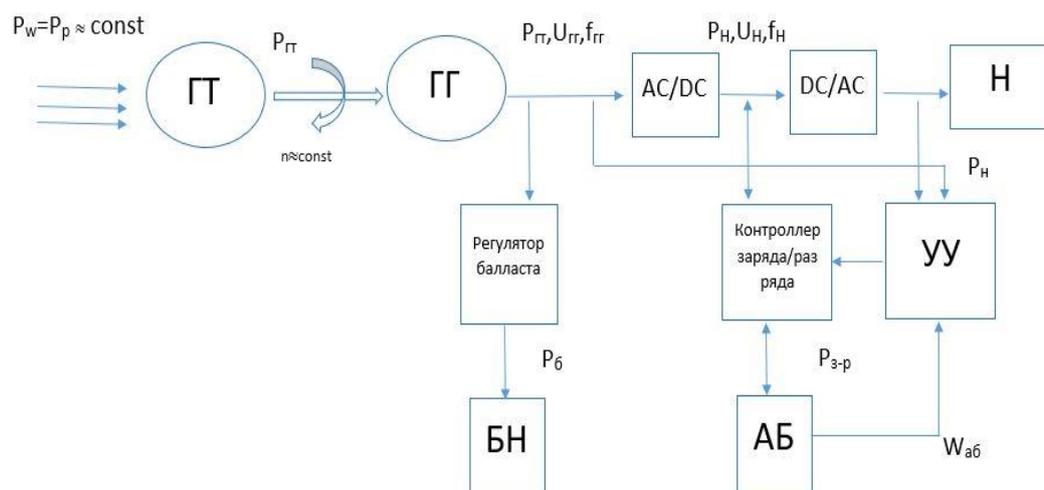


Рисунок 30 – Структурная схема инверторной микроГЭС с автобалластной системой регулирования гидроагрегата и аккумуляторным накопителем электроэнергии

Электромашинный генератор ГГ приводится во вращение нерегулируемой гидротурбиной ГТ. Частота вращения гидрогенератора может ограничиваться в диапазоне от n_{\min} до n_{\max} в зависимости от графиков нагрузки. Получение электроэнергии переменного тока со стабильными параметрами на нагрузке Н осуществляется с помощью выпрямительно – инверторного преобразователя частоты AC/DC - DC/AC. Режим работы гидрогенератора, при постоянных параметрах рабочего потока воды на гидротурбине, определяется мощностью, потребляемой нагрузкой, включая аккумуляторы и балласт, в соответствии с мощностной характеристикой гидротурбины (рисунок 14) [34].

Очевидно, приоритет использования следует отдать электрохимическому аккумулированию электроэнергии, обеспечивающему возврат обменной мощности аккумуляторов в автономную систему электроснабжения в часы максимума нагрузки. Резистивный балласт в этом случае необходим в качестве дополнения к аккумуляторному, когда состояние аккумуляторов не позволяет принимать мощность необходимую для создания управляющего воздействия на гидроагрегат. Алгоритм работы микроГЭС с комбинированным балластом осуществляется

следующим образом. Баланс мощностей системы электроснабжения для режима работы микроГЭС, при котором мощность, потребляемая нагрузкой, меньше максимально допустимой мощности гидрогенератора $P_{ггм}$, а аккумуляторы способны принимать заряд, описывается уравнением:

$$P_{гг} = P_{н} + P_{з} \quad (3.1)$$

где,

$P_{гг}$ – мощность гидрогенератора,

$P_{н}$ – мощность нагрузки

$P_{з}$ – мощность заряда АКБ

Зарядная мощность аккумуляторов формируется интеллектуальным контроллером заряда в соответствии с типом аккумуляторов и состоянием их заряда. Контроллер заряда-разряда двунаправленный (DC/DC преобразователь), работает в режиме источника тока, реализуемого по сигналу управляющего устройства (УУ). При полностью заряженных аккумуляторах, контроллер ограничивает процесс зарядки и рабочий режим гидрогенератора определяется текущей мощностью нагрузки и управляющей мощностью резистивного балласта.

Баланс мощностей системы для режима инверторной микроГЭС с разрядом аккумуляторов, когда мощность нагрузки возрастает и начинает превышать максимально допустимую мощность гидрогенератора $P_{ггм}$, определяется работой гидрогенератора на максимально допустимой мощности плюс необходимой, для покрытия нагрузки, разрядной мощностью аккумуляторов в соответствии с уравнением:

$$P_{н} = P_{гг} + P_{р} \quad (3.2)$$

где,

$P_{гг}$ – мощность гидрогенератора;

$P_{н}$ – мощность нагрузки;

$P_{р}$ – мощность разряда АКБ.

Для реализации параллельной работы гидрогенератора и аккумуляторной батареи на шине постоянного тока, управляемый преобразователь AC/DC переводится в режим источника тока, ограничивая мощность гидрогенератора на максимально допустимом уровне. Недостающую мощность нагрузка получает от аккумуляторов через DC/DC преобразователь, работающий в режиме источника напряжения. Соответствующая команда для перевода управляющего устройства аккумуляторов в режим разряда формируется управляющим устройством УУ.

Баланс мощности системы электроснабжения при заряженных аккумуляторах и нагрузках, не превышающих максимальные, определяется уравнением, характеризующим стабильность частоты вращения гидроагрегата:

$$P_{гг} = P_{н} + P_{б} \quad (3.3)$$

где,

$P_{гг}$ – мощность гидрогенератора,

$P_{н}$ – мощность нагрузки

$P_{б}$ – мощность балластной нагрузки

Вариант инверторной микроГЭС с накопителем электроэнергии и переменной скоростью вращения гидрогенератора отличается от варианта со стабилизацией режима генерирующего оборудования более простой системой управления, отсутствием теплового балласта и большими возможностями рационального использования энергетического потенциала водотока.

Накопители электроэнергии в микроГЭС позволяют осуществлять электроснабжение потребителей, мощность которых превышает установленную мощность гидроагрегата микроГЭС без его перегрузки. По сравнению с базовой станцией с балластным регулированием, максимальная мощность нагрузки которой не может превышать номинальную мощность гидроагрегата, инверторная микроГЭС с системой аккумулирования электроэнергии может улучшить технико-экономические характеристики базовой микроГЭС за счет аккумуляторов, позволяющих покрывать пиковые нагрузки большей мощности.

Последовательный анализ состояния инверторной микроГЭС в соответствии с суточным графиком нагрузки позволяет оптимизировать ее состав и режимы работы энергетического оборудования.

Формирование интеллектуального алгоритма функционирования системы электроснабжения на основе микроГЭС со статическим преобразователем частоты и электрохимическими накопителями электроэнергии основывается на уравнении баланса мощностей:

$$P_n = P_{гг} - P_б - P_з + P_p \quad (3.4)$$

где,

P_n , $P_{гг}$, $P_б$, $P_з$, P_p – это, соответственно, мощность нагрузки, мощность гидротурбины микроГЭС, мощность балластной нагрузки, мощности заряда или разряда аккумуляторной батареи.

Следует заметить, что генерируемая гидрогенератором мощность поддерживается на оптимальном уровне с помощью обменной мощности аккумуляторов и балласта. Для этого аккумуляторы должны запасать электроэнергию гидрогенератора в часы, когда она превышает электропотребление нагрузки и отдавать ее потребителю в часы пиковой нагрузки, дополняя неизменный уровень генерации (и потребления) до необходимого максимума.

Алгоритм расчетов рабочих режимов системы электропитания представлен на рисунке 31. Исходными данными для алгоритма являются принятая мощность стабилизации гидрогенератора $P_{гг}$ и текущая почасовая мощность электрических нагрузок на начальный момент времени в соответствии с суточным графиком электропотребления P_n . Начальный момент времени может выбираться произвольно. Исходное состояние батареи аккумуляторов определяется величиной емкости $C_{аб}$, которая может задаваться произвольно. Параметры ограничивающие режимы работы аккумуляторной батареи: максимальная мощность заряда $P_{зм}$, максимальный C_{max} и минимальный C_{min} уровень заряда в соответствии с рекомендациями для конкретных типов аккумуляторов.

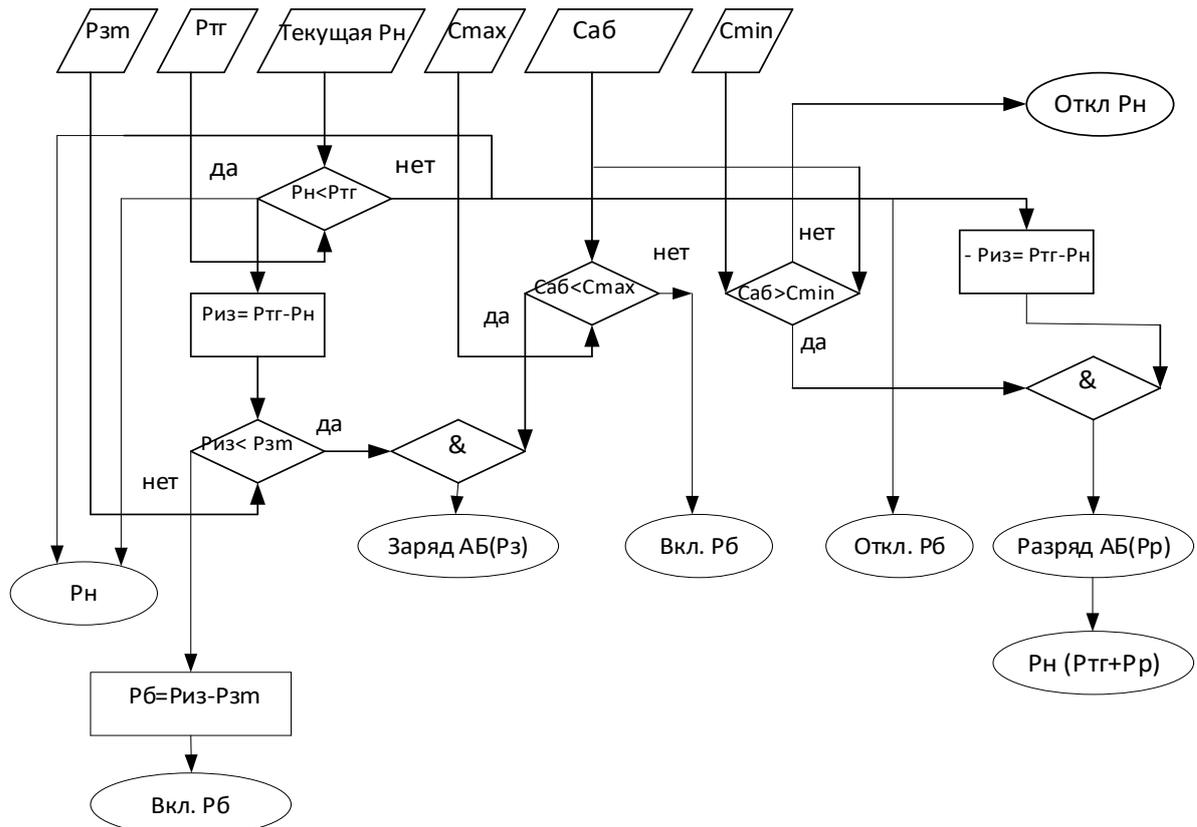


Рисунок 31 – Логическая структура алгоритма функционирования инверторной микроГЭС

К целевым функциям алгоритма относятся: определение минимально возможного уровня стабилизации мощности гидрогенератора, обеспечивающего гарантированное обеспечение электроэнергией нагрузки в соответствии с суточным графиком; формирование рациональных режимов функционирования системы аккумулирования электроэнергии с учетом ее номинальной емкости; обеспечение приоритетного использования, в качестве балластной нагрузки гидрогенератора – зарядной мощности аккумуляторов; определение временных интервалов для включения резистивного балласта необходимой мощности.

Возмущающим воздействием, определяющим управляющие воздействия алгоритма, является суточный график электропотребления объекта электрификации.

Управляющими параметрами алгоритма являются управляемые балласты электрохимического и резистивного типов и корректируемая уставка уровня

стабилизации мощности генерации гидрогенератора.

Различные цели управляющего алгоритма, учет внутреннего состояния элементов регулируемой системы, а также возможностей принятия неоднозначных управляющих воздействий определяют представленный алгоритм как интеллектуальный.

Режимы функционирования алгоритма определяются соотношением мощности стабилизации гидрогенератора и текущей, для рассматриваемого часа суток, мощности нагрузки, а также состоянием заряда аккумуляторов.

Если мощность нагрузки меньше, чем уставка гидрогенератора: $P_n < P_{гг}$, то необходимая мощность поступает в нагрузку, а разница мощностей $P_{из}$, если она не превышает предельную мощность заряда аккумуляторов $P_{из} < P_{зм}$ и состояние аккумуляторов $C_{аб} < C_{max}$ позволяет принять зарядную мощность, направляется на заряд батареи аккумуляторов. Зарядная мощность аккумуляторов также выполняет роль балластной нагрузки, стабилизируя режим работы гидрогенератора на уровне мощности $P_{гг} = P_n + P_з$. Если аккумуляторы не в состоянии принять доступную мощность генератора, то часть ее, превышающую зарядную, отправляется в тепловой балласт $P_б$, обеспечивающий стабилизацию тормозного момента генератора и, соответственно, частоты вращения и генерируемой мощности гидроагрегата: $P_{гг} = P_n + P_з + P_б$.

Если текущая мощность нагрузки превышает мощность стабилизации режима гидрогенератора, то генератор продолжает работать на мощности стабилизации $P_{гг}$, балласт отключается (если он был в работе), а DC/DC преобразователь аккумуляторной батареи, если ее заряд больше минимально допустимого, переводит ее в режим разряда, дополняя стабилизируемую мощность гидрогенератора $P_{гг}$, разрядной мощностью аккумуляторов P_p до необходимой для покрытия пиковой нагрузки P_n . Режим работы гидрогенератора, при этом, остается стабильным, определяемым мощностью генератора $P_{гг} = P_n - P_p$.

Если уровень заряда аккумуляторов снижается до уровня меньшего допустимого, то производится корректировка в сторону повышения генерируемой

мощности гидрогенератора. Величина корректировки оценивается в течение следующего суточного цикла работы инверторной микроГЭС.

Результаты работы алгоритма в графическом виде приведены ниже (рисунок 32). На графике изображены почасовые изменения суточного энергетического баланса автономной системы электроснабжения с инверторной микроГЭС, включающего мощности нагрузки, мощности заряда и разряда аккумуляторных батарей, мощность теплового резистивного балласта и мощность гидрогенератора. За базовую микроГЭС принят промышленный образец МикроГЭС-10Пр фирмы ИНСЭТ. Минимальный уровень стабилизации генерируемой мощности гидрогенератора определен в 47% от вечернего максимума электропотребления, что немного превышает среднесуточную нагрузку микроГЭС для покрытия потерь энергии [61].

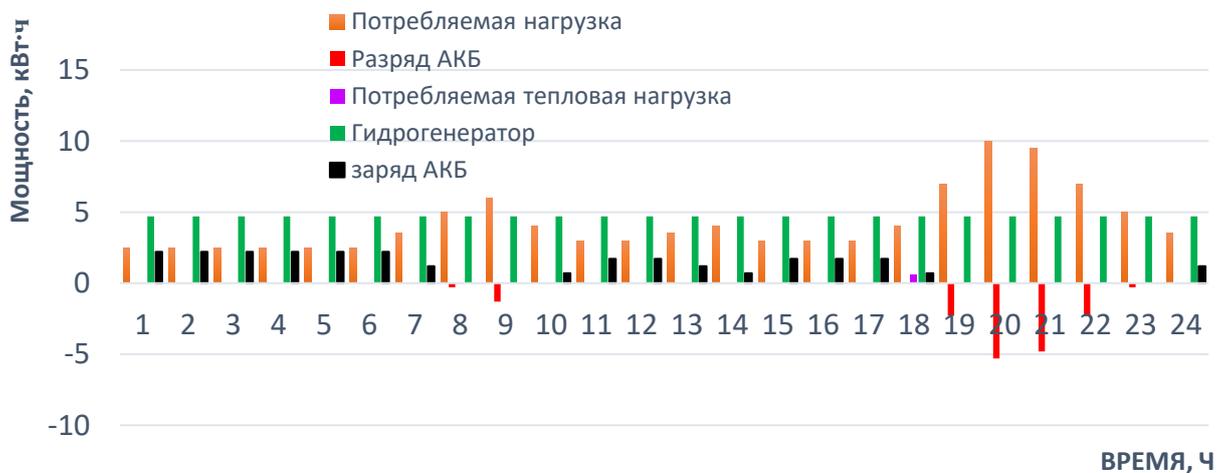


Рисунок 32 – Суточная диаграмма энергетического баланса автономной системы электроснабжения с инверторной микроГЭС

Исходя из представленных данных, энергетический баланс системы электроснабжения с рассматриваемой микроГЭС удовлетворяет потребностям объекта в электроэнергии в течение суток. За счет аккумуляторного накопителя электроэнергии, система позволяет обеспечить двукратную пиковую нагрузку потребителя относительно установленной мощности гидроагрегата при принятом

допустимом разряде аккумуляторов в 30%. При этом гидроагрегат постоянно работает в своём номинальном режиме.

Система аккумулирования электроэнергии позволяет существенно повысить КИУМ преобразования энергии первичного энергоисточника – потока воды в электроэнергию, поступающую к потребителю.

Используя режим источника бесперебойного питания, система может снабжать потребителей электроэнергией при останове гидротурбины за счет запасенной энергии аккумуляторных батарей [35].

3.2 Исследование режимов работы микроГЭС с балластом аккумуляторного типа.

Нестабильность графиков электропотребления снижает коэффициент использования установленной мощности гидрогенератора, которая выбирается по пиковому электропотреблению. Реальные графики электропотребления носят стохастический характер, что определяет необходимость использования общепринятых типовых суточных графиков для различных типов потребителей, предполагающих дискретное почасовое изменение потребляемой мощности. Для типичной нагрузки – изолированного поселка принимаем типовой график электропотребления сельского дома [27]. Соответственно, изменения энергетического баланса системы электроснабжения в течение характерных суток представляются временной последовательностью статических режимов с интервалом дискретизации 1 час. Статический характер электропотребления определяет использование статических моделей энергетических характеристик компонентов инверторной микроГЭС.

Одним из ключевых факторов, влияющих на энергоэффективность микроГЭС с применением инвертора и накопителя электроэнергии является параметрическая оптимизация емкости АКБ, которая позволяет варьировать алгоритм работы автономного электроснабжения в зависимости от графика нагрузки.

В связи с этим, автором рассматривается несколько вариантов управления микроГЭС с применением АКБ для разных типов нагрузок.

Исходным параметром, доступным для изменений является уровень загрузки мощности гидроагрегата. Мощность микроГЭС выбирается в соответствии с потребностями автономной нагрузки. Типовой график электропотребления сельского дома приведен на рисунке 33 [12]. Средняя суточная мощность электропотребления составляет 47% от вечернего максимума.

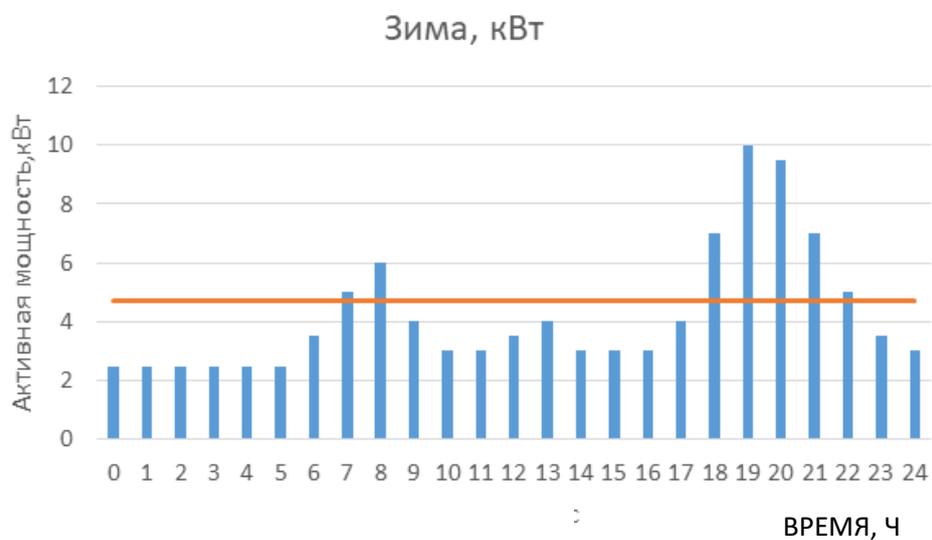


Рисунок 33 – Типовой график электрических нагрузок сельского дома и среднесуточное электропотребление

Учитывая общепринятое представление типовых суточных графиков электропотребления дискретными значениями с интервалом дискретизации 1 час [36] и пренебрежимо малое время отклика системы накопления электроэнергии 0,02–0,03 секунды [37], уравнения для расчета суточных изменений энергии в аккумуляторном накопителе приобретают вид (3.5, 3.6).

Для выбранного уровня мощности генерации микроГЭС на уровне $P_{гр} = 47\%$ от максимума пиковой нагрузки 10 кВт энергия заряда и разряда аккумуляторов определяется по выражениям:

$$W_3 = \sum_{i=0}^6 (P_{гр} - P_{Hi})t_i + \sum_{i=9}^{17} (P_{гр} - P_{Hi})t_i + \sum_{i=23}^{24} (P_{гр} - P_{Hi})t_i \quad (3.5)$$

$$W_p = \sum_{i=7}^8 (P_{гр} - P_{Hi})t_i + \sum_{i=18}^{22} (P_{гр} - P_{Hi})t_i \quad (3.6)$$

$$W_3 \geq W_p$$

При других условиях, например, при более высоком уровне генерации (54% мощности) или пониженном (в 40% от установленной мощности) исследуемый гидроагрегат уже не будет так эффективен. При повышенных мощностях стабилизации мощности микроГЭС будет образовываться излишек получаемой электроэнергии, для перераспределения которого потребуется внедрение теплового балласта в определенные часы суток (с 10:00 до 18:00, как показано на рисунке 34.

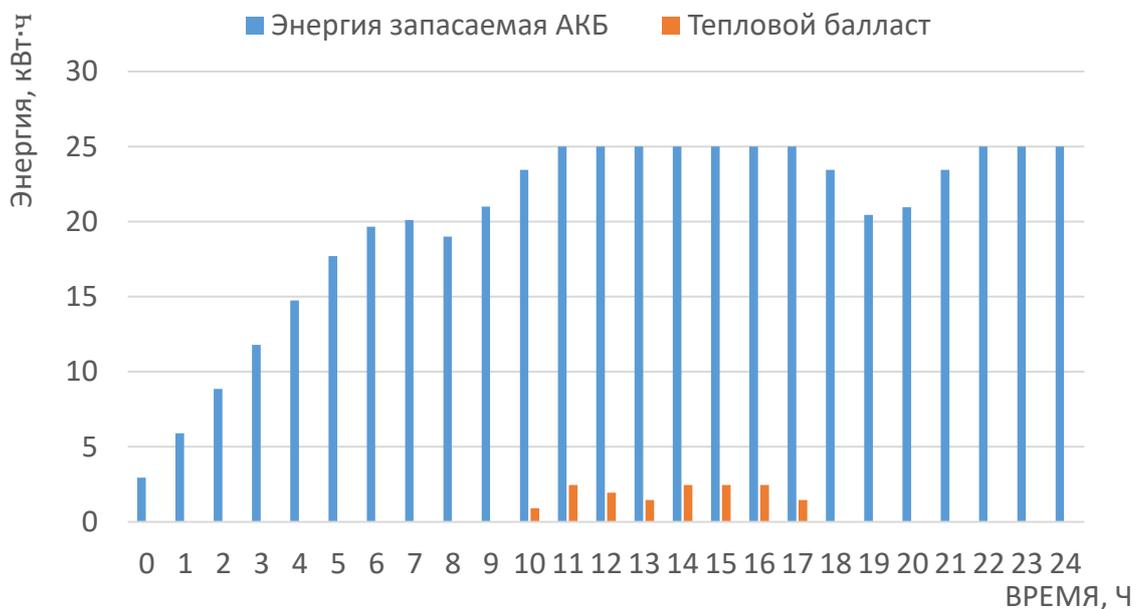


Рисунок 34 – График изменения энергии АКБ и ТЭН при загрузке гидроагрегата на 54%

При такой загрузке гидроагрегата (54%) от пикового потребления система становится экономически менее целесообразной вследствие внедрения резистивной балластной системы, и, соответственно, расхода части генерируемой электроэнергии на тепловой балласт.

За счет уменьшения загрузки гидроагрегата микроГЭС, можно уменьшить стоимость ее оборудования, сэкономив на трубопроводе (глава 2, параграф 2.3), а также увеличить ресурс работы гидроагрегата, при этом, коэффициент использования электрической мощности микроГЭС останется неизменным. Например, при загрузке гидроагрегата в 40% относительно пиковой мощности получаем меньшую выработку электроэнергии, и аккумуляторная батарея не успевает заряжаться должным образом для последующего покрытия пиковой мощности. Таким образом, в часы экстремумов нагрузки конечный потребитель не обеспечивается электроэнергией и микроГЭС становится малоэффективной, что показано на рисунке 35.

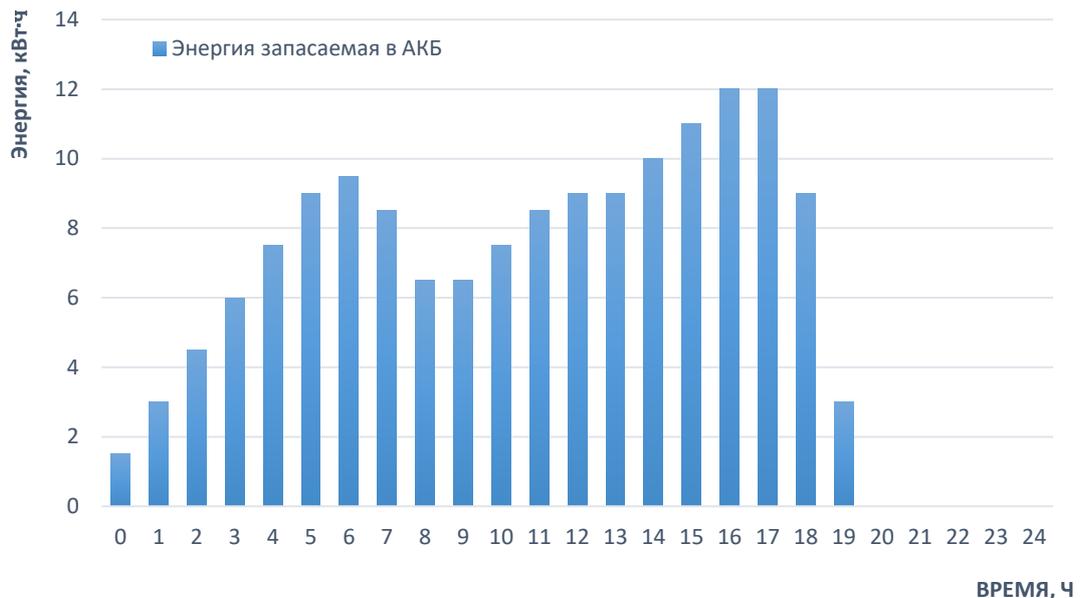


Рисунок 35 – График изменения энергии АКБ при загрузке гидроагрегата на 40%

Таким образом, для варианта работы микроГЭС с инвертором и накопителем АКБ, на типовую нагрузку сельского дома приемлемым является загрузка $P_{ГТ} = 47\%$ от максимума пиковой мощности. При этом обеспечивается покрытие максимумов нагрузки за счет внедряемой АКБ, и возможность уменьшить стоимость

гидроустановки за счет уменьшения мощности первичного энергоисточника - рабочего потока воды, что позволяет сократить длину напорного трубопровода при том же уклоне русла (глава 2, параграф 2.4).

Для построения автономной СЭС важным аспектом является сбор, анализ и учет сведений по необходимому объему электропотребления. В литературе [38–40] принято разделять потребителей на несколько типичных групп по параметрам нагрузки:

- 1) По максимальной, пиковой, мощности потребления P_{\max} ;
- 2) По минимальному уровню нагрузки P_{\min} ;
- 3) По средней нагрузке $P_{\text{ср}}$;
- 4) По коэффициенту неравномерности нагрузки $K_n = P_{\min} / P_{\max}$;
- 5) По коэффициенту использования максимума нагрузки («плотность» нагрузки) $K_{\text{и}} = P_{\text{ср}} / P_{\max}$; [41]

Объем потребляемой электроэнергии объектов зависит от множества факторов: от направления хозяйственной деятельности, от степени пользования коммунально-бытовой сферой, от климата местности и т.д. Исходной информацией для построения систем электроснабжения потребителей является суточные и сезонные графики электропотребления объектов

Типичным примером различных графиков электропотребления, является автономные системы электроснабжения в отдаленных улусах Якутии, где хозяйственная и бытовая деятельность человека ориентирована на оленеводство, коневодство, растениеводство или на охоту [42]. К энергопотребителям малых поселений относятся населенные пункты с численностью жителей до 10, 25, 50 и 100 человек. Характерным для Якутии является большой разброс среднего уровня энергопотребления на человека в сутки: от 1,44 – 4,8 кВт·ч в летние месяцы до 3,6 - 12 кВт·ч в зимние месяцы. Данные показатели удовлетворяют не только нужды минимального уровня бытовых потребностей, но и потребности промыслово-животноводческого производства [43].

Существующие типичные графики автономной нагрузки в зависимости от характера и уровня электропотребления, можно разделить на три группы: бытовая нагрузка малочисленных поселков с отсутствием потребления электроэнергии в рабочие часы представлена на рисунке 36а, группа имеющая незначительное (1-3 часа) отсутствие потребления электроэнергии на всем протяжении характерных суток, представлена на рисунке 36б и группа с непрерывным потреблением электроэнергии на всем протяжении характерных суток, с незначительным снижением нагрузки, представлена на рисунке 36в [44, 45].

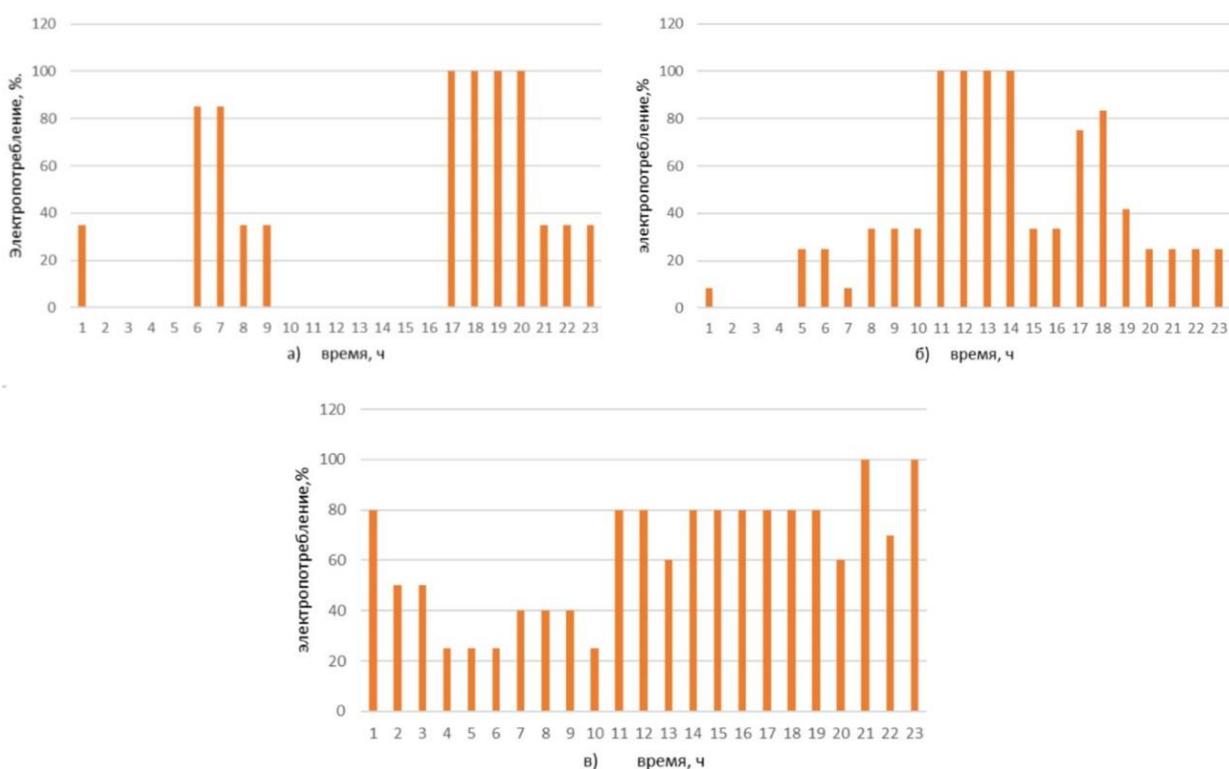


Рисунок 36а, 36б, 36в – Типичные графики автономной нагрузки в зависимости от уровня электропотребления.

Для приведенных графиков сельских потребителей электроэнергии, оптимальные уровни мощности генерации гидрогенератора в процентах относительно пиковой нагрузки приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Среднесуточная мощность по группам потребителей

Группа потребителя	Нагрузка гидрогенератора, %
Группа нагрузки а	33
Группа нагрузки б	39
Группа нагрузки в	60

Оптимальные уровни мощности генерации гидрогенератора, выбраны на основе средних нагрузок электропотребления сельских объектов с запасом на потери при преобразовании энергии и рассчитаны по среднему значению электропотребления характерных суток. Этот подход позволяет выбрать мощность генерации для характерных графиков электропотребления, обеспечивающую необходимый обменный запас электроэнергии емкости АБ и определить режим работы системы электроснабжения.

Возможно использовать постоянный режим загрузки гидрогенератора на его номинальную мощность, например – 10 кВт для микроГЭС ПР-10 АОЗТ «МНТО ИНСЭТ». В этом случае аккумуляторный балласт обеспечит покрытие пиковой нагрузки двухкратной мощности для типового графика электрических нагрузок сельского дома, рисунок 37. Взяв за основу гидроагрегат ПР-10 АОЗТ «МНТО ИНСЭТ», с загрузкой на номинальную паспортную мощность, процесс регулирования при этом осуществляется за счет внедрения аккумуляторных батарей. В данном случае нет надобности учитывать разные группы нагрузки потребителей, типовые графики, так как вместо подключения к системе теплового балласта в гидроустановку внедряется дополнительный объем АКБ, что позволяет запасать больше электроэнергии и указанные излишки будут покрывать большие пики потребительских нагрузок вне зависимости от того ведется ли на территории промышленно-хозяйственная деятельность или требуется лишь покрытие бытовых мощностей.

При загрузке гидроагрегата на 100% предельную величину нагрузки возможно увеличить в два раза, за счет неиспользованной энергии, вырабатываемой гидроагрегатом, запасенной в аккумуляторной батарее. Пример такого графика нагрузки приведен на рисунке 37.

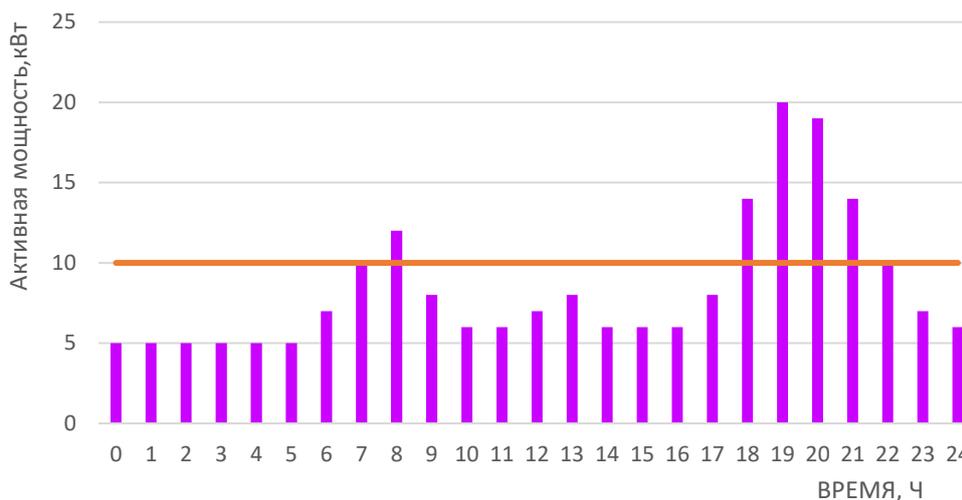


Рисунок 37 – Типовой график электрических нагрузок сельского дома, увеличенный в 2 раза и номинальная работа гидроагрегата

Режим работы аккумуляторного накопителя микроГЭС с загрузкой гидроагрегата на номинальную мощность с аккумуляторным балластом приведен на рисунке 38. На графике представлены почасовые суточные изменения величины запаса энергии аккумуляторов, начиная с нуля часов и исходного запаса электроэнергии 0 кВт·ч до следующего суточного цикла. Как видно из графика, максимально возможная запасенная энергия в аккумуляторной батарее составляет 60 кВт·ч. Очевидно, следующий цикл работы аккумуляторного накопителя, при неизменном графике электропотребления, будет установившимся. Минимальный остаточный заряд аккумуляторов при этом не снижается, что говорит о возможности увеличения объема электропотребления еще на 20% при рекомендуемом остаточном заряде аккумуляторных батарей в 30%.

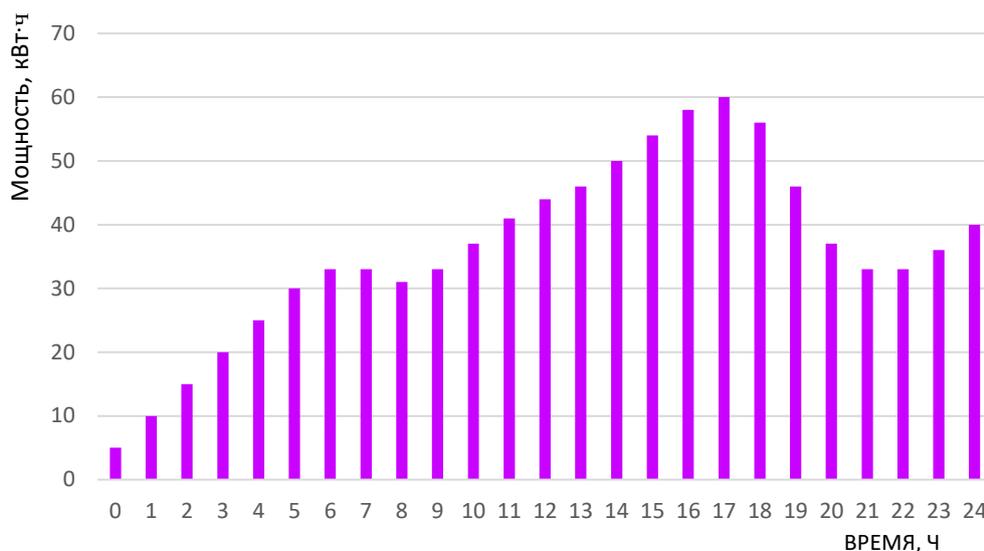


Рисунок 38 – График изменения энергии аккумуляторной батареи

Предложенная структура инверторной микроГЭС, объединенная интеллектуальным алгоритмом управления генерирующим, преобразующим и аккумулирующим оборудованием, позволяет автономной системе электроснабжения адаптироваться к изменениям графика электропотребления путем варьирования уровня стабилизации генерируемой мощности, величины емкости и глубины разряда аккумуляторов.

3.3 Экономические преимущества микроГЭС с аккумуляторным балластом

Технико-экономические характеристики микроГЭС могут быть улучшены за счет использования в ее составе силовых преобразовательных устройств – инверторов и аккумуляторных накопителей электрической энергии с контроллерами заряда-разряда. Инверторная микроГЭС позволяет управлять энергетическим балансом автономного энергетического комплекса стабилизируя мощность гидрогенерации при неравномерном графике суточного электропотребления. В этом случае обеспечивается стабильная работа гидрогенератора на мощности меньшей пикового электропотребления нагрузкой, что позволяет уменьшить установленную

мощность микроГЭС по сравнению со станцией с балластным регулированием мощность которой выбирается по пиковой нагрузке потребителя.

Покрывание пиковой мощности в инверторной микроГЭС осуществляется предварительно накопленной энергией в аккумуляторах, за период времени, когда выбранный уровень генерации превышает текущее электропотребление. Снижение установленной мощности инверторной микроГЭС приводит к снижению стоимости ее оборудования и повышению коэффициента использования установленной мощности за счет включения в энергетический баланс обменной мощности аккумуляторного накопителя электроэнергии. Однако, для инверторной микроГЭС к стоимости ее базового оборудования следует добавить стоимость инвертора и аккумуляторов.

Экономическая целесообразность построения инверторной микроГЭС достигается если снижение установленной мощности станции за счет выравнивания мощности генерации и, соответственно, уменьшение ее стоимости превысит дополнительные затраты на инвертор и батарею аккумуляторов.

Кроме улучшения технико-экономических характеристик инверторных микроГЭС по сравнению с балластными, снимается проблема качества выходного напряжения, обеспечиваемого современными инверторами.

Сравнительные основные технико-экономические характеристики разных типов балластных микроГЭС, питающих типового сельского потребителя, приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Сравнительный технико-экономический анализ разных конфигураций микроГЭС на основе базового комплекта МикроГЭС ПР-10 АОЗТ «МНТО ИНСЭТ» загруженной на среднюю мощность нагрузки 47% от номинальной паспортной мощности.

Показатели	МикроГЭС с балластной нагрузкой №4	МикроГЭС с балластной нагрузкой и инвертором №3	МикроГЭС с балластной нагрузкой, инвертором и накопителем энергии №2

Продолжение таблицы 3

Полные затраты, всего, руб.	850 000	1 147 000 (297 000 стоимость инвертора)	3 940 280 (1 943 280 стоимость АКБ)
Стоимость напорного трубопровода руб.	4 817 000		2 263 990
КИУМ по электроэнергии	0,46	0,46	0,94
Показатели качества электроэнергии	Отраслевой стандарт	ГОСТ 32144-2013	ГОСТ 32144-2013
Пиковая мощность нагрузки, кВт	10	10	10
Вырабатываемая энергия, кВт	4,7	4,7	4,7
Себестоимость электроэнергии и кВт·ч, руб.	68,82	72,43	65,02

Под показателем КИУМ по электроэнергии подразумевается коэффициент использования установленной мощности (отношение фактической к номинальной мощности).

Исходными данными для таблицы 3 выбраны: стоимость оборудования МикроГЭС-10ПР составляет 850 тыс. рублей, стоимость напорного трубопровода (рисунок 39) диаметром 300 мм и длиной 114 метров для обеспечения напора 10 м для местности с уклоном русла водотока в 5 градусов равна 4 817 тыс. рублей [44].

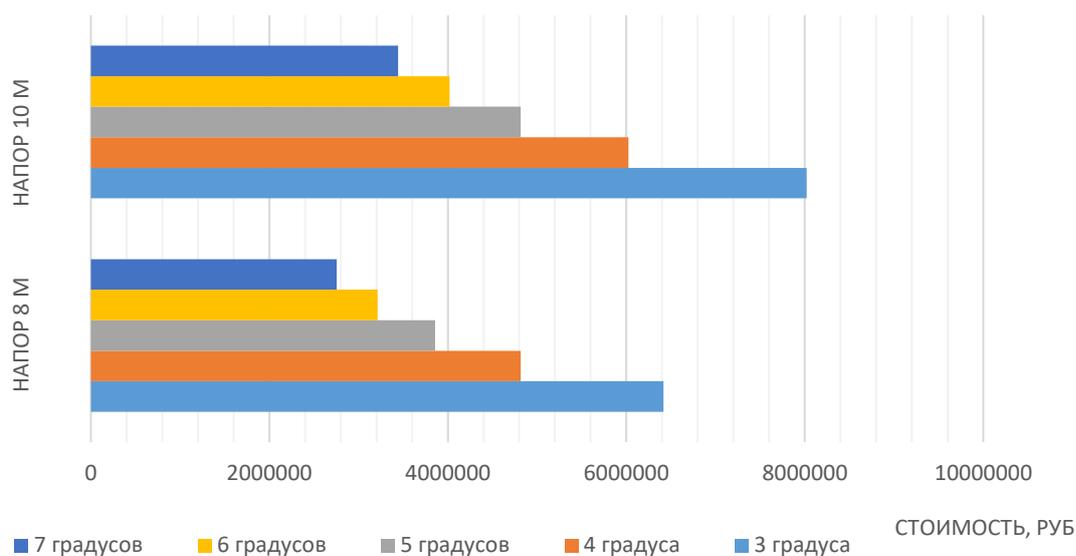


Рисунок 39 – Диаграмма стоимости напорного трубопровода в зависимости от величины напора и уклона русла водотока

В качестве силового модуля – трехфазный инвертор «Импульс форвард 3310» мощностью 10 кВт и стоимостью 297 000 рублей [46].

При выборе аккумуляторов для накопительного устройства учитывалась возможность их быстрой зарядки с использованием больших токов, а также стойкость в циклическом режиме с учетом ограничений на глубину разряда.

Литий-железо-фосфатные аккумуляторы (LiFePO₄) в значительной степени отвечают этим требованиям [47]. Степень разрешенного разряда LiFePO₄ может изменяться в зависимости от бренда и конкретного типа аккумулятора. Однако, для продления ресурса аккумуляторов, рекомендуется ограничивать разряд на уровне 30% от номинальной емкости LiFePO₄ батареи [48]. Стоимость одного блока аккумулятора составляет 16 194 рубля [47].

Технико-экономические параметры, которые отражают эффективность применения микроГЭС в отдаленных или малонаселенных пунктах в совокупности зависят от конструктивных особенностей установки (как, в нашем случае, имеет место установка накопителя энергии и инвертора) [49]. Но, помимо этого, экономические показатели включают в себя и такие параметры:

- Средний уклон реки (ΔH , м/км);
- Средний расход воды водотока в период летней межени (Q , м³/с);
- Число часов в году с открытым руслом ($Ч$);

Сравнительный технико-экономический анализ микроГЭС с балластной нагрузкой (с корреляцией стоимости 1 кВт установленной мощности в зависимости от комплектации оборудования), проведен с учетом следующих показателей, как:

- Полные затраты на оборудование микроГЭС;
- Стоимость 1 кВт установленной мощности для разных типов балластных микроГЭС;
- Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ);
- Пиковая мощность нагрузки.

При использовании микроГЭС с установленной мощностью 10 кВт, в систему электроснабжения внедряются аккумуляторные батареи, с целью увеличения электрического коэффициента установленной мощности инверторной микроГЭС. При увеличении покрываемой нагрузки необходим инвертор большей мощности – из возможных вариантов, представленных на рынке, наиболее подходящим вариантом по критериям «цена-качество» является инвертор «Импульс триатлон 20». Расчетная стоимость системы электроснабжения представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Технико-экономические характеристики микроГЭС на основе базового комплекта МикроГЭС ПР-10 АОЗТ «МНТО ИНСЭТ» с увеличением средней загрузки гидроагрегата до номинальной мощности 10кВт

Показатели	МикроГЭС балластной нагрузкой №1	Стоимость инвертора 490 000	Стоимость АКБ 4 554 563
Полные затраты, всего, руб.	850 000	1 340 000	5 894 563
Стоимость трубопровода руб.	4 817 000		

Продолжение таблицы 4

КИУМ по электроэнергии	0,94
Показатели качества электроэнергии	ГОСТ 32144-2013
Пиковая мощность нагрузки, кВт	20
Вырабатываемая энергия, кВт	9,4
Себестоимость электроэнергии кВт·ч, руб	65,04

Для обеспечения двухкратного электропотребления требуется внедрение в систему электроснабжения аккумуляторных батарей на сумму 4 554 563 рубля, что сопоставимо со стоимостью напорного трубопровода, однако, при обеспечении электроэнергией потребителя в двухкратном объеме, потребуется наличие двух базовых микроГЭС производства «МНТО ИНСЭТ», соответственно затраты возрастут в два раза, так же при проектировании второго трубопровода, из-за особенностей рельефа могут возникнуть трудности в возможности получения стабильного потока воды. Соответственно применение аккумуляторных батарей экономически целесообразно. На рисунке 40 представлен сравнительный график затрат инверторных и базовой микроГЭС.

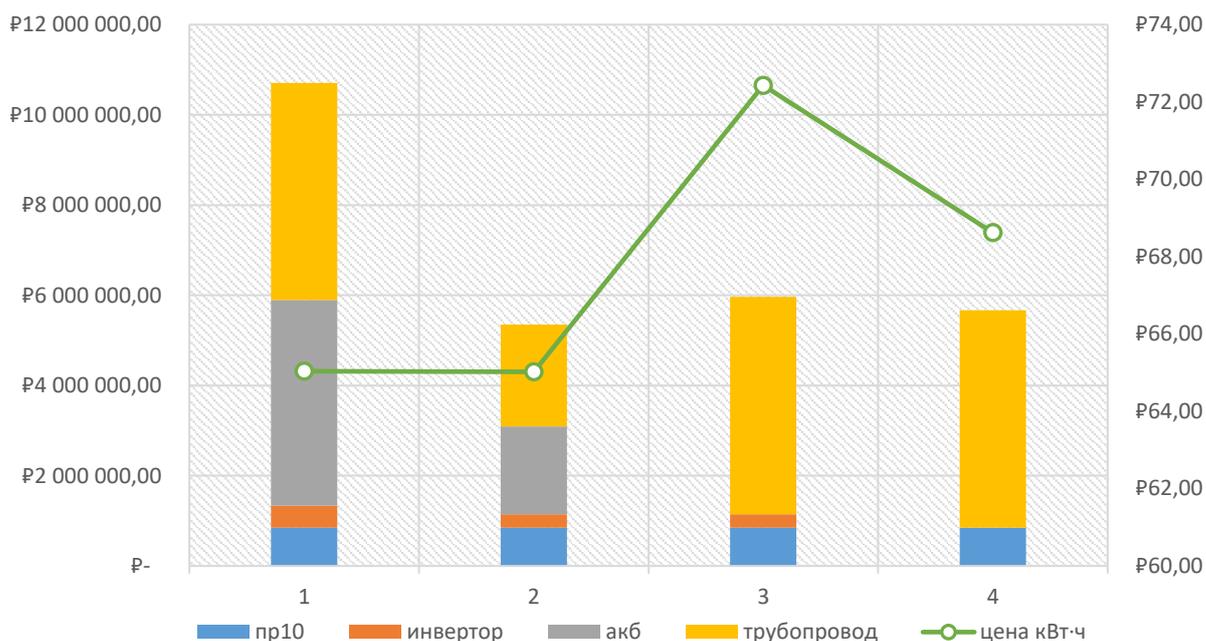


Рисунок 40 – Сравнение финансовых затрат микроГЭС и стоимость 1 кВт·ч электроэнергии

3.4 Выводы по третьей главе

Установлено, что в целях повышения электрического коэффициента использования установленной мощности автобалластной микроГЭС с инвертором следует применять систему аккумуляторных батарей, обеспечивающую возможность увеличения объемов электроэнергии, передаваемой потребителю.

В результате анализа различных вариантов (4 типа) построения системы формирования выходного напряжения микроГЭС было доказано, что технико-экономические характеристики инверторной микроГЭС с накопителем энергии могут быть улучшены за счет управления ее энергетическим балансом, и оптимизации емкости аккумуляторов, что позволяет увеличить объем товарной электроэнергии и снизить ее себестоимость.

При исследовании режимов работы микроГЭС с балластом и накопителем электроэнергии было установлено, что оптимизация величины емкости АКБ позволяет управлять уровнем загрузки гидроагрегата при разной величине нагрузки.

При проведении расчетов автором было выявлено, что наиболее приемлемым вариантом распределения мощности гидроагрегата микроГЭС ($P_{гр}$) является показатель в 47 % от максимума пиковой нагрузки при использовании установки ПР-10 АОЗТ «МНТО ИНСЭТ». Был сделан вывод о том, что в данном случае покрываются не только часы максимумов нагрузки (за счет внедряемой АКБ), но и уменьшается стоимость гидроустановки. Оптимальные уровни мощности генерации гидрогенератора, выбраны на основе средних нагрузок электропотребления сельских объектов с запасом на потери при преобразовании энергии и рассчитаны по среднему значению характерных суток.

Внедрение указанного типа микроГЭС с инвертором и накопителем, при выбранном уровне средней мощности в 47%, позволяет в менее благоприятных условиях по ландшафту (по энергии водотока) получать паспортное значение выходной электроэнергии при меньшей затрате на гидротехнические сооружения. Автором проведены расчеты и сделан вывод о том, что возможное снижение установленной мощности инверторной микроГЭС приводит к снижению стоимости ее оборудования и повышению коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) за счет включения в энергетический баланс обменной мощности аккумуляторного накопителя электроэнергии.

Вариант стабилизации базовой микроГЭС на полную номинальную мощность и внедрение аккумуляторных батарей позволяет покрывать двухкратную пиковую нагрузку при типовом графике электропотребления сельского дома. Данный вариант позволяет увеличить электрический коэффициент использования установленной мощности микроГЭС в 2 раза и при этом сократить экономические и экологические издержки для вновь возводимых или реконструируемых микроГЭС.

ГЛАВА 4 ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ИНВЕРТОРНЫЕ МИКРОГЭС

4.1 Инверторные микроГЭС с управлением балласта по технологии поиска максимума мощности гидротурбины. Алгоритм работы

Изначально метод поиска максимума мощности (MPPT) электроустановки ВИЭ, широко использовался при создании фотоэлектрических станций. Известно, что генерируемая мощность солнечных батарей, зависит от уровня освещенности и температуры нагрева фотоэлектрических преобразователей, которые изменяются в процессе эксплуатации с изменением времени суток, смены сезонных климатических условий и т.д. В связи с этим параметры вольтамперных характеристик (ВАХ) фотопреобразователей, являются функциями, изменяемыми во времени. При уменьшении освещенности или повышении температуры, понижаются, снижается уровень генерируемой мощности фотопреобразователей относительно номинального значения, определенного для нормальных условий эксплуатации солнечных батарей (СБ).

Применение MPPT-контроллеров в устройствах СБ направлено на максимально возможное использование текущей энергии солнечного излучения с помощью управления током заряда аккумуляторов или тока, передаваемого в электрическую сеть. Принципом действия MPPT-технологии является анализ ВАХ устройства и поиск на ВАХ точки, в которой произведение тока и напряжения имеет максимальное значение – точки максимальной мощности для конкретного временного момента и условий эксплуатации. Во всех выпускаемых в настоящее время MPPT-контроллерах, используют два основных вида алгоритмов работы: либо основанных на так называемом методе «возмущать и наблюдать» («Perturb and Observe» – «P&O»), либо – на методе «сканируйте и удерживайте» («Scan and Hold» - «S&H»). При использовании того и другого метода результирующая информация MPPT-контроллером обновляется через определенные фиксированные интервалы «счетчика времени».

При использовании метода «P&O» в процессе функционирования СБ проводится периодическое (как правило, в интервале от одной минуты до четырех часов) полное сканирование всей ВАХ. МРРТ-контроллер, анализируя данные сканирования ВАХ, осуществляет вычисления и находит точку максимальной мощности. В период до следующего сканирования МРРТ-контроллер как бы «рыщет» вокруг этой точки, вычисляя изменения мощности, затем дает команду на сдвиг «рабочей точки» на новое напряжение, если при нем найденная контроллером мощность больше. При использовании метода «S&H» после первичного сканирования напряжение устанавливается на уровне найденной точки максимальной мощности и поддерживается постоянным до следующего сканирования ВАХ.

Таким образом, и алгоритм, основанный на методе «P&O», и алгоритм, основанный на методе «S&H», работают по определенному «счетчику времени». Оба эти вида алгоритмов имеют определенные недостатки: прежде всего, применение того и другого метода вызывает необходимость прерывания генерации энергии, тот и другой метод в качестве исходной точки для осуществления сравнительного анализа использует значения параметров «точки нуля».

Производители МРРТ-контроллеров стараются подобрать оптимальные варианты параметров поиска – величину и частоту итераций, периодичность сканирования. Сравнительный анализ, осуществляемый относительно «точки нуля», приводит к нарастающему увеличению погрешности результатов вычислений. В последнее время в некоторых МРРТ-контроллерах СБ используется алгоритм работы на основе так называемого метода «постоянного напряжения» («Hold Input V»), когда «рабочая точка» определяется по напряжению, пересчитываемому через определенные интервалы времени относительно напряжения холостого хода с заранее заданным повышающим коэффициентом, значения которого могут приниматься от нуля до единицы. Использование данного метода значительно сокращает объем измерений, сокращает количество прерываний процесса генерации энергии, однако не обеспечивает высокой точности.

Особенностью деривационных микроГЭС, как правило, является отсутствие сооружений, позволяющих аккумулировать запасы воды, что определяет зависимость их функционирования от водных режимов малой реки, которые могут существенно изменяться по сезонам года и отражаться на доступных энергетических характеристиках рабочего потока воды гидроагрегата. Кроме того, погрешности при строительстве, потери на гидравлическом сопротивлении трубопровода, засорение решетки водозаборного устройства или необходимость регулировать расход воды по сезонам года вызывают изменения рабочих режимов микроГЭС, что снижает ее энергоэффективность по сравнению с расчетной.

Способом повышения энергоэффективности гидроэлектростанции до максимума, определяемого доступной энергией рабочего потока воды гидротурбины, является обеспечение режима ее работы с максимальной мощностью. Такие технологии получили развитие в области возобновляемой энергетики и основаны на алгоритмах поиска режимов работы генерирующего оборудования с максимально возможной мощностью для существующих внешних условий (MPPT-технологии).

Структурная схема микроГЭС с технологией поиска точки максимальной мощности гидроагрегата приведена на рисунке 41. Основное энергетическое оборудование микроГЭС включает следующие элементы: гидротурбина ГТ и гидрогенератор ГГ, питающий нагрузку Н стабилизированным напряжением через выпрямительно - инверторный преобразователь В – АИ. Режим работы гидроагрегата контролируется балластными нагрузками, управляемыми контроллером балласта с MPPT-технологией. Балластная система управления режимом работы гидроагрегата выполняет две функции: поиск точки максимума мощности генерации и стабилизация режима работы гидроагрегата в районе этой точки.

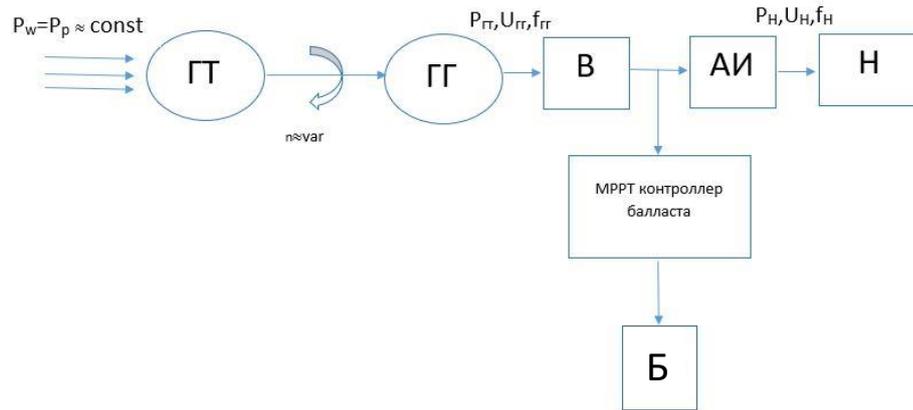


Рисунок 41 – Структурная схема микроГЭС с системой генерации максимума мощности гидроагрегата

Важнейшей характеристикой гидротурбины является зависимость мощности от частоты вращения при постоянных значениях напора воды. Типичный вид этой зависимости для реальной турбины пропеллерного типа диаметром $D=289$ мм, при напоре $H=10$ метров для двух значений открытия направляющего аппарата а, показан на рисунке 42. По рисунку видно, что характеристики мощности P имеют выраженный максимум, величина которого и, соответствующая ему, частота вращения изменяются в зависимости от энергии рабочего потока воды.

На рисунке 43 изображена блок-схема алгоритма, по которому производится поиск точки максимальной мощности, где $k-1$ предыдущая точка, а k точка в настоящее время. С уменьшением энергии рабочего потока, за счет уменьшения напора и/или расхода воды, максимальные мощность гидротурбины и соответствующая ей частота вращения уменьшаются.

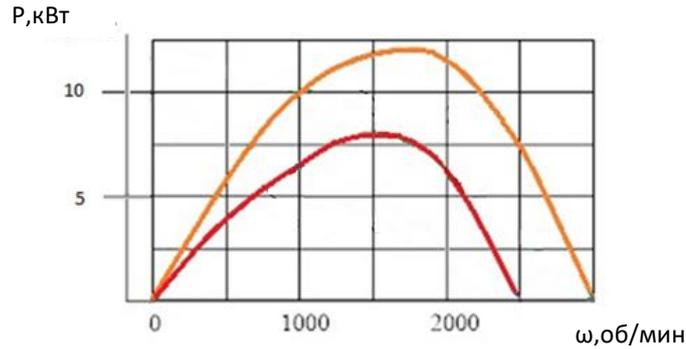


Рисунок 42– Линейные оборотные характеристики гидротурбины типа К-245,
D=289 мм, H=10м

Следовательно, режим работы гидроагрегата определяется двумя факторами: энергией рабочего потока воды и величиной активной мощности электрической нагрузки гидротурбины, уравнивающей механическую мощность,

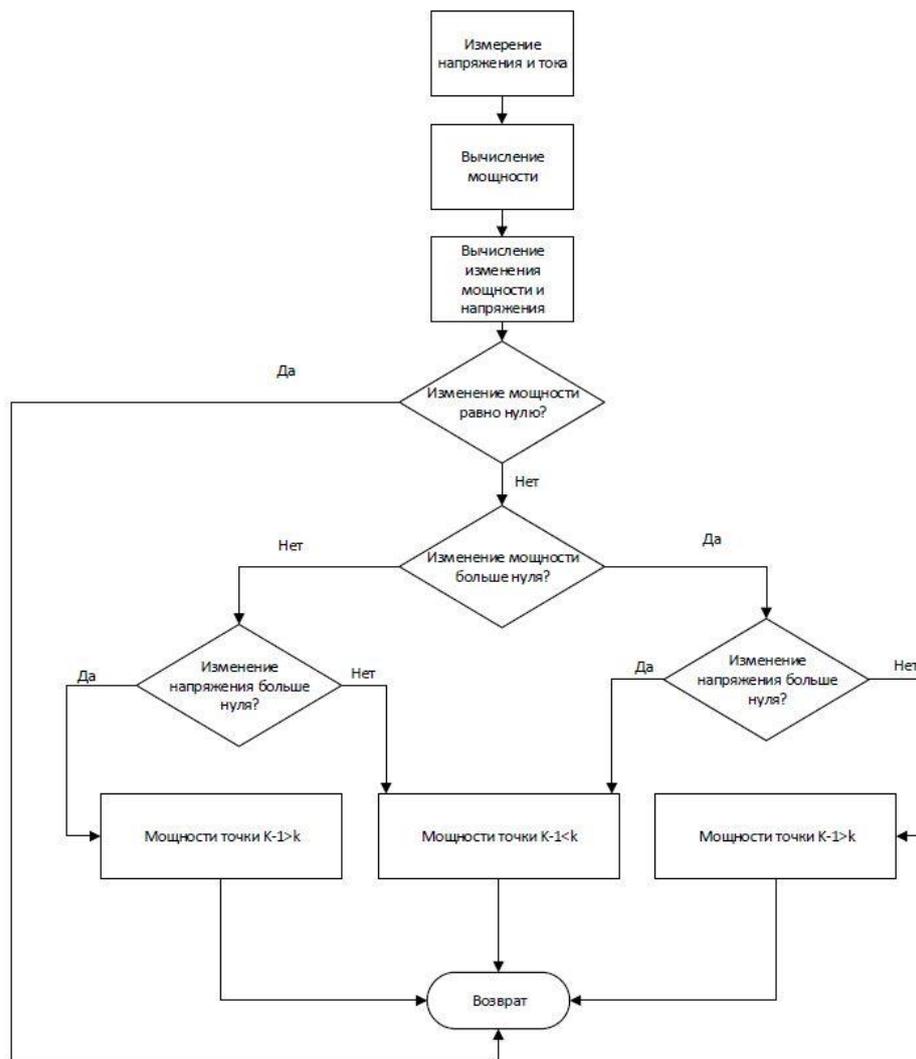


Рисунок 43– Алгоритм работы MPPT контроллера

развиваемую гидротурбиной. Очевидно, наиболее эффективным способом управления режимом гидроагрегата с нерегулируемой гидротурбиной является регулирование величины электрической нагрузки гидрогенератора. Максимальное использование энергии рабочего потока воды соответствует работе гидротурбины при оборотах, соответствующих точке максимальной мощности гидроагрегата.

Среди известных методов реализации МРРТ-технологий для микроГЭС удобно использовать метод «возмущения и наблюдения». Метод реализуется введением в систему дозированного возмущения в виде изменения электрической нагрузки гидроагрегата. В результате изменяется тормозной момент гидрогенератора и гидроагрегат, при неизменной энергии рабочего потока воды на рассматриваемом интервале времени, перейдет в новый режим работы с другой частотой вращения и генерируемой мощностью, соответствующей изменению тормозного момента. Если мощность гидроагрегата возрастает, то возмущение продолжают вводить в том же направлении. При приближении к пиковой мощности гидроагрегата, за счет нелинейности оборотной характеристики гидротурбины, приращения генерируемой мощности будут уменьшаться, а приращения частоты вращения гидроагрегата - увеличиваться. Задавая соответствующие уставки приращений мощности генерации или оборотов гидроагрегата и сравнивая их с текущими приращениями, можно идентифицировать режим работы микроГЭС с мощностью генерации близкой к максимальной для текущего значения энергетических характеристик рабочего потока воды. Управляемое возмущение для микроГЭС удобно вводить с помощью дозированных изменений балластной нагрузки.

Недостаток метода «возмущения и наблюдения», применительно к возобновляемой энергетике, заключается в возможной потере траектории движения рабочей точки по используемой энергетической характеристике генерирующей установки, что может произойти при резких колебаниях первичного энергоносителя, например, ветра или инсоляции.

Для гидроэнергетики временной масштаб изменений режимов водотоков характеризуется значительно большими постоянными времени, что исключает указанный недостаток метода для использования в микроГЭС. В качестве примера динамики изменения водности типичной горной реки приведем средний многолетний гидрограф стока реки Катунь, протекающей в горах Алтая [50]. На рисунке 44 показана динамика речного стока в м³/сек с временными интервалами наблюдений 10 дней. На наиболее крутых участках графика максимальные изменения речного стока превышают 200 м³/сек в течение интервала наблюдений, что составляет порядка 20 м³/сек в течение суток или менее 1 м³/сек в течение часа. Таким образом, изменения водности реки происходят достаточно медленно, что позволяет использовать метод «возмущения и наблюдения» и корректировать точку максимальной мощности микроГЭС с достаточно большим временным интервалом, например, для рассматриваемого участка реки Катунь - не более 1 раза в сутки.

Для микроГЭС деривационного типа, при существенных сезонных изменениях водности реки, целесообразна регулировка рабочего расхода воды в соответствии с режимом водотока. Следует отметить, что диапазон изменения параметров рабочего потока воды с целью ее экономии ограничивается быстрым падением коэффициента полезного действия пропеллерной турбины при уменьшении расхода воды, который достигает нулевого значения при расходе порядка 30% от расчетного [51].

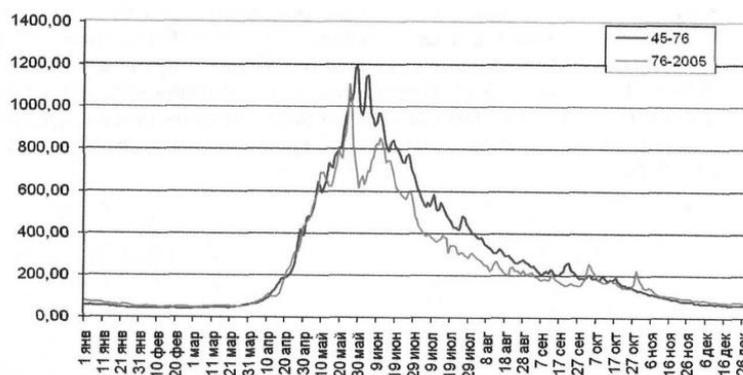


Рисунок 44 – Осредненные по периодам 1945-1976 и 1976-2005 гг. гидрографы стока р. Катунь (ст. Тюнгур)

Таким образом, поиск точки максимальной мощности гидроагрегата целесообразно проводить методом «возмущения и наблюдения», реализуемым сканированием обратной характеристики гидротурбины с помощью последовательного введения в цепь якоря гидрогенератора дозированных по мощности элементов балласта с последующим наблюдением за величиной приращения мощности гидроагрегата, которая определяет максимум мощности генерации. Найденной точке максимальной мощности гидроагрегата соответствует определенная мощность балластной нагрузки, величина которой остается неизменной до следующего сканирования энергетической характеристики гидротурбины.

На временных интервалах между процессами поиска точек максимальной мощности гидроагрегата функции балластной системы состоят в стабилизации электрической мощности гидрогенератора на уровне максимальной мощности балласта, определенной в результате предыдущего сканирования обратной характеристики гидротурбины для соответствующей энергии рабочего потока воды. Регулирование величины балластной нагрузки гидрогенератора между процессами сканирования его энергетической характеристики может производиться различными способами, например, использованием разомкнутой системы пропорционального регулирования по току полезной нагрузки микроГЭС. Такие системы имеют наиболее высокое быстродействие и обеспечивают устойчивость рабочего режима энергоустановки. Достижение высокого качества выходной электроэнергии микроГЭС, работающей с переменной частотой вращения гидроагрегата, обеспечивается с помощью автономного инвертора.

Функциональная схема микроГЭС с системой генерации максимума мощности гидроагрегата приведена на рисунке 45. Основное энергетическое оборудование микроГЭС включает гидроагрегат ГА, питающий нагрузку N двукратно преобразованной электроэнергией с помощью управляемого выпрямителя УВ и автономного инвертора АИ. Режим работы гидроагрегата

контролируется дозированными балластными нагрузками R_b , коммутируемыми к шине постоянного тока гидрогенератора транзисторными ключами. К силовому оборудованию относится также ключ K , отключающий питание нагрузки от гидроагрегата. Нагрузка, при этом, продолжает получать электропитание от аккумуляторной батареи $АБ$ через контроллер заряда - разряда $КЗ-Р$.

Управляющими элементами функциональной схемы являются: таймер T , инициирующий начало работы системы управления по поиску точки максимальной мощности гидроагрегата, измеритель приращения тока гидрогенератора ΔI_g , МРРТ сканер на основе последовательного регистра хранения двоичных кодов, формирователь синхронизирующих импульсов $\Phi И$, блок управления балластом $БУ$, измерители токов гидрогенератора I_g и нагрузки I_n , логические элементы конъюнкции $\&$ и устройство сравнения приращения тока генератора с уставкой приращения $\Delta I_{го}$.

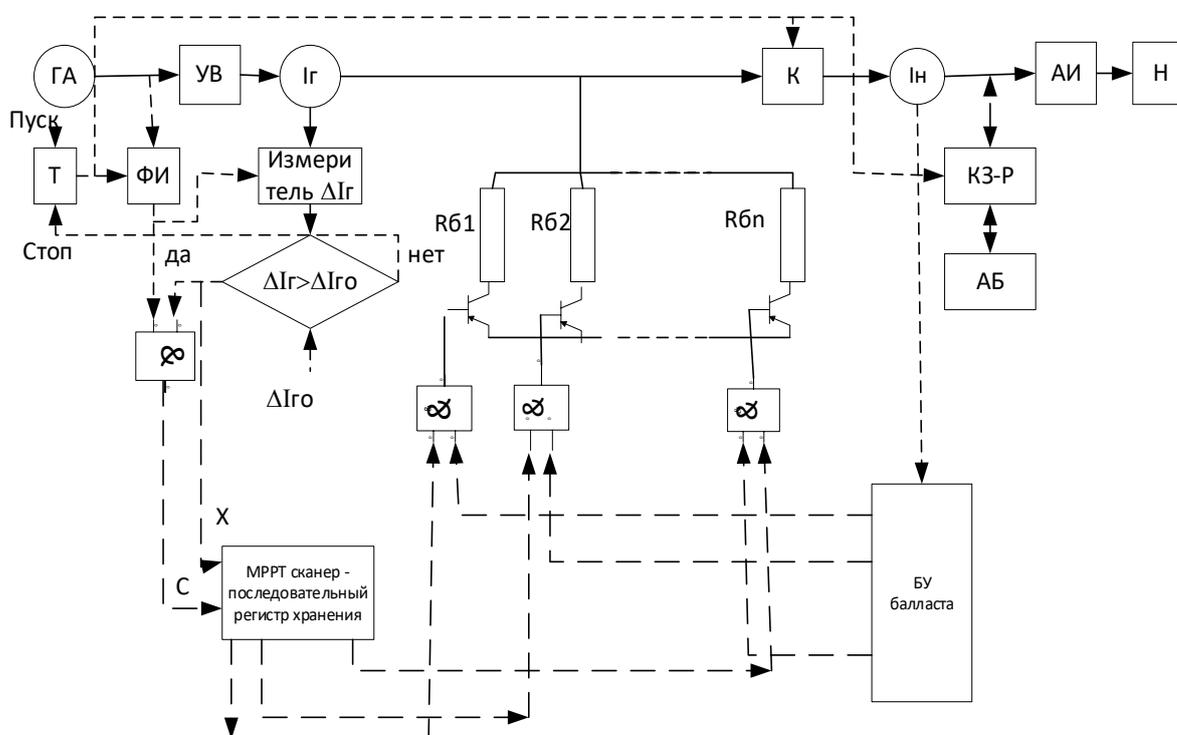


Рисунок 45 – Функциональная схема микроГЭС с системой генерации максимума мощности гидроагрегата

Работа балластной системы в режиме поиска точки максимальной мощности по методу «возмущение и наблюдение» осуществляется с помощью ступенчатого изменения мощности балласта на величину его дискретного значения, рассеиваемого на элементе R_6 . Алгоритм сканирования осуществляется в следующей последовательности. По заданному временному интервалу или в ручном режиме по сигналу «Пуск» таймер Т выдает сигнал на начало сканирования, поступающий на ключ К, контроллер заряда-разряда КЗ-Р аккумуляторов АБ, формирователь импульсов ФИ и на сброс триггеров МРРТ сканера в исходное состояние. Ключ К отключает питание нагрузки Н от гидрогенератора, а с помощью КЗ-Р и аккумуляторной батареи АБ обеспечивается электроснабжение потребителей на время сканирования. Транзисторные ключи в исходном состоянии закрыты и гидроагрегат без нагрузки переходит в режим холостого хода увеличивая частоту вращения в соответствии с оборотной характеристикой гидротурбины.

По сигналу таймера включается формирователь импульсов ФИ из переменного напряжения гидрогенератора, определяющих работу последовательного регистра - последовательный перевод триггеров в единичное состояние начиная с младшего разряда. Логические единицы с триггеров регистра поступают на входы элементов конъюнкции. На вторые входы элементов поступают логические сигналы с блока управления балластом БУ. БУ балласта управляется током гидрогенератора, поступающим в нагрузку Н. Количество элементов балласта R_6 , равно количеству разрядов последовательного регистра и, соответственно, количеству выходов управляющих сигналов блока управления балластом. При отсутствии тока гидрогенератора, поступающего в полезную нагрузку Н, на логических выходах БУ присутствуют логические единицы. Таким образом, в процессе сканирования происходит заполнение логическими единицами некоторого количества разрядов последовательного регистра, что приводит к включению соответствующего количества элементов балласта, определяющего максимальную нагрузку гидроагрегата для доступной в данный момент времени энергии рабочего потока воды, поступающей на гидротурбину. Найденная величина максимальной

мощности балласта сохраняется до следующего сканирования и является ограничением для работы блока управления балластом БУ.

С появлением нагрузочного тока, на некотором количестве выходов блока управления балластом, пропорционально величине тока, формируются логические нули, отключающие часть элементов из определенного на предыдущем этапе сканирования их количества.

Длительность процесса сканирования определяется выполнением условия превышения заданной уставки приращения тока генератора над фактическим приращением тока в результате очередного увеличения мощности балласта: $\Delta I_{г0} > \Delta I_{г}$. Выбор, в качестве управляющего воздействия, тока гидрогенератора вместо действующего параметра - мощности объясняется простотой и быстроедействием измерения тока по сравнению с мощностью. Такая замена допустима, учитывая стабилизацию напряжения на шине постоянного тока гидрогенератора управляемым выпрямителем. Выполнение указанного условия отключает таймер, что переводит микроГЭС в режим балластной стабилизации выбранного рабочего режима в районе найденной максимальной мощности генерации. Повышение энергоэффективности микроГЭС обеспечивается увеличением максимальной мощности электрических нагрузок за счет увеличения механической мощности гидротурбины до величины, соответствующей максимальной мощности рабочего потока воды гидротурбины. Кроме того, увеличивается и энергия, рассеиваемая на балласте, что позволяет ее утилизировать с большей эффективностью, например, в виде тепла.

Перевод функциональной схемы в режим балластной стабилизации гидроагрегата в точке максимума, определяемой количеством включенных элементов балласта, которое может быть использовано блоком управления балластом, осуществляется следующими действиями. По сигналу «Стоп», поступающего на таймер Т, прекращается формирование управляющих импульсов ФИ, ключ К замыкается и питание нагрузки осуществляется от гидрогенератора. Блок управления балластом, в зависимости от величины тока нагрузки, включает

необходимое количество элементов балласта, необходимое для стабилизации баланса мощностей гидроагрегата в районе текущей точки максимальной мощности.

Погрешность стабилизации зависит от величины дискретного изменения мощности балласта. С точки зрения качества выходного напряжения инверторной микроГЭС, требования к величине дискретизации балласта и, соответственно, количеству элементов балласта не должны быть избыточно высокими. Напряжение на шине постоянного тока инверторной микроГЭС должно соответствовать рабочему диапазону входных напряжений автономного инвертора, а качество выходного напряжения станции обеспечивается инвертором.

Для оценки временных характеристик процессов МРРТ сканирования и выхода на режим максимальной мощности инверторной микроГЭС целесообразно использовать компьютерное моделирование с использованием библиотеки программного комплекса MATLAB, дополненной математическим описанием используемых характеристик гидротурбины.

В соответствии с предлагаемой функциональной схемой микроГЭС с МРРТ регулятором балласта и алгоритмом ее функционирования, переходные процессы сканирования энергетических характеристик гидроагрегата вызваны последовательностью управляющих воздействий: отключением его текущей нагрузки с выходом в режим холостого хода; переводом питания полезной нагрузки на аккумуляторы; последовательным включением элементов балласта до достижения точки максимальной мощности гидроагрегата для текущего значения энергии рабочего потока воды гидротурбины; фиксацией мощности балласта, соответствующей точке максимальной мощности на частной мощностной характеристике гидроагрегата, и подключение к нему текущей нагрузки; определение необходимой части мощности балласта для функционирования гидроагрегата в найденном частном режиме с максимальной генерацией до следующего сканирования [52].

Разработанная функциональная схема инверторной микроГЭС с МРРТ регулятором балласта и алгоритм ее функционирования апробированы на

имитационной компьютерной модели, реализованной в программном комплексе MATLAB [54]. Численные эксперименты позволили установить временные параметры процесса поиска точки максимальной мощности генерации гидроагрегата, а также количество дискретных элементов балласта и, соответственно интервал дискретизации его ступеней. Для выбранной гидротурбины, с максимальной мощностью 30 кВт, процесс сканирования мощностной характеристики с холостого хода до точки максимальной мощности длится 0,4-0,5 секунды при количестве подключаемых дискретных элементов балласта.

4.2 Моделирование и оптимизация состава и режимов работы МРРТ-балласта при изменении энергетических характеристик рабочего потока воды микроГЭС

Для оценки временных характеристик процессов МРРТ сканирования и выхода на режим максимальной мощности инверторной микроГЭС целесообразно использовать компьютерное моделирование с использованием библиотеки программного комплекса MATLAB, дополненной математическим описанием используемых характеристик гидротурбины.

Задачами исследования переходного процесса изменения рабочего режима микроГЭС с помощью коррекции балласта с целью вывода гидроагрегата в режим максимальной генерации является определение временных параметров сканирования и уровень дискретизации управления балластной нагрузки [54].

Таким образом, для решения этой проблемы необходимо определение временных параметров этого процесса и установление временной последовательности управляющих сигналов, реализующих этот процесс.

На рисунке 46 представлена имитационная модель автономной системы электроснабжения с инверторной микроГЭС, позволяющая исследовать работу гидроагрегата, в процессе его вывода в режим холостого хода, с последующим

последовательным включением элементов балластной нагрузки до достижения точки максимальной мощности гидротурбины для различных значений величины открытия направляющего аппарата гидротурбины.

В модели, созданной в системе MATLAB Simulink, использованы стандартные моделирующие блоки: синхронный генератор с постоянными магнитами; трехфазный мостовой управляемый выпрямитель УВ, собранный на тиристорных ключах; трехфазный автономный инвертор напряжения (АИН) с широтно-импульсной модуляцией. Система управления АИН (СУИ) при заданном коэффициенте модуляции k_m формирует эталонные синусоидальные напряжения фаз с предмодуляцией третьей гармоникой. Использование УВ позволяет регулировать постоянную составляющую выпрямленного напряжения путем изменения угла открытия тиристорных ключей (СУВ).

Переходные процессы изменения скорости вращения гидроагрегата при набросе нагрузки инверторной микроГЭС, а также подробное описание модели приведены в работе авторов [44, 46, 49, 52, 54]. Целью данного исследования являлось определение параметров временной последовательности коммутации ключей дискретных элементов балластной нагрузки и определение необходимого числа ступеней балласта для вывода гидроагрегата в точку максимальной мощности при различных значениях энергии рабочего потока воды гидротурбины.

Реальные характеристики нерегулируемой пропеллерной гидротурбины с напорным трубопроводом (рисунок 47) представлены аппроксимирующими полиномами в относительных единицах относительно максимума мощности гидроагрегата. При полностью открытом направляющем аппарате зависимость мощности турбины от скорости вращения описывается полиномом

$$P(\omega) = -1,697 \cdot \omega^3 - 1,3581 \cdot \omega^2 + 3,0451 \cdot \omega + 0,0062, \quad (4.1)$$

при уменьшении степени открытия –

$$P(\omega) = -3,4191 \cdot \omega^3 + 0,5567 \cdot \omega^2 + 1,7655 \cdot \omega + 0,0088 \quad (4.2)$$

Где,

ω частота вращения гидроагрегата, о. е. в диапазоне от 0,5 – 0,9;

За 1 принята угонная частота вращения гидроагрегата.

Результаты численного моделирования процесса сканирования мощностной характеристики гидроагрегата приведены на рисунке 47. На рисунке 47а приведены

временные зависимости тока на шине постоянного тока модели микроГЭС I_6 , а также мощности турбины P_T и частоты вращения гидроагрегата ω от управляющих воздействий на гидроагрегат – отключение нагрузки и, после перехода гидроагрегата в режим холостого хода, ступенчатого увеличения мощности балласта до фиксации максимума мощности генерации, при максимальном расходе воды гидротурбиной.

Как следует из рисунка, для сканирования режима микроГЭС с максимальным расходом воды потребовалось 16 ступеней балласта, мощность каждой из них определяется как отношение максимальной мощности гидроагрегата к количеству ступеней – в данном случае 16. Соответственно, в микроГЭС необходимо иметь 16 элементов балласта, управляемых 16 разрядной цифровой логической системой управления. Временные параметры управляющих воздействий установлены в работе авторов [54].

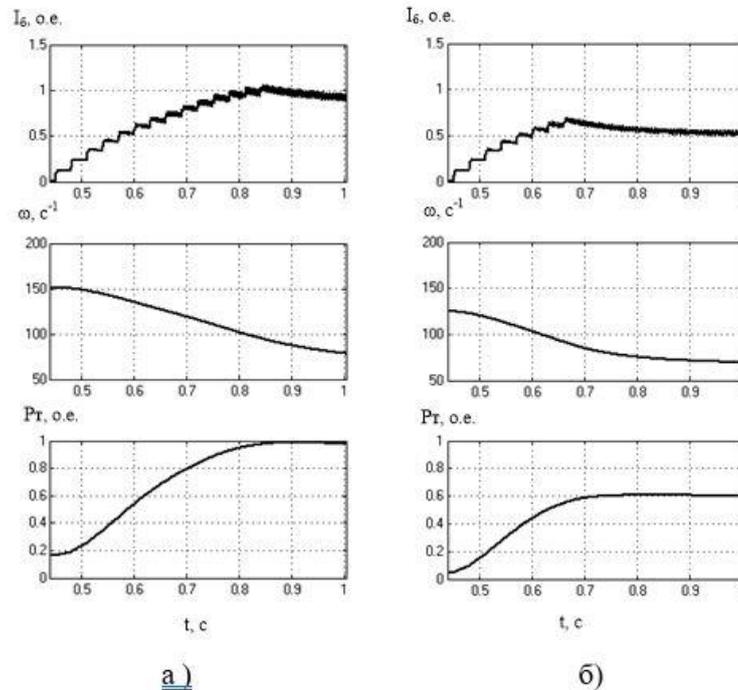


Рисунок 47 – Временные зависимости тока балласта I_6 , мощности турбины P_T и частоты вращения ω гидроагрегата модели микроГЭС (а - при максимальном расходе воды гидротурбиной; б - при ограничении расхода воды)

Рисунок 476 показывает процессы сканирования рассматриваемого гидроагрегата при частичном ограничении поступления воды на гидротурбину. Характер переходных электромеханических процессов остается неизменным, но их количественные характеристики изменяются. В частности, уменьшился максимум генерируемой гидроагрегатом мощности и, соответственно, сократилась до 8 ступеней вводимая при сканировании мощность балласта. Следовательно, до следующего МРРТ сканирования, регулятор балласта поддерживает суммарную мощность нагрузок микроГЭС на уровне, соответствующем мощности 8 элементов балласта. Уменьшению максимума мощности микроГЭС соответствует уменьшение частоты вращения гидроагрегата. Для рассматриваемого примера снижение частоты вращения составляет 10-15 рад/с по сравнению с режимом работы с максимальной энергией рабочего потока воды гидротурбины.

Таким образом, данное исследование показывает возможности применения МРРТ технологий для более полного использования энергии водотока, что способствует улучшению технико-экономических характеристик микроГЭС. Отмечены особенности реализации МРРТ-технологий в микро-гидроэнергетике, обусловленные большим удельным энергетическим потенциалом и стабильностью рабочего потока воды гидроагрегата. Это позволяет значительно реже проводить поиск точки максимальной генерации микроГЭС по сравнению с ветро- и фото-генерацией и использовать более простые МРРТ алгоритмы.

Весь цикл поиска точки максимальной мощности гидроагрегата, начиная с его вывода в режим холостого хода, для рассматриваемого примера, занимает время около одной секунды. Достаточно высокое быстродействие предлагаемой МРРТ технологии позволяет применять ее практически для всех типов инверторных микроГЭС [55].

4.3 Экономические характеристики и преимущества инверторных микроГЭС с МРРТ-балластом

Энергетические объекты характеризуются различными экономическими показателями и оценками, которые и определяют их экономическую значимость. Цель технико-экономических оценок – определить рентабельность создания энергетических объектов как в целом для общества, так и для конкретных хозяйствующих субъектов, реализующих проекты.

Общепринятыми методами экономического обоснования целесообразности строительства энергетического объекта являются методы сравнительной и общей экономической эффективности. Сущность метода сравнительной экономической эффективности заключается в сопоставлении затрат на создание и эксплуатацию различных альтернативных энергетических объектов. Сопоставление затрат осуществляется соотношением «доходов» (Д) и «расходов» (Р). При этом под расходами понимается суммарная стоимость всех видов ресурсов (материальных, трудовых, финансовых), вовлекаемых в процесс создания и функционирования определенного объекта энергетики, а также суммарная экономическая оценка всех отрицательных эффектов, возникающих в результате реализации этого варианта, а под доходами те же самые показатели альтернативного варианта. В методе общей экономической эффективности доходы определяются объемом реализованной продукции. При этом предполагаются определенные условия финансирования и налогообложения. Критерием экономической эффективности варианта служит величина отношения суммарного дисконтированного дохода за расчетный период к суммарному дисконтированному расходу за этот же период. Если дисконтированные доходы за расчетный период превышают расходы, то энергетический объект считается более предпочтительным, чем альтернативный. Таким образом, критерий экономической эффективности проекта в наиболее общем виде формулируется достаточно просто:

$$\frac{Д}{Р} > 1 \text{ или } Д - Р > 0 \quad (4.3)$$

где,

Р – суммарная стоимость всех ресурсов;

Д – дисконтированный доход предприятия.

Этот же критерий будет определять экономическую значимость объекта.

Целесообразность строительства микроГЭС для электропотребителей изолированного объекта оценивается критериями: техническими, экономическими, социально-экологическими.

Критерий технической выполнимости проекта на основе микроГЭС определяется исходя из минимальной скорости течения водотока в месте установки станции V_{\min} (м/с) и минимальном расходе воды Q_{\min} (л/с);

Основным критерием экономической эффективности являются приведенные годовые затраты на 1 кВт установленной мощности системы электроснабжения, которые определяются из выражения:

$$З = \frac{P_n \cdot K + C}{P} \quad (4.4)$$

где,

Р – суммарная стоимость всех ресурсов;

К – общие капиталовложения (руб);

С – общие годовые эксплуатационные расходы (руб).

$$K = K_{\text{уст}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{стр}} \quad (4.5)$$

где,

$K_{\text{уст}}$ – стоимость комплектного оборудования;

$K_{\text{пр}}$ – стоимость проектных работ по определению места установки станции

$K_{\text{стр}}$ – стоимость строительных и монтажных работ по установке электростанции

$P_n = 1/T$ – нормативный коэффициент рентабельности,

где,

T – экономический срок службы оборудования (лет);

C – общие годовые эксплуатационные расходы (руб);

$$C = C_{\text{экс}} + C_{\text{рем}} \quad (4.6)$$

где,

$C_{\text{экс}}$ – годовые расходы на эксплуатацию СЭС;

$C_{\text{рем}}$ – годовые расходы на плановый ремонт;

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии:

$$C_{\text{эл}} = \frac{P_n \cdot K + C}{W} \quad (4.7)$$

где,

W – общее количество электрической энергии, вырабатываемое электростанцией в течение года;

K – общие капиталовложения (руб);

C – общие годовые эксплуатационные расходы (руб).

В качестве социально-экологических критериев эффективности применения различных вариантов электроснабжения принимались следующие:

- потенциальная угроза жизни людей;
- наличие топливной составляющей;
- отчуждение земли;
- влияние на птиц и животных;
- акустическое воздействие и вибрация;
- электромагнитное излучение;

Так как, количественная оценка социально-экологических критериев крайне затруднительна, а подчас и невозможна, то при анализе производится их качественная оценка, которая может служить дополнительным критерием при

выборе наиболее рационального варианта электроснабжения автономного объекта.

Исходными данными для определения критериев являются кадастр возобновляемых источников энергии рассматриваемого региона, технические и экономические показатели комплектующих и оборудования, выпускаемого ведущими российскими предприятиями, государственные элементные сметные нормы (ГЭСН) на строительные и монтажные работы.

Современные тенденции развития технологий возобновляемой энергетики и неизбежное сокращение запасов органического топлива, позволяют прогнозировать одновременный рост цен на традиционные энергоносители и снижение удельной стоимости оборудования для малой энергетики.

При определении критериев экономической эффективности используются средние технические и экономические показатели комплектующих и оборудования, и соответственно, они могут быть использованы только для сравнительного анализа различных вариантов электроснабжения и выбора наиболее рационального. Полная смета затрат на проект и точные экономические расчеты могут быть выполнены только после выбора конкретного варианта электроснабжения и подбора соответствующих комплектующих.

Важно также отметить, что успешное использование возобновляемых источников энергии во многом зависит от правильного выбора места установки электростанции. Например, реки имеют аномальные уклоны с естественными местами концентрации энергии водного потока. Поэтому выбор места установки каждой конкретной электростанции, использующей энергию природных возобновляемых источников, производится на основании проекта привязки к местности, который должен быть выполнен соответствующими специалистами.

Экономические показатели микроГЭС в значительной мере зависят от ее конструкции, которая во многом определяется рельефом местности в месте установки станции.

Для определения технических и экономических критериев эффективности электроснабжения от микроГЭС из кадастра гидроэнергетических ресурсов должны

быть выделены следующие основные показатели для предполагаемого места установки станции:

- Средний уклон реки, ΔH (м/км);
- Средний расход воды водотока в период летней межени, Q (м³/с);
- Средняя скорость течения в период летней межени, V (м/с);
- Число часов в году с открытым руслом, $Ч$;

На первом этапе определяется техническая возможность применения микроГЭС в выбранном месте установки станции, которая зависит от уклона русла и расхода воды.

Водность реки может значительно изменяться в зависимости от времени года, и минимальна, как правило, в период ледостава и летней межени. На данном уровне развития техники, техническая реализация проекта электроснабжения автономного объекта от микроГЭС возможна при минимальной скорости течения водотока в месте установки станции V_{\min} (м/с) более 1 м/с.

На втором этапе анализа определяется мощность установки, которая может быть установлена на данном водотоке. Работа водного потока осуществляется под действием силы тяжести, точнее, ее проекции на направление движения, поэтому действие воды определяется разностью уровней воды в начале и конце рассматриваемого участка реки. При разности уровней H (м) на длине участка L (м) и среднем расходе воды Q (м³/с), мощность микроГЭС P (Вт), которую можно установить на рассматриваемом участке составит:

$$P = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \text{ (Вт)}, \quad (4.8)$$

где,

η – коэффициент полезного действия гидроагрегата;

ρ – плотность воды, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с².

Коэффициент полезного действия гидроагрегата зависит от η турбины и электрического генератора и в расчетах принимается равным $0,6 \div 0,75$.

$$\rho = 1000 \text{ кг/м}^3, g = 9,81 \text{ м/с}^2$$

Величина напора, который может обеспечить водоток, H (м), определяется из предположения, что максимальная длина напорного трубопровода ограничена превышением его стоимости над стоимостью полнокомплектного оборудования станции.

При значениях $\Delta H < 1,0$ м/км уклон реки не обладает гидроэнергией, позволяющей строить микроГЭС деривационного типа [56].

Наибольшее применение в деривационных микроГЭС имеют реактивные турбины, так как они предназначены преимущественно для малых и средних напоров. Активные турбины используются преимущественно при высоких напорах, что ограничивает их область применения.

Важной характеристикой турбины является её быстроходность в данных условиях. Быстроходность каждой турбины определяется коэффициентом быстроходности, то есть количеством оборотов, которые она совершает, развивая мощность в 0,736 кВт при напоре в 1 метр [57].

Коэффициент быстроходности можно вычислить по формуле:

$$n_s = \frac{n}{H} \sqrt{\frac{N}{\sqrt{H}}} \quad (4.9)$$

где,

n_s — коэффициент быстроходности;

n — число оборотов данной турбины в минуту;

N — развиваемую данной турбиной мощность в кВт;

H — напор, при котором работает турбина, в метрах.

Чтобы получить возможно большее количество оборотов, необходимо применять быстроходные турбины.

Высокое число оборотов выгодно потому, что вращаемый турбиной генератор может быть выполнен меньших размеров и веса, а следовательно, он будет дешевле.

Число оборотов малых генераторов, по технико-экономическим показателям превышает 1 500 в минуту.

Не менее важной, чем быстроходность, характеристикой турбины является ее КПД – η , т. е. степень использования турбиной мощности водотока.

При расходах воды, изменяющихся от 70% до полного, КПД турбин разных современных типов приблизительно одинаковы и достаточно постоянны. Однако при расходах, меньших 70%, их КПД уменьшаются и при этом резко разнятся между собой для разных типов турбин, причем чем быстроходнее турбина, тем быстрее падает ее КПД.

Так, например, активные турбины, такие как турбины Пельтона и Банки, обладают малой быстроходностью и имеют почти постоянный коэффициент полезного действия (КПД) при всех расходах. В отличие от них, пропеллерные турбины, наиболее быстроходные, имеют резко падающий КПД при малых расходах.

Исключением среди пропеллерных турбин является турбина Каплана. Она отличается постоянством КПД при большой быстроходности благодаря устройству, позволяющему поворачивать лопатки рабочего колеса. Это устройство является дорогостоящим, но необходимым для поддержания эффективности турбины.

Сравнительные графические зависимости КПД различных гидротурбин показаны на рисунке 48. Из рисунка 48 видно, что пропеллерная турбина при наполнении около 35% уже практически не использует энергию потока. Наоборот, турбины Каплана и Пельтона почти одинаково полно используют энергию потока как при малых, так и при больших расходах, при этом у турбины Каплана наибольшая величина КПД выше, чем у других турбин.

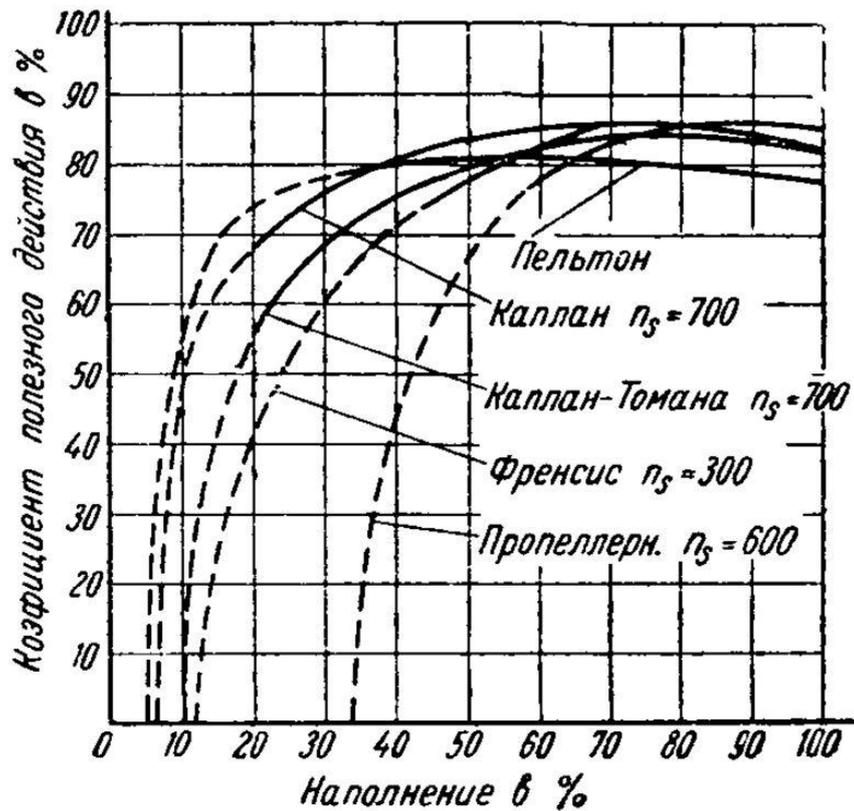


Рисунок 48 – Характеристики КПД разных типов турбин

Пересчет номинальных параметров гидротурбины для произвольного режима работы производится на основании теории пропорциональности, общей для всех типов турбин. Понимание этих принципов позволяет, имея базовые параметры турбины при одном рабочем напоре, определить их при другом напоре по следующим соотношениям:

$$\begin{aligned}
 n_1 &= n \frac{\sqrt{H}}{\sqrt{H_1}} \\
 Q_1 &= Q \frac{\sqrt{H}}{\sqrt{H_1}} \\
 N_1 &= N \frac{H\sqrt{H}}{H_1\sqrt{H_1}}
 \end{aligned}
 \tag{4.10}$$

где,

n – число оборотов, об/мин;

Q – расход воды, м³/сек;

N – мощность, кВт;

H – напор, м.

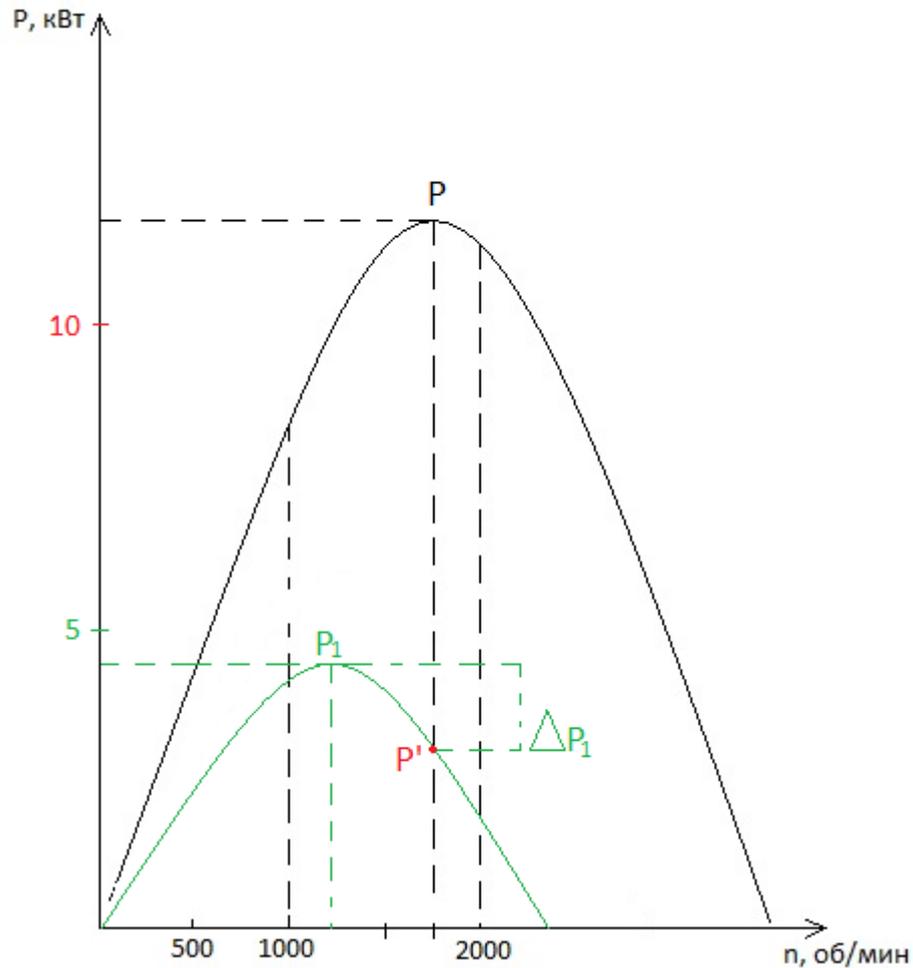


Рисунок 49 – Мощностные характеристики гидротурбины при разных параметрах рабочего потока воды.

Представим в графическом виде работу гидрогенератора. На рисунке 49 показаны мощностные характеристики гидротурбины при разных параметрах рабочего потока воды. За счет отслеживания точки максимальной мощности P , P_1 , гидрогенератор работает на разных напорах, с максимально возможной выработкой электроэнергии при разных частотах вращения гидроагрегата.

При работе с постоянным числом оборотов 1750 об/мин, мощность турбины,

развиваемая при меньшем напоре, меньше на величину ΔP_1 максимума мощности для данных параметров рабочего потока воды P_1 .

Исходными данными для определения удельной стоимости 1 кВт установленной мощности микроГЭС является стоимость продукции ведущих российских фирм разработчиков и производителей оборудования для малой гидроэнергетики: научно-производственное объединение «РАНД», АО «ТЯЖМАШ», АОЗТ «МНТО ИНСЭТ» и др. [58, 28].

Продукция зарубежных фирм имеет стоимость в 1,5-2,5 раза выше отечественных аналогов. Комплектность поставки, и стоимость микроГЭС приведены в таблице 6.

Таблица 5 – Техничко-экономические показатели микроГЭС АОЗТ «МНТО ИНСЭТ»

п/п	Наименование	Номинальная мощность, кВт	Стоимость, руб
1.	МикроГЭС 10Пр (15 Пр)	10	850 000,00
1.1.	Энергоблок		
1.2.	Устройство автоматического регулирования УАР-10		
1.3.	Водозаборное устройство		

Существенной особенностью микроГЭС, являются значительные различия в конструктивном построении станций на малые, до 2 м, и большие напоры. Наиболее эффективны для микроГЭС быстроходные пропеллерные турбины, выпускаемые отечественными производителями на напоры от 2 м и выше [59].

В качестве примера, рассмотрим номинальные параметры гидротурбины

соответствующие рабочему напору $H=10\text{м}$, при этом максимальная мощность P , составляет 12 кВт, при частоте вращения n равной 1750 об/мин. Пересчет мощностной характеристики гидротурбины на рабочий напор $H=5\text{м}$, что практически является минимальной границей допустимых напоров (30-40%) для пропеллерных гидротурбин, показывает, что максимум мощности снижается до 4,24 кВт при частоте вращения $n_1 = 1240$ об/мин. Мощность, соответствующая стабилизируемым оборотам 1750 об/мин в обычных автобалластных микроГЭС снижается до 3 кВт. Таким образом, применяемая МРРТ-технология дает максимальный выигрыш мощности 1,24кВт или около 10% от номинальной мощности гидротурбины. Проведенные по предлагаемой методике расчеты сведены в таблицу 7.

Таблица 6 – Критерии эффективности использования гидроэнергетических ресурсов с применением МРРТ-контроллера

n , об/мин	n_1 , об/мин	H , м	H_1 , м	P' , кВт	P_1 , кВт	ΔP , кВт
1750	1240	10	5	3,0	4,24	1,24

Данная методика позволяет получить сравнительную количественную и качественную оценку эффективности применения МРРТ технологии в микрогидроэнергетике. На рассмотренном примере показан энергетический эффект от её применения в микроГЭС с возможной нестабильностью параметров рабочего потока воды, например в передвижных энергоустановках или работающих в свободном потоке.

4.4 Выводы по четвертой главе

Разработанная функциональная схема инверторной микроГЭС с МРРТ регулятором балласта и алгоритм ее функционирования апробированы на имитационной компьютерной модели, реализованной в программном комплексе MATLAB. Численные эксперименты позволили установить временные параметры процесса поиска точки максимальной мощности генерации гидроагрегата, а также количество дискретных элементов балласта и, соответственно, интервал дискретизации его ступеней. Для выбранной гидротурбины, с максимальной мощностью 10 кВт, процесс сканирования мощностной характеристики с холостого хода до точки максимальной мощности длится 0,4-0,5 секунды при количестве подключаемых дискретных элементов балласта - 14. Таким образом, в статье показаны возможности применения МРРТ-технологий для более полного использования энергии водотока, что способствует улучшению технико-экономических характеристик микроГЭС. Отмечены особенности реализации МРРТ-технологий в микрогидроэнергетике, обусловленные большим удельным энергетическим потенциалом и стабильностью рабочего потока воды гидроагрегата. Это позволяет значительно реже проводить поиск точки максимальной генерации микроГЭС (сутки и более) по сравнению с ветро- и фото-генерацией и использовать более простые МРРТ-алгоритмы.

Расчетные данные доказывают, что применение МРРТ-технологии позволяет повысить эффективность гидротурбины на 10% от ее номинальной мощности. Это достигается за счет более точного контроля и управления процессом генерации электроэнергии. Предлагаемые в исследовании структурные схемы и алгоритмы управления инверторными микроГЭС, реализующие МРРТ-технологии поиска максимума мощности гидроагрегата, обеспечивают максимально эффективное использование гидравлической энергии малого водотока. Данные расчеты могут быть полезны для научных работников, разработчиков и производителей оборудования и систем управления для микро-гидроэнергетики, например, МНТО

«ИНСЭТ» с широким выбором комплектных микроГЭС, НПП «Донские технологии», предлагающее мобильные микроГЭС и других.

Весь цикл поиска точки максимальной мощности гидроагрегата, начиная с его вывода в режим холостого хода, для рассматриваемого примера, занимает время около одной секунды. Достаточно высокое быстродействие предлагаемой МРРТ-технологии позволяет применять ее практически для всех типов инверторных микроГЭС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенного исследования были определены пути оптимизации технологий преобразования энергии водотока в электроэнергию с помощью микрогидроэлектростанций. Существенно повышена энергоэффективность инверторной микроГЭС, за счет применения комбинированного балласта, позволяющий экономить энергию, которая расходуется на балласт в классических микроГЭС. Сэкономленная энергия аккумулируется и возвращается в энергетический баланс потребителя, что позволяет повысить коэффициент использования установленной мощности, практически до 1, без учета потерь.

В рамках исследования влияния изменения нагрузки и компенсирующего действия контроллеров заряда-разряда аккумуляторных батарей на параметры гидромеханической системы микроГЭС, был проведен анализ переходных процессов. Результаты анализа показали, что при дискретизации 1 час на действующее значение напряжения гидрогенератора, влияние переходных процессов минимально. Это позволяет не учитывать их при анализе энергетических балансов микроГЭС. Одним из ключевых результатов исследования стало выявление возможности минимизации или исключения применения резистивного балласта при использовании накопителей электроэнергии в составе микроГЭС. Это позволяет увеличить коэффициент использования электрической мощности при неизменной установленной мощности гидроагрегата. Так же анализ показал, что действующее значение напряжения гидрогенератора изменяется в диапазоне от $1,4U_{\text{ном}}$ до $0,65U_{\text{ном}}$ при увеличении мощности нагрузки от 0 до 1,3 номинальной. При этом угловая скорость гидрогенератора изменяется от $0,98\omega_{\text{ном}}$ до $0,52\omega_{\text{ном}}$ для того же диапазона изменения нагрузки при базовой частоте вращения $\omega_{\text{ном}}$, соответствующей оборотам холостого хода.

В результате предложенного алгоритма функционирования микроГЭС с инвертором и накопителем установлено, что при средней мощности 47% система способна обеспечивать паспортное значение выходной электроэнергии в менее

благоприятных условиях ландшафта и водотока. Это позволяет сократить затраты на гидротехнические сооружения и повысить экономическую эффективность проекта. Проведенные автором расчеты показали, что снижение установленной мощности инверторной микроГЭС приводит к уменьшению стоимости оборудования и увеличению коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) за счет использования аккумуляторного накопителя электроэнергии. Кроме того, предложен вариант использования базовой микроГЭС на полную номинальную мощность с внедрением аккумуляторных батарей для покрытия двукратной нагрузки типового графика электропотребления. Этот метод позволяет удвоить электрический коэффициент использования установленной мощности микроГЭС и значительно снизить экономические и экологические издержки при строительстве или реконструкции новых микроГЭС.

В работе были проведены численные эксперименты, которые позволили установить временные параметры процесса поиска точки максимальной мощности генерации гидроагрегата. Также было определено количество дискретных элементов балласта и интервал дискретизации его ступеней. Для выбранной гидротурбины с максимальной мощностью 10 кВт процесс сканирования мощностной характеристики длится 0,4-0,5 секунды при подключении 14 дискретных элементов балласта.

Применение МРРТ-технологий позволяет повысить эффективность гидротурбины на 10% от её номинальной мощности. Это достигается за счёт более точного контроля и управления процессом генерации электроэнергии.

Особенностью реализации МРРТ-технологий в микрогидроэнергетике является большой удельный энергетический потенциал и стабильность рабочего потока воды гидроагрегата. Это позволяет проводить поиск точки максимальной генерации микроГЭС значительно реже (сутки и более) по сравнению с ветро- и фото-генерацией, а также использовать более простые МРРТ-алгоритмы.

Предлагаемые в исследовании структурные схемы и алгоритмы управления инверторными микроГЭС, реализующие МРРТ-технологии, обеспечивают

максимально эффективное использование гидравлической энергии малого водотока.

Таким образом, проведенное исследование подтвердило возможность эффективного использования микроГЭС с накопителями электроэнергии без необходимости применения резистивного балласта. Это позволяет повысить энергетическую эффективность и надежность работы микроГЭС в условиях изменения нагрузки.

Дальнейшие исследования могут быть направлены на оптимизацию параметров МРРТ-регулятора балласта для различных типов микроГЭС и условий эксплуатации, а также на разработку более эффективных алгоритмов поиска точки максимальной мощности генерации. Это позволит ещё больше повысить эффективность использования энергии водотока и улучшить технико-экономические показатели микроГЭС.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Указ Президента Российской Федерации [Электронный ресурс]: от 19.04.2017 г. № 176 – Москва, 2023. – 15 с. Режим доступа: <http://kremlin.ru/acts/bank/41879> (дата обращения: 09.07.2023).

2. Производство труб для нефтегазовой промышленности в России стало резко расти [Электронный ресурс]: Москва, 2023. Режим доступа: https://www.tadviser.ru/index.php/%D0%A1%D1%82%D0%B0%D1%82%D1%8C%D1%8F:%D0%94%D0%BE%D0%B1%D1%8B%D1%87%D0%B0_%D0%BD%D0%B5%D1%84%D1%82%D0%B8_%D0%B2_%D0%A0%D0%BE%D1%81%D1%81%D0%B8%D0%B8 (дата обращения: 09.07.2023).

3. Кузьмин В.И., Пронина Е.Н., Галуша А.Н. Долгосрочные тенденции мировой динамики добычи нефти и ее текущих цен [Текст] / В.И. Кузьмин, Е.Н. Пронина, А.Н. Галуша // Энергосбережение. – 2006. – №4. – С. 10-13.

4. Альтернативные источники энергии: что это, виды, есть ли в России | РБК Тренды [Электронный ресурс]: Москва, 2024. Режим доступа: <https://trends.rbc.ru/trends/green/609e76449a7947f4755ac9dc> (дата обращения: 19.08.2023).

5. РусГидро. О компании [Электронный ресурс]: Москва, 2024. Режим доступа: <https://rushydro.ru/company/about/> (дата обращения: 09.07.2023).

6. Потребление электроэнергии в ЕЭС России в 2021 году увеличилось на 5,5 % по сравнению с 2020 годом | АО «Системный оператор Единой энергетической системы» [Электронный ресурс]: Москва, 2024. Режим доступа: <https://www.sops.ru/news/press-release/press-release-view/news/17511/> (дата обращения: 09.07.2023).

7. Дородных А.А. Перспективы строительства малых ГЭС как экологичного и энергоэффективного возобновляемого источника энергии [Текст] / А.А. Дородных // Водоснабжение, канализация, системы охраны водных ресурсов. – 2017. – № 4. – С. 82–86.

8. Общая мощность малых ГЭС в Китае выросла до 55 млн кВт [Электронный ресурс]: Москва, 2023. Режим доступа: http://www.cleandex.ru/news/2010/04/26/micro_hydro_stations_in_china (дата обращения: 09.07.2023).

9. Радченко Т. Гидроэнергетика России и зарубежных стран [Текст]: сводный отчет. – Москва: ЦСР, 2022 – 96 с.

10. EES EAEC. Мировая энергетика - Гидроэнергетика США [Электронный ресурс]: Москва, 2024. Режим доступа: <https://www.eeseaec.org/elektroenergeticeskij-kompleks-ssa/gidroenergetika-ssa> (дата обращения: 10.07.2023).
11. Распоряжение Правительства РФ об Энергетической стратегии РФ на период до 2030 г. [Электронный ресурс]: от 13.11.2009 N 1715-р – Москва, 2024. – 15 с. Режим доступа: <https://base.garant.ru/196681/> (дата обращения: 16.10.2024).
12. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Автономное электроснабжение от микрогидроэлектростанций: монография [Текст] – Томск: Томский политехнический университет, 2001. – 104 с.
13. Кажинский Б.Б. Гидроэлектрические и ветроэлектрические станции малой мощности [Текст] – Москва: Госпланиздат, 1946. – 135 с.
14. Щавелев Д.С. Основные системы турбин и область их применения [Электронный ресурс]: Москва, 2023. Режим доступа: <http://www.alobuild.ru/gidroenergeticheskie-ustanovki/osnovniye-sistemi-turbin.php> (дата обращения: 27.10.2023).
15. Реактивная турбина [Электронный ресурс]: Москва. 2024. Режим доступа: <http://www.hydrmuseum.ru/ru/encyclopedia/glossary/reaktivnaya-turbina/> (дата обращения: 27.10.2023).
16. Шнековые гидротурбины - малые гидроэлектростанции GESS-CZ [Электронный ресурс]: Технологические инновационные системы. 2023. Режим доступа: https://tisys.ru/services/catalog/specialniye_nasosiy/shnekovye-vintovye-nasosy-gess-cz/shnekovye-gidroturbiny-malye-gidroelektrostantsii-gess-cz/ (дата обращения: 27.10.2023).
17. Ачитаев А.А. Исследование влияния замещения возобновляемых источников энергии в составе схемы питания собственных нужд малых и микро-ГЭС [Текст] / А.А. Ачитаев, А.А. Жидков, Н.С. Наумкин // Журн. Сиб. федер. ун-та. Техника и технологии, 2021. – 14(6) . – С.656-666.
18. Харченко В.В. Выбор источников генерации для использования в микросетях на основе ВИЭ [Текст] / В.В. Харченко, В. Адамависиус, В. Джонас, В. Гусаров // Научный вестник Национального университета биоресурсов и природопользования Украины. Сборник научных трудов, 2016. – Т. 240. – С. 31–43.
19. Кенжебаев Е.К. Мировые тенденции в использовании эколого-экономического потенциала малой гидроэнергетики [Текст] / Е.К. Кенжебаев, Б.Ч. Ишенов // Актуальные вопросы современной экономики, 2022. – № 11. – С. 1063–1076.
20. Гончаренко А. Большой путь малой гидроэнергетики - Электроэнергетика и тепло [Электронный ресурс]: Москва, 2024. Режим доступа:

<https://neftegaz.ru/science/Energetika/752693-bolshoy-put-maloy-gidroenergetiki/> (дата обращения: 08.09.2023).

21. Лукутин Б.В. Регулятор балластной нагрузки автономной микроГЭС [Текст] / Б.В. Лукутин, С.Г. Обухов // Известия Томского политехнического университета, 2004. – Т. 307. – № 3. – С. 121–126.

22. Муравьев Д.И. Оптимизация оперативного управления автономной фотодизельной системой электроснабжения с шиной постоянного тока [Текст] / Д.И. Муравьев // Томский политехнический университет, 2022. – Т. 333. – № 4. – С. 224–235.

23. Ибрагимов К. Об эффективности строительства микроГЭС и перспектива развития ее в южном Казахстане [Текст] / Ибрагимов К. // Научные труды ЮКГУ им. М. Ауэзова, 2015. – № 1(32). – С. 23–25.

24. Курилин С.П. Особенности конструктивного исполнения и проектирования синхронных гидрогенераторов для микро-ГЭС [Текст] / С.П. Курилин, В.Н. Денисов // Вестник Московского Энергетического Института, 2019. – № 4. – С. 78–84.

25. Силовые преобразователи в электроснабжении [Текст]: Учебное пособие / Лукутин Б.В., Обухов С.Г. – Томск, 2007. – 144 с.

26. Обухов С.Г., Плотников И.А. Сравнительный анализ схем построения автономных электростанций, использующих установки возобновляемой энергетики [Текст] / С.Г. Обухов, И.А. Плотников // Промышленная энергетика, 2012. – № 7. – С. 46–51.

27. Попов М.М. Повышение технико-экономической эффективности микроГЭС деривационного типа [Текст]: Актуальные проблемы науки и техники. Инноватика: Сборник научных статей по материалам X Международной научно-практической конференции. В 3 частях. Часть 1. – Уфа: Изд. НИЦ Вестник науки, 2023. – С. 58–66.

28. Микро-ГЭС-10Пр – микрогидроэлектростанция мощностью 10 кВт [Электронный ресурс]: Москва, 2023. Режим доступа: <https://inset.ru/produkcija/mges-10pr/> (дата обращения: 11.10.2023).

29. Фрейшист А.Р. Стальные трубопроводы гидроэлектростанций [Текст] / А.Р. Фрейшист, А.Х. Хохарин, А.М. Шор. – Москва: Энергоиздат, 1982. – 247 с.

30. Лукутин Б. В. Режимы работы микрогидроэлектростанции со стабилизацией выходного напряжения при помощи управления инвертором / Б. В. Лукутин, Е. Б. Шандарова, М. М. Попов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 8. – С. 51-58.

31. Копылов И.П. Проектирование электрических машин [Текст]: учебник для вузов / И.П. Копылов – Москва: Издательство Юрайт, 2024. – 828 с.

32. Кучак С.В. Система электроснабжения на базе электро-генераторной установки и литий-ионного накопителя с улучшенными динамическими характеристиками: Диссертация на соискание ученой степени [Текст] : дис. ... канд. тех. наук : 05.09.03: защищена 22.04.2021 : утв. 29.09.2021 / Кучак Сергей Викторович. – Новосибирск, 2020. – 138 с. – Библиогр.: с. 118-126.

33. Способ и устройство для подсоединения и отсоединения нагрузки в условиях неполной нагрузки преобразователя ветряной энергии [Текст] : пат. 2909069 (ФРГ).

34. Лукутин Б. В. Адаптивные системы управления режимами работы инверторной микроГЭС [Текст] / Б.В. Лукутин, М.М. Попов // Экологическая, промышленная и энергетическая безопасность: Сборник статей по материалам международной научно-практической конференции. – Севастополь: Изд. Севастопольский государственный университет, 2023.– С. 517-522.

35. Патент РФ на изобретение № 2833947, МПК H02J 3/24 (2006.01). Устройство для регулирования частоты тока, вырабатываемого автономным генератором микрогидроэлектростанции / М.М. Попов, Б.В. Лукутин, Е.Б. Шандарова, И.А. Розаев. Заявл. от 11.07.2024, Оpubл. 17.12.2024 Бюл. № 14.

36. Ганджа С.А. Применение водопогружного гидрогенератора комбинированного возбуждения в качестве альтернативного источника энергии для малых и средних рек [Текст] / С.А. Ганджа, Д.С. Аминов, Б.И. Косимов // Энергетика, 2019. – Т.19. – № 4. – С. 102–111.

37. Махотина М.В. Экономический эффект при установке гидрогенератора в систему ППД для преобразования механической энергии в электрическую [Текст] / М.В. Махотина // Вестник Науки, 2021. – Т. 2. – № 12 (45). – С. 43–48.

38. Квятковский В.С. Малые гидротурбины [Текст] / В.С. Квятковский. – Москва: Машгиз, 1950. – 268 с.

39. Коровкин Н.В. Оптимизация параметров гидрогенератора [Текст] / Н.В. Коровкин, С.Л. Гулай, Д.А. Верховцев // Известия Российской Академии Наук. Энергетика, 2019. – № 4. – С. 42–50.

40. Будзко И.А. Электроснабжение сельского хозяйства [Текст]: учебник для вузов / И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов – Москва: Колос, 2000. – 536 с.

41. Обозов А.Д. Особенности преобразования энергии гидропотока гравитационной микроГЭС [Текст] / А.Д. Обозов, К.Н. Оразбаев, М.Б. Джоошбеков // Известия Кыргызского государственного технического университета им. И. Раззакова, 2022. – № 2(62). – С. 25–32.

42. Микро - ГЭС: принцип действия, типы, плюсы и минусы [Электронный ресурс]: Москва, 2017. Режим доступа: <https://alter220.ru/voda/mikro-ges.html> (дата обращения: 08.09.2023).

43. Лукутин Б.В. Ветроэлектростанции в автономной энергетике Якутии [Текст] / Б.В. Лукутин, В.Р. Киушкина – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 202 с.

44. Попов М. М. Интеллектуальные технологии генерирования и стабилизации электроэнергии в микрогидроэлектростанциях / М. М. Попов, Б. В. Лукутин // Актуальные проблемы электроэнергетики: Сборник научно-технических статей IX Всероссийской (XLII Региональной) научно-технической конференции. – Нижний Новгород: Изд. Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, 2023. – С. 393-396.

45. Карапетян И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей [Текст]: учебник для вузов / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро – Москва: ЭНАС, 2012. – 376 с.

46. Лукутин Б.В. Микро-ГЭС с регулированием гидроагрегата по цепи якоря гидроагрегата / Б.В. Лукутин, Е.Б. Шандарова, М.М. Попов // Известия томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 5. – С. 158–171.

47. Литиевые аккумуляторные батареи [Электронный ресурс]: Москва, 2023. Режим доступа: <https://s-ways.ru/> (дата обращения: 13.10.2023).

48. Велькин В.И. Методология расчета комплексных систем ВИЭ для использования на автономных объектах [Текст]: монография / В.И. Велькин. – Екатеринбург: УрФУ, 2015. – 226 с.

49. Лукутин Б.В. Микро-ГЭС с регулированием гидроагрегата по цепи якоря гидроагрегата / Б.В. Лукутин, Е.Б. Шандарова, М.М. Попов // Известия томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 5. – С. 158–171.

50. Аванесян Р.А. Пространственно-временные особенности формирования стока горных рек Алтая в условиях изменения природной среды [Текст] : дис. ... канд. геогр. наук : 25.00.36: защищена 26.12.2012 : утв. 29.03.2013 / Аванесян Роман Альбертович. – Барнаул, 2013. – 139 с. – Библиогр.: с. 130-139.

51. Диёров Х.А. Построение системы автоматического регулирования активной мощности гидроагрегата мини-ГЭС на основе машины двойного питания [Текст] : дис. ... канд. тех. наук : 05.09.03: защищена 05.03.2015 : утв. 26..05.2015 / Диёров Рустам Хакималиевич. – Новосибирск, 2014. – 153 с. – Библиогр.: с. 136-143.

52. Лукутин Б.В., Шандарова Е.Б. Фазорегулируемые автобалластные системы стабилизации выходных параметров микроГЭС // Известия Томского политехнического университета. 2011. Vol. 318, № 4. P. 113–118.

53. Попов М. М. Классификация систем генерирования и стабилизации параметров электроэнергии микрогидроэлектростанций / М. М. Попов, Б. В.

Лукутин // В сборнике: Потенциал и вызовы развития возобновляемой энергетики, Сборник научных статей II Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – Ставрополь: Изд. Северо-Кавказский федеральный университет, 2024. – С. 38-42.

54. Лукутин Б.В. Микро-ГЭС с технологией поиска точки максимальной мощности гидроагрегата / Б.В. Лукутин, Е.Б. Шандарова, М.М. Попов // Электротехника, 2025. – №1. – С.67-73.

55. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2025660669. Федеральная служба по интеллектуальной собственности. Программа для ЭВМ «МРРТ-регулятор микрогидроэлектростанции» / Б.В. Лукутин, Е.Б. Шандарова, М.М. Попов. Дата регистрации: 25 апреля 2025 года.

56. Гидроэлектрические станции малой мощности. Популярный справочник по организации проектирования, строительства и эксплуатации / И.Н. Зубов, В.К. Козловская – Москва: Государственное энергетическое издательство, 1941. – 235 с.

57. ГОСТ. 23956–80. Турбины гидравлические. Термины и определения [Текст]. – Введ. 1981–01–01. – М. : Изд-во стандартов, 1981.– 12 с.

58. Обухов С.Г. Микрогидроэлектростанции [Текст]: Курс лекций к магистерской программе «Возобновляемые источники энергии» / С.Г. Обухов – Томск, 2009. – 63 с.

59. Архипцев М.Г. Переходные и установившиеся режимы электрической части свободнопоточной микроГЭС[Текст] : дис. ... канд. тех. наук : 05.14.01: защищена 19.06.2013 : утв. 29.11.2013 / Архипцев Максим Геннадьевич. – Красноярск, 2013. – 165 с. – Библиогр.: с. 151-160.

60. Liu B. et al. Parallel chance-constrained dynamic programming for cascade hydropower system operation // Energy. 2018, Vol. 165, pp. 752–767.

61. Liu Y. et al. Power generation pricing mechanism for trans-region power supply of Tibetan green hydroelectricity considering carbon emission reduction benefits // Journal of Hydroelectric Engineering. 2015. Vol. 34, № 12. P. 131–139, doi: 10.1016/j.energy.2018.09.140.

62. Xu B. et al. Modeling a pumped storage hydropower integrated to a hybrid power system with solar-wind power and its stability analysis // Applied Energy, 2019, Vol. 248, pp. 446–462, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.04.125.

63. Fan J.-L. et al. Impacts of climate change on hydropower generation in China // Mathematics and Computers in Simulation. 2020, Vol. 167, pp. 4–18.

64. Sun L. et al. Sustainable development pathways of hydropower in China: Interdisciplinary qualitative analysis and scenario-based system dynamics quantitative

modeling // *Journal of Cleaner Production*. 2021, Vol. 287, pp. 125528, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.125528.

65. Erinofiaridi et al. A Review on Micro Hydropower in Indonesia //1st International Conference on Energy and Power, ICEP2016, Melbourne, Australia, 2017, Vol. 110, pp. 316–321, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.146.

66. Laghari J.A. et al. A comprehensive overview of new designs in the hydraulic, electrical equipments and controllers of mini hydro power plants making it cost effective technology // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013, Vol. 20, pp. 279–293, doi: 10.1016/j.rser.2012.12.002.

67. U.S. Hydropower Market Report (2023 edition). U.S. Department of Energy, 2023. P. 71.

68. Caralis G., Papantonis D., Zervos A. The role of pumped storage systems towards the large scale wind integration in the Greek power supply system // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012, Vol. 16, № 5, pp. 2558–2565, doi: 10.1016/j.rser.2012.01.068.

69. Javed M.S. et al. Solar and wind power generation systems with pumped hydro storage: Review and future perspectives // *Renewable Energy*, 2020, Vol. 148, pp. 176–192, doi: 10.1016/j.renene.2019.11.157.

70. Share of energy consumption from renewable sources in Europe [Electronic resource]. 2024. URL: <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/share-of-energy-consumption-from> (accessed: 23.12.2024).

71. Borkowski D., Wegiel T. Small Hydropower Plant With Integrated Turbine-Generators Working at Variable Speed // *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2013, Vol. 28, pp. 452–459, doi: 10.1109/TEC.2013.2247605

72. Linden D., Reddy T.B. Handbook of batteries. New York:McGraw-Hill, New York:McGraw-Hill, 2002. 1453 p.

73. Lifepo4 Battery Depth Of Discharge: Optimal Capacity Usage Efficiency [Electronic resource]. 2023. URL: <https://harveypoweress.com/ru/lifepo4-battery-depth-of-discharge/> (accessed: 27.05.2024).

74. Dybko M.A. et al. Load Leveling for a Diesel Generator Using an Energy Storage and Instantaneous Power Theory // *IEEE Xplore*, 2018, pp. 567–573, doi: 10.1109/EDM.2018.8434936

75. Safwat I.M., Li W., Wu X. A Novel Methodology for Estimating State-Of-Charge of Li-Ion Batteries Using Advanced Parameters Estimation: 11 // *Energies*. Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 2017, Vol. 10, № 11, P. 1751, doi: 10.3390/en10111751.