

**ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«СУХУМСКИЙ ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ»
АКАДЕМИИ НАУК АБХАЗИИ**

На правах рукописи

КИМКЕТОВ ЭДУАРД МАЙЕВИЧ

**МЕТОДОЛОГИЯ РЕСУРСНОГО И ТЕХНИКО-
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ
ПРИМЕНЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК НА ОСНОВЕ
САМОВОССТАНАВЛИВАЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ (СВИЭ)
В УСЛОВИЯХ АБХАЗИИ**

05.14.08 – «Энергоустановки на основе возобновляемых видов энергии»

Диссертация на соискание ученой степени

доктора технических наук

Научный консультанты:

Доктор физико-математических наук

Профессор, вице-президент АНА

Академик АНА Экба Я.А.,

Доктор технических наук,

Академик АНА Марколия А.И.

Сухум 2023г.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
ГЛАВА 1. АКТУАЛЬНАЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ САМОВОССТАНАВЛИВАЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ (СВИЭ) В УСЛОВИЯХ АБХАЗИИ	18
1.1. Классификационная подборка СВИЭ в условиях Абхазии	18
1.2 Гидроэлектростанции небольшой мощности(ГЭНМ)	21
1.3. Солнечно-лучистая радиация(С-ЛР)	26
1.4. Гидротемпературно-термальные ресурсы Абхазии	31
1.5. Термодинамические тепловые насосы	37
1.6. Техничко-технологический потенциал энергии ветровых масс в условиях Абхазии.....	39
1.7. Наиболее перспективные способы получения и хранения водорода в условиях Абхазии	47
1.8. Анализ технико-экономических и эколого-социальных аспектов при использовании СВИЭ в Абхазии.....	57
ВЫВОД по главе1	61
ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ ОБЪКТОВ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ АБХАЗИИ	63
2.1. Определение базовой методологии при разработке основных узлов микроГЭС.....	63
2.2. Совершенствование схемы замещения САГ	95
2.3. Разработка измерителя частоты в компьютерной программе EWB	113
2.4. Методико-технологическое пояснение совокупного системного оборудования для регулирования напряжения (ССОДРН) на САГ	115
2.5. Исследование работы асинхронного двигателя	

с короткозамкнутым ротором (АДсКР) в режиме генератора для микроГЭС	124
2.6. Экспериментально-исследовательские изыскания применения АДсКР в РГ	127
2.7. Конструктивные элементы системы микроГЭС.....	133
2.8. Объектно-характеристические эксперименты Н-О образца микроГЭС	135
2.9. Проверка устойчивости работы микроГЭС при различных режимах работы.....	136
2.9.1. Проверка микроГЭС при холостом ходе	137
2.9.2. Работа микроГЭС под нагрузкой	137
2.9.3. Наброс и сброс нагрузки.....	139
2.9.4. Проверка режимов короткого замыкания.....	139
2.9.5. Режим значительного увеличения воды в результате стихийных различных природных явлений.....	139
2.10. Техничко-экономическое обоснование эффективности микроГЭС	139
2.11. Оптимизационно-техническое обоснование перспективности разработки, реконструкции и внедрения миниГЭС и МГЭС в Абхазии для повышения общей эффективности энергетической структуры	140
2.12. Проведение исследований и внедрений в техно-методическом парке Сухум ГЭС	149
ВЫВОД по главе 2	160

ГЛАВА 3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНО-ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СОЛНЕЧНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ В УСЛОВИЯХ АБХАЗИИ

161

3.1. Определение полезной солнечной энергии для различных территорий Абхазии.....	161
3.2. Расчеты обобщающей вариативности от использования преобразователей С-ЛР	165
3.3. Определение реальной востребованности при	

использовании фотоэнергетических устройств (ФЭНУ)	168
3.4. Исследование характеристически-обоснованных свойств работающих в реальных условиях ФЭМ	176
3.5. Разработка и исследование математически-имитационного моделирования ФЭМ в компьютерной программе Matlab/Simulink	181
3.6. Техничко-экономическое обоснование высокой эффективности автономной фотоэлектрической станции собранной из ФЭМ, по сравнению с другими обычными и СВИЭ	189
ВЫВОД по главе 3	193

**ГЛАВА 4. РАСЧЕТНО-АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОПТИМИЗАЦИОННОЕ
СТРУКТУРИРОВАНИЕ СИСТЕМНЫХ ПРОБЛЕМ ПРИ
ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ
ЭНЕРГИИ В УСЛОВИЯХ АБХАЗИИ**

4.1. Параметро-характеристические свойства температуропроводности геотермальных источников ТЭ	194
4.2. Исследование геотермальных водосодержащих ресурсов по территориям Абхазии	200
4.3. Исследование факторов влияющих на дебет геотермальных водосодержащих потоков водоотборных скважин	203
4.4. Разработка и исследование схемно-структурных систем геотермального теплоснабжения	206
4.5. Исследование и определение наиболее эффективных геотермально - электрических станций (Гео-ЭС)	209
4.6. Определение основных экономико-характеристических особенностей глубинных геотермальных скважин в условиях Абхазии	212
ВЫВОД по главе 4	215

ГЛАВА 5. ИССЛЕДОВАНИЕ КОНЦЕПТУАЛЬНО СИСТЕМАТИЗИРОВАННЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕПЛОНАСОСНЫХ УСТАНОВОК (Теп-НУ) В УСЛОВИЯХ АБХАЗИИ.....	217
5.1. Исследование характеристических особенностей работы Теп-НУ	217
5.2. Расчетно-графическое исследование структурно-системных характеристик парокompрессионных Теп-Ну	221
5.3. Определение технико-экономической составляющей парокompрессионных Теп-НУ	227
ВЫВОД по главе 5	230

ГЛАВА 6. ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРЕНДОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ АВТОНОМНЫХ ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В УСЛОВИЯХ АБХАЗИИ	232
---	-----

6.1. Расчетно – аналитические исследования с целью определения особенностей использования автономных ветроэлектростанций в Абхазии	232
6.2. Проведение исследования ВЭС для автономных энергопотребителей в условиях Абхазии	236
6.3. Определение объективных технико-экономических оценок ВЭС в условиях Абхазии	241
ВЫВОД по главе 6	246

ГЛАВА 7. РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНО-РАСЧЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ПОЛУЧЕНИЯ ВОДОРОДА В УСЛОВИЯХ АБХАЗИИ.....	248
--	-----

7.1. Исследование водорода в качестве многофункционального энергоносителя в условиях Абхазии.....	248
---	-----

7.2. Разработка и исследование получения водорода в условиях Абхазии с использованием энергии Солнца	251
7.3. Исследование сущности физико – химических процессов получения водорода при электролизе воды	252
7.4. Исследование технико-экономических характеристических особенностей получения водорода, реакцией электролиза воды в условиях Абхазии	257
ВЫВОД по главе 7	258
ОБЩИЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ	259
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	260
ПРИЛОЖЕНИЕ	280

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Устойчивое развитие любой страны во многом связано с использованием преимуществ безвредной альтернативной энергетики, которая базируется на самовосстанавливаемых источниках энергии (СВИЭ). Они во многих аспектах являются хорошим дополнением и даже заменой, традиционным источникам энергии, использующим не восстанавливаемые природные ресурсы. Из-за институционально-расчетных основ, созданных в последние десятилетия в ответ на неординарные энерго-экономические, а также глобально-экологические сложности, СВИЭ стали необычайно интересны, с точки зрения притяжения инновационных технологий и при этом сформировали достаточно стабильно растущий энергетический рынок. Этот рынок хорошо себя зарекомендовал во время мирового кризиса 2008 года и продолжает проявлять устойчивость в условиях нынешней финансово-экономической нестабильности. При этом к СВИЭ наблюдается не уменьшающийся интерес инвесторов, особенно в связи повышением популярности нефинансовых особенностей оценки инвестиционных активов.

Многие современные государства приняли принципы развития энергетических систем на базе СВИЭ, как часть своих национально-экономических стратегий.

В принципе в современном мире понятие СВИЭ вышло за рамки терминологии связанной исключительно с энергетической отраслью и стало фактором определяющим этику ответственного использования энергетических ресурсов. Увеличение роста установленных мощностей в автономной малой гидроэнергетике, солнечных и гелио-энергостанциях, геотермальных теплостанциях, тепловых насосах, ветроэлектростанциях и водородной энергетике, повсеместно с востребованностью различных решений на основе СВИЭ, выдвигает дополнительные условия к технико-технологическим перераспределениям и накоплениям энергии, а также к средствам коммуникации, особенно для децентрализованных потребителей энергии. Все это стало важным фактором привлечения различных отраслей

народного хозяйства в общий инновационно-структурированный процесс, что в свою очередь способствует большей адаптивности СВИЭ, в качестве надежных и вполне доступных энергетических ресурсов.

Также имеет смысл отметить, что интенсивное использование СВИЭ в условиях Абхазии, со временем, может дать не только существенный рост общей энергетической безопасности страны, но и повышение сберегаемости финансовых составляющих на макроуровне. При этом, хороший технико-экономический эффект при диверсифицировании используемых энергоресурсов на основе СВИЭ может стать фактором энерго-выравнивания по всем районам Абхазии, а также увеличения необходимых компетенций для повышения энерго-экспортного потенциала.

Ввиду существенной потребности в энергоресурсах, активная разработка и применение новейших технологических решений в области СВИЭ даст возможность создания научно-промышленного инновационного кластера, который в свою очередь перейдет в эндогенно-востребованную аспектность развития всей экономики Абхазии. При этом в отношении инноваций важно выделить то, что технологии на основе СВИЭ значительно опережают передовые решения для традиционных источников энергии, так как концептуально их применение подразумевает работу в удаленных горных районах, что формирует соответственный технико-технологический обобщённый уклад.

Для Абхазии, как страны имеющей значительные запасы энергоресурсов и вполне приемлемого уровня компетенций в области энергетического комплекса, представляется вполне возможным нахождение собственного пути, который опирался бы на весь мировой опыт, с целью получения значительного технико-экономического эффекта в условиях общемирового затяжного кризиса.

Таким образом, в условиях Абхазии, несомненно, высокую актуальность имеют исследования в направлении расширения технико-экономических и инновационно-востребованных площадок в области СВИЭ. При этом объективно видно, что в дальнейшем актуальность и перспективность СВИЭ будет только больше, увеличивая свою составную долю в обще-энергетическом балансе Абхазии.

Степень разработанности темы. Современная энергетика характеризуется усилением диверсификации источников на базе развития новых технологий, совершенствования систем безопасности, использования новых материалов и дистанционных средств управления.

Большой вклад в развитие нетрадиционной и возобновляемой энергетики внесли российские ученые: Андреев В. М., Алферов Ж. И., Алексеев В. А., Безруких П. П., Берковский Б. М., Бутузов В. А., Виссарионов В. И., Дьяков А. Ф., Елистратов В. В., Евдокимов В. М., Заддэ В. В., Закиров Д. Г., Калнынь И. М., Ковалев А. А., Коган М. Б., Карабанов С. М., Кирпичникова И.М., Малинин Н. К., Мильман О. О., Михайлов Л. П., Мунин А. Г., Накоряков В. Е., Николаев В.Г., Осипов М. И., Саплин Л. А., Стребков Д. С., Соловьев А. А., Соколов Б. А., Попель О. С., Поваров О. А., Трофимов А.И., Тверьянович Э.В., Тарнижевский Б.В., Тамаров Г. В., Тягунов М. Г. и др.

Вопросами комбинированного использования ВИЭ занимались такие ученые как: Безруких П. П., Бальзанников М. И., Васильев Ю. С., Виссарионов В. И., Денисенко В. В., Елистратов В. В., Стребков Д. С., Данилевич Л. Б., Камбаров К. А., Попель О. С. и др.

В работах указанных авторов применялись различные методы оптимизации, получены значимые для развития ВИЭ результаты, в том числе, разумеется, учитывающие стохастичность возобновляемых источников энергии. Подобная оптимизация решалась на основе, как правило, технико-экономического анализа параметров оборудования и выработки им энергии с учетом первого момента распределения статистических характеристик климатических факторов.

В то же время, при расчетах динамических моделей их авторы не рассматривали использование одновременно, как электрических, так и теплогенерирующих систем ВИЭ. При этом не учитывались одновременно стохастические и детерминированные значения по широкому ряду ВИЭ для конкретного региона или местности расположения объекта.

Научная задача состоит в создании и разработке научно-методологических основ альтернативной концепции развития и внедрения комплексных энергосистем в условиях Абхазии на базе СВИЭ. Также к ней относится определение оптимизированного комплектного состава

энергоустановок для децентрализованных энергопотребителей.

Целью настоящей работы является выявление расширенной методологической совокупности при оценке оптимально-эффективной составляющей от применения источников энергии на основе СВИЭ для условий Абхазии.

Основные задачи, решаемые в работе:

- 1) совершенствование схемы замещения самовозбуждающегося генератора с использованием компьютерной программы Electronic Work Bench (EWB);
- 2) исследование работы асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором в режиме генератора для микроГЭС;
- 3) методико-технологическое пояснение совокупного системного оборудования для регулирования напряжения на самовозбуждающемся асинхронном генераторе ;
- 4) технико-экономическое обоснование эффективности микроГЭС для удалённых потребителей;
- 5) оптимизационно-техническое обоснование перспективности разработки, реконструкции и внедрения миниГЭС, и малых ГЭС в Абхазии, для повышения общей эффективности энергетической структуры;
- 6) технико-экономическое обоснование высокой эффективности автономной фотоэлектрической станции собранной из фотоэлектрических модулей (ФЭМ), по сравнению с другими обычными и СВИЭ;
- 7) технико-экономическое обоснование целесообразности использования геотермальной водосодержащей жидкости, на геотермальных тепловых и электрических станциях;
- 8) определение оценочно-экономической составляющей эффективности парокомпрессионных тепло-насосных установок (Теп-Ну);
- 9) определение себестоимости выработки электрической энергии и минимально-возможный срок окупаемости ветроэлектростанций(ВЭС);
- 10) получение технико-экономических характеристик получения водорода при реакции электролиза воды анализ.

Научная новизна. В ходе выполнения диссертационной работы впервые:

- 1) произведен расчет экономических аспектов использования СВИЭ для производства тепловой энергии (ТЭ) и электрической энергии (ЭЭ) в условиях Абхазии;
- 2) сделан выбор методологических основ определения и расчета узлов микроГЭС;
- 3) разработана автономная система подзарядки конденсатора для собственных нужд микроГЭС;
- 4) создана совершенно новая схема замещения самовозбуждающихся асинхронных генераторов (САГ);
- 5) получены методико-технологические пояснения совокупного системного оборудования для регулирования напряжения на САГ;
- 6) определены технико-экономические обоснования эффективной работы микроГЭС;
- 7) получены оптимизационно-технические обоснования перспективности разработки, реконструкции и внедрения миниГЭС, и малых ГЭС (МГЭС), с целью увеличения эффективности всей энергосистемы в Абхазии;
- 8) выполнены технико-экономические обоснования высокой эффективности автономной фотоэлектрической станции собранной из фотоэлектрических модулей (ФЭМ);
- 9) определена удельная полезная солнечная энергия для различных территорий Абхазии;
- 10) исследованы характеристически-обоснованные свойства работающих в реальных условиях ФЭМ;
- 11) проведены математически-имитационные моделирования ФЭМ в компьютерной программе Matlab/Simulink;
- 12) разработана методологически отобранная оценочная выборка геотермальных водосодержащих ресурсов в Абхазии;
- 13) получены решения по схемно-структурному геотермальному теплоснабжению;
- 14) исследованы технико-экономические обоснования целесообразности использования геотермальной водосодержащей жидкости, для выработки ТЭ и ЭЭ на геотермальных тепловых, и электрических станциях;
- 15) определена принципиально-структурная характеристика работы Теп-НУ;

16) разработана оценочно-экономическая составляющая эффективности парокомпрессионных Теп-НУ;

17) проведены исследования географо-экологических особенностей при использовании автономных ветроэлектростанций в Абхазии;

18) выработаны методико-расчетные принципы определения ветроэнергетических характеристик для скоростных режимов ветровых потоков;

19) определена себестоимость выработки ЭЭ и срок окупаемости ветроэлектрических станций (ВЭС) в условиях Абхазии;

20) выявлены основные области применения водородной энергетики в Абхазии;

21) исследован один из способов получения водорода в условиях Абхазии с использованием энергии Солнца;

22) определены технико-экономические характеристики получения водорода при реакции электролиза воды;

23) определены и исследованы принципиально-структурные характеристики работы Теп-НУ;

24) определены методико-расчетные принципы определения ветроэнергетических характеристик скоростных режимов ветровых потоков;

25) исследованы базовые принципы физических и химических процессов получения водорода, при электролизе воды.

Объект исследований – основные виды энерго-комплексных систем на базе СВИЭ, имеющие существенные перспективы использования в условиях Абхазии.

Предмет исследований – технико-экономическая эффективность энерго-комплексных систем на базе СВИЭ в производстве электрической и тепловой энергии для народно-хозяйственных нужд Абхазии.

Основная научная гипотеза исследования. Основой устойчивого развития энергетики является рост ее структурировано-спланированной устойчивости. Такое становится возможным, за счет задействования в перспективе всех СВИЭ, с целью повышения общей функциональной эффективности энергосистемы Абхазии.

Методы исследования. В диссертационной работе, исходя из постановки решаемых задач и с учетом особенностей исследуемых объектов, для получения основных результатов применялись расчетно-экспериментальные, так теоретические методики исследований. При этом методологическую базу исследований составили технико-технологические основы малой гидроэнергетики, солнечной и геотермальной энергетики, тепловых насосов, ветроэнергетики, а также водородной энергетики.

Практическая ценность. Разработаны методологические рекомендации по использованию СВИЭ, для удаленных энергопотребителей. Обязательным условием, при этом является учет оценочно-расчетных, финансово-экономических и технико-технологических возможностей для выработки ТЭ и ЭЭ, условиях Абхазии.

Теоретическая и практическая значимость данной работы заключается в том, что:

- 1) произведены расчеты экономических аспектов использования СВИЭ для производства ТЭ и ЭЭ в условиях Абхазии;
- 2) произведен выбор методологических основ определения и расчета узлов микроГЭС;
- 3) осуществлены методико-технологические пояснения совокупного системного оборудования для регулирования напряжения на САГ;
- 4) определены оптимизационно-технические обоснования перспективности разработки, реконструкции и внедрения миниГЭС, и МГЭС, с целью увеличения эффективности всей энергосистемы в Абхазии;
- 5) выполнено технико-экономическое обоснование высокой эффективности автономной фотоэлектрической станции собранной из ФЭМ, по сравнению с другими обычными и СВИЭ;
- 6) исследованы технико-экономические обоснования целесообразности использования геотермальной водосодержащей жидкости, при выработке ТЭ и ЭЭ на геотермальных тепловых, и электрических станциях;
- 7) определены и исследованы принципиально-структурные характеристики работы Теп-НУ;

8) выявлены методико-расчетные принципы определения ветроэнергетических характеристик скоростных режимов ветровых потоков;

9) исследованы базовые принципы физических и химических процессов получения водорода, при электролизе воды.

Апробация работы. Результаты исследований докладывались на следующих Международных, Всероссийских, региональных и научно-практических конференциях:

-3-ей Всероссийской научной конференции, 12-15 апреля 2005 г., Краснодар;

- 6-ой Региональной научно-практической конференции 17-18 апреля 2006г., Черкесск;

- 5-ой Всероссийской научной конференции «ВРНК», 5-6 апреля 2007 г., Краснодар;

- 7-ой Всероссийской научной конференции КГУА, 20-21 апреля 2009 г., Краснодар;

- 39-ой Всероссийской научно-практической конференции, 25-28 апреля 2009г., Москва;

- 15-ой Региональной научно-практической конференции, КЧГТА, 12-14 мая 2009 г., Черкесск;

- Научно-практическая конференция, АГУ, 15-17 апреля 2013г, Сухум, Республика Абхазия;

- Научно-практическая конференция, АГУ, 20-22 апреля 2014г, Сухум, Республика Абхазия;

- Научно-практическая конференция, АГУ, 18-21 апреля 2016г, Сухум, Республика Абхазия;

- Научно-практическая конференция, АГУ, посвященная 85-летию АГУ, 2017г, Сухум, Республика Абхазия;

- Научно-практическая конференция, АГУ, 2018г, Сухум, Республика Абхазия;

- Научно-практическая конференция, АГУ, 2019г, Сухум, Республика Абхазия;

- 11-ой Международной, конференции состоявшейся 25 декабря 2019г., Петрозаводск;

- Научно-практическая конференция, АГУ, 2020г, Сухум, Республика Абхазия;
- Научно-практическая конференция, АГУ, 2021г, Сухум, Республика Абхазия;
- Международной научно-практической конференции «ПРОБЛЕМЫ СОВРЕМЕННЫХ ИНТЕГРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ И ПОИСК ИННОВАЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ», состоявшейся 04 марта 2022 г., Челябинск;
- Научно-практическая конференция, АГУ, 2021г, Сухум, Республика Абхазия;
- Международной научно-практической конференции «СОВРЕМЕННЫЕ ЗАДАЧИ НАУЧНОЙ РАБОТЫ. ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ», состоявшейся 30 августа 2022 г., Магнитогорск;
- СХХV-ой Международной научно-практической конференции «ИННОВАЦИОННЫЕ ПОДХОДЫ В СОВРЕМЕННОЙ НАУКЕ», № 17 (125) 13 сентября 2022 г., Москва;
- Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «МЕЖДИСЦИПЛИНАРНОСТЬ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КАК ФАКТОР ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ» 06 сентября 2022 г., Воронеж;
- LXIV-ой Международной научно-практической конференции «ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ», № 9 (59) сентябрь 2022, Москва;
- СХХХI-ой Международной научно-практической конференции, Изд. Интернаука, № 23 (131) декабрь 2022 г., Москва;
- LXVII-ой Международной научно-практической конференции, Изд. Интернаука, 23 декабря 2022 г., Москва;
- Научно-практическая конференция, АГУ, 2023г, Сухум, Республика Абхазия.

Публикации результатов исследований. Основные положения диссертационной работы представлены в 67 научных работах, в том числе 15 в изданиях, рекомендованных ВАК АНА, 2 патентах на изобретение и 1 монографии. Объем публикаций 32,17 п. л., из которых доля авторского вклада – 12,42 п. л.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, 7 глав, основных результатов и выводов, списка литературы, включающего

239 источников, из них 12 на иностранном языке, и приложений. Основная часть диссертации содержит 280 страниц машинописного текста, в том числе – 67 рисунков и 18 таблиц.

Личный вклад соискателя в решение проблемы. Состоит в непосредственном участии:

- 1) в разработке и исследовании обобщённой эффективно-приемлемой классификации СВИЭ в условиях Абхазии;
- 2) в определении экономических аспектов использования самовосстанавливаемых энергоресурсов для производства ЭЭ и ТЭ в Абхазии;
- 3) в выборе методологических основ определения и расчета узлов микроГЭС;
- 4) в разработке автономной системы подзарядки конденсатора для собственных нужд микроГЭС;
- 5) в совершенствовании схемы замещения САГ;
- 6) в выработке методико-технологического пояснения для совокупного системного оборудования для регулирования напряжения на САГ;
- 7) в определении технико-экономического обоснования эффективной работы микроГЭС;
- 8) в обосновании оптимизационно-технической перспективности разработки, реконструкции и внедрения миниГЭС и МГЭС в Абхазии;
- 9) в определении удельной полезной солнечной энергии для различных территорий Абхазии;
- 10) в исследовании характеристически-обоснованных свойств работающих в реальных условиях ФЭМ;
- 11) в проведении математически-имитационного моделирования ФЭМ в компьютерной программе Matlab/Simulink;
- 12) в обосновании высокой технико-экономической эффективности автономной фотоэлектрической станции собранной из ФЭМ, по сравнению с другими обычными и СВИЭ в условиях Абхазии;
- 13) в разработке методологически отобранной оценочной выборки геотермальных водосодержащих ресурсов в Абхазии;
- 14) в получении решений по схемно-структурному геотермальному теплоснабжению;
- 15) в определении технико-экономического обоснования целесообразности использования геотермальной водосодержащей жидкости при выработке ТЭ и ЭЭ на геотермальных тепловых и электрических станциях;

- 16) в исследовании принципиально-структурных характеристик работы Теп-НУ;
- 17) в определении оценочно-экономической составляющей эффективности парокомпрессионных ТепНУ;
- 18) в исследовании географо-экологических особенностей при использовании автономных ветроэлектростанций в Абхазии;
- 19) в получении методико-расчетных принципов определения ветроэнергетических характеристик для скоростных режимов ветровых потоков;
- 20) в определении себестоимости выработки ЭЭ и срока окупаемости ВЭС в условиях Абхазии;
- 21) в выявлении областей применения водородной энергетики в Абхазии;
- 22) в исследовании одного из способов получения водорода в условиях Абхазии с использованием энергии Солнца;
- 23) в определении технико-экономических характеристик получения водорода при реакции электролиза воды.

ГЛАВА 1. АКТУАЛЬНАЯ ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ САМОВОССТАНАВЛИВАЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ (СВИЭ) В УСЛОВИЯХ АБХАЗИИ

1.1. Классификационная подборка СВИЭ в условиях Абхазии

Главной особенностью СВИЭ является их неисчерпаемость ввиду способности к быстрому самовосстановлению за достаточно небольшой промежуток времени. К энергоэффективным СВИЭ в Абхазии можно отнести энергию солнечного излучения, потоков воды, тепловую энергию верхних слоев земной коры и моря, ветроэнергетику, а также водородную энергетику.

Если рассматривать качество электрической энергии от источников экологически безвредной энергии как коэффициент полезного действия, то СВИЭ можно классифицировать так:

- 1) КПД гидроэнергетики равно 75 %;
- 2) КПД солнечной энергетики находится в диапазоне 18–20 %;
- 3) КПД геотермальной энергетики может достигать до 65 %;
- 4) КПД тепловых насосов не превышает 40–50 %;
- 5) КПД ветровой энергетики может быть 45–55 %;
- 6) КПД водородной энергетики имеет самый высокий показатель – 75–80 %.

Ресурсный потенциал СВИЭ достаточно большой и во многом зависит от технико-экономических и инновационно-востребованных выборов по их использованию. Исходя из этого, выделяется внутри валовый потенциал СВИЭ, а также технологические и финансово-экономические ресурсы.

Все количество энергии, заключенное в СВИЭ, – это валовый потенциал. Однако условие полного использования энергии является обязательным. Некоторая часть валового потенциала является технологическим потенциалом, который может преобразоваться в востребованную полезную энергию при соответствующих параметрах развития общетехнических средств.

При определенных экономических ситуациях, связанных с

конъюнктурностью и текущими тенденциями развития рыночных энергетических инструментов, возможно рассмотрение финансово-экономического потенциала как части технологического потенциала, способного создавать положительную составляющую в востребованную полезную энергию.

В мире увеличивается интерес к использованию СВИЭ. Это можно объяснить тремя причинами:

1. Уже сейчас, при некоторых условиях автономные энергокомплексы на основе СВИЭ являются экономически более эффективными на фоне источников, использующих дорогое топливо;

2. Использование СВИЭ может стать достаточно целесообразным и по эколого-социальным аспектам. Например, использование СВИЭ в небольших автономных энергокомплексах может значительно улучшить общий уровень жизни людей;

3. В будущем роль СВИЭ может значительно вырасти и достичь глобального масштаба. Во многих экономически развитых странах идут исследования долгосрочного развития мировой энергетики в целом. Определенная заинтересованность этой проблемой связана с передовой ролью энергетики в осуществлении экономического роста при непрерывно увеличивающемся отрицательном влиянии обычных органических источников энергии на экологию.

Исходя из вышеперечисленных причин напрашивается вывод о том, что в относительно недалеком будущем возможно существенное структурное изменение мировой энергосистемы с переходом к большему использованию СВИЭ [19, 20, 21, 25].

Наиболее перспективные СВИЭ в мире, и в Абхазии показаны в табл. 1.1.1. Однако вклад этих источников в мировой энергетический баланс в настоящее время весьма небольшой.

Табл. 1.1.1.

Ресурсы СВИЭ в мире и в Абхазии

Вид энергии	Теоретические ресурсы, млн, т.у.т.	Технические ресурсы, млн, т.у.т.
--------------------	---	---

	в мире	в Абхазии	в мире	в Абхазии
Энергия солнца	$2,4 \cdot 10^8$	$1,4 \cdot 10^2$	$5,3 \cdot 10^4$	$1,5 \cdot 10^2$
Геотермальная энергия (до глубины 5 км)	$3,1 \cdot 10^9$	$1,2 \cdot 10^5$	$1,7 \cdot 10^8$	$1,3 \cdot 10^2$
Энергия Черного моря	$3,5 \cdot 10^3$	$1,5 \cdot 10$	$2,7 \cdot 10^4$	$1,1 \cdot 10$
Гидроэнергия	$7,0 \cdot 10^5$	$1,6 \cdot 10^2$	$1,7 \cdot 10^3$	$1,2 \cdot 10^2$

Современная энергетическая концепция безграничной добычи углеводородных природных ресурсов, скорее всего, приведет к сложным изменениям климата на Земле, а это уже общемировая проблема, о которой нужно задумываться сегодня. В свете этих вопросов СВИЭ могут несколько уменьшить нагрузку на климат и окружающую среду. Выработка электротепловой энергии на основе СВИЭ, конечно, не является полностью положительным вариантом, однако эти источники воздействуют на природу значительно мягче по сравнению с источниками на органическом топливе.

Проведенный анализ экологического и социального вреда от электротепловых станций, использующих СВИЭ, показывает, что существенное влияние могут оказывать только большие объекты. На их фоне электротепловые станции средних и малых мощностей можно считать практически не влияющими на окружающую среду.

На современном этапе вклад от СВИЭ в мировой энергетический объем составляет всего около 8 %, однако уже есть страны, где доля этих источников составляет чуть ли не 60 % от всего их национального энергетического баланса.

Во всем мире общая установленная мощность от электротепловых станций по оценкам различных экспертных организаций составляет на конец 2022 года около 380 ГВт по электроэнергии и приблизительно 490 ГВт по тепловой энергии. При этом, по прогнозам тех же экспертных организаций, установленная мощность от электротепловых станций может вырасти к 2040 г. примерно в пять раз по электрической мощности – до 1900 ГВт и вдвое (около 980 ГВт) по тепловой мощности [21, 25, 26, 27, 242].

1.2. Гидроэлектростанции небольшой мощности (ГЭНМ)

Горные регионы имеют существенные объемы поверхностных вод, и при этом общая протяженность рек весьма значительна.

В Абхазии половодье наблюдается с апреля до декабря. Большая часть годового стока приходится на этот период. Основное увеличение объема воды в реках формируется за счет таяния снегов и приходится на начало апреля. Следующий пик наводнений приходится на время таяния ледников в горах с максимумом в конце июля. Короткая летне-осенняя межень с небольшими дождевыми паводками устанавливается с августа по декабрь. В пределах 300–310 дней колеблется общая продолжительность половодья.

В Абхазии, по проведенным прогностическим исследованиям, гидроэнергетика имеет существенный потенциал, который приблизительно составляет более 200 млрд кВт/ч в год. С помощью автономных микро-, мини- и малых ГЭС можно будет получать около 4 млрд кВт/ч в год при использовании только 2 % гидропотенциала горных рек.

На основании проведенного анализа становится понятно, что в Абхазии есть большой потенциал СВИЭ, который в перспективе позволит получить дополнительную электроэнергию и тем самым может повысить жизненный уровень людей. Наличие потребителей электроэнергии, располагающихся в зонах децентрализованного электроснабжения, создает потребность в автономных экологически чистых энергоустановках ограниченной мощности на основе СВИЭ [19, 20, 21, 27, 37, 242].

Среди СВИЭ в Абхазии энергия рек занимает основное место по запасам и масштабам использования. Высокая энергетическая плотность водных потоков и временная стабильность стока горных рек позволяет использовать более простые и относительно недорогие системы генерирования. Установка автономных микро, мини и малых ГЭС, которые принято еще называть ГЭНМ, возможна практически на любых водотоках, при этом меняется лишь тип и мощность гидроагрегатов. Для горной местности огромное социальное и экономическое значение имеет строительство ГЭНМ – как автономных источников энергии.

Существующие сегодня ГЭНМ отличаются составом, комплектацией гидросооружений и типами генераторов от ранее используемых.

Состав ГЭНМ, компоновка и тип гидрооборудования определяются на основе принципов использования гидроэнергетических ресурсов комплексно, обеспечивая при этом экологическую безопасность работы объектов.

На современном этапе, очевидно, что для электроснабжения автономных потребителей ограниченной мощности с экономической, экологической и технической точек зрения наиболее приемлемой энергоустановкой на сегодня являются ГЭНМ.

Водно-энергетические расчёты для ГЭНМ определяют расход воды при различных режимах работы, а также смещение ориентировочных уровней воды в верхнем и нижнем бьефах при различных изменениях напора. Исходными данными для расчётов являются:

1. Зависимость между расходами и уровнями воды в створе ГЭНМ в летнее и зимнее время. На рисунке 1.2.1 графически показана зависимость уровня нижнего бьефа (УНБ) от бытового расхода $Q_{\text{быт}}$ в виде кривых функций, которые строят как для естественного состояния водного стока, так и для измененного его профиля в результате сооружения ГЭНМ;

2. Топографическая характеристика водохранилища, представляемая в виде графиков зависимости объёма воды W (м^3) водохранилища от уровня верхнего бьефа (УВБ). Отметка НПУ (нормальный подпорный уровень) водохранилища определяет не только энергетические показатели ГЭНМ, но и тип, конструкцию и габариты гидротехнических сооружений. Отметка УМО (уровень минимального объёма) характеризует минимальный полезный объём воды водохранилища рисунке 1.2.2 и площади зеркала $F(\text{м}^2)$ – водохранилища от УВБ рисунке 1.2.3;

3. Дополнительные сведения о внутригодовом потреблении воды различными неэнергетическими водопользователями, необходимыми санитарными и другими нормами.

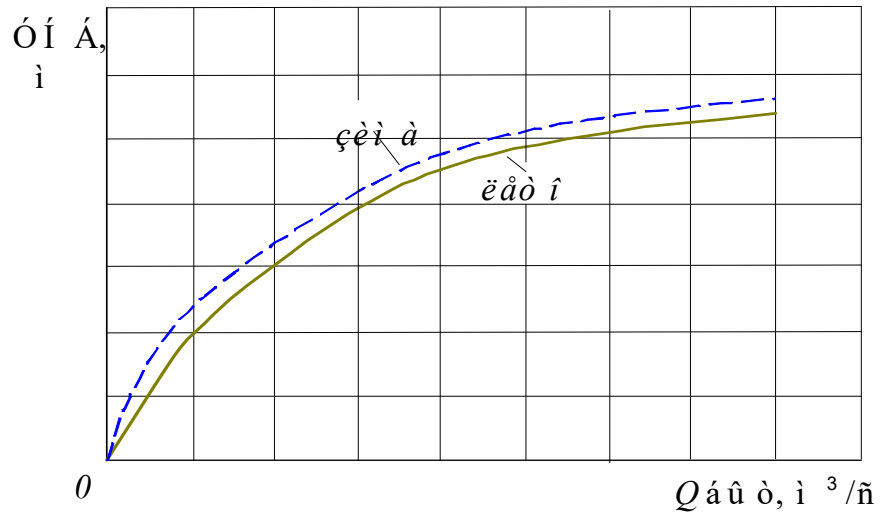


Рисунок 1.2.1 - Зависимость уровня воды от её расхода

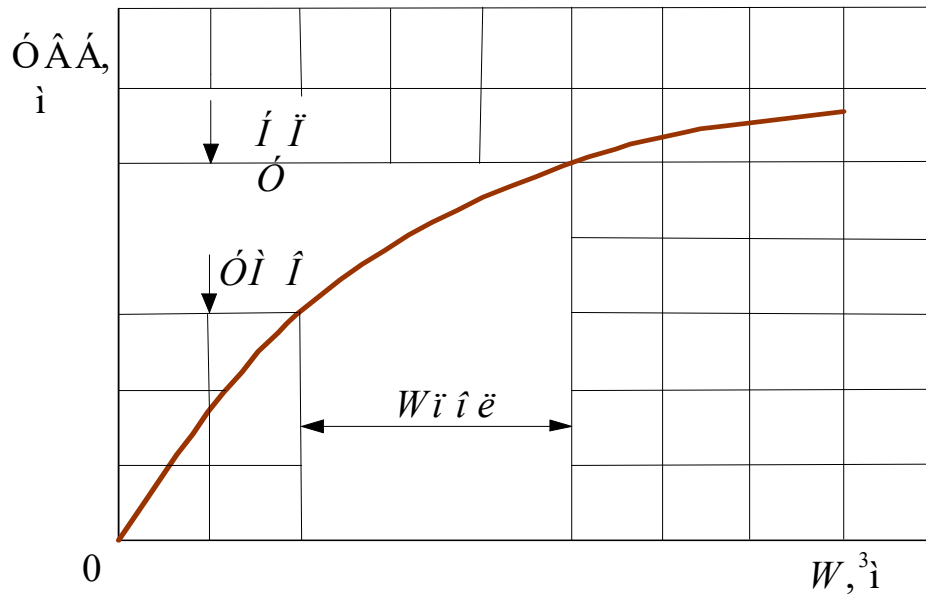


Рисунок 1.2.2 - Зависимость верхнего бьефа от объёма воды

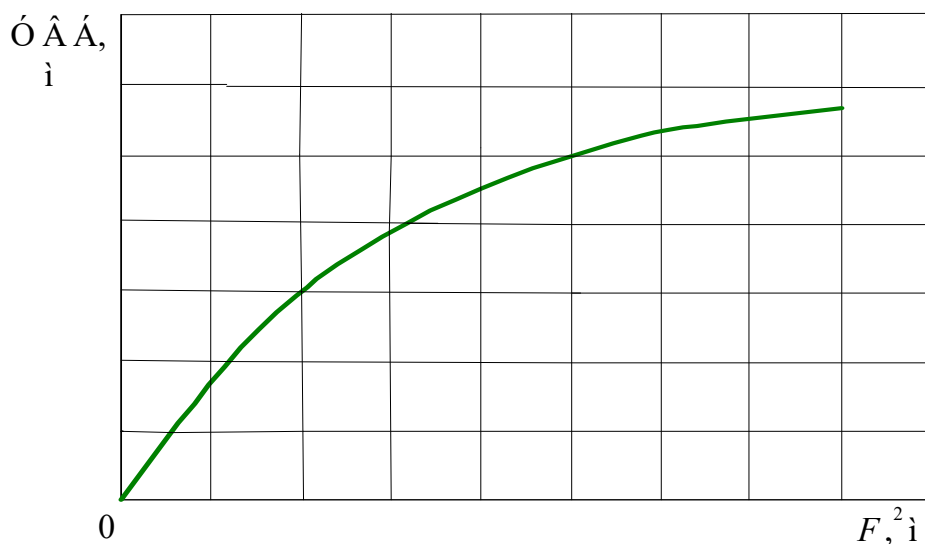


Рисунок 1.2.3 - Зависимость площади водохранилища от уровня верхнего бьефа

Степень возможного регулирования стока воды зависит от соотношения полезного объёма водохранилища $W_{\text{полез}}$ и объёма среднегоголетнего стока $W_{\text{ср}}$, а также от неравномерности распределения естественного стока во времени. Многолетнее, сезонное и даже недельное регулирование стока на ГЭНМ практически не осуществляют. Суточное регулирование стока встречается довольно часто. Выработка электроэнергии при суточном регулировании будет меньше той, которую выдает ГЭНМ, работая на естественном режиме стока воды.

Потери суточного регулирования зависят от используемого напора. Чем меньше напор, тем сильнее сказываются эти потери. Для низконапорных ГЭНМ они могут достигать до 4 % суточной выработки электростанции при её работе на естественном расходе [27, 37, 38, 104, 105].

Водно-энергетические расчёты выполнены по характерным временным периодам, в качестве которых приняты следующие годы:

1. Средний по водности год, близкий к среднемуголетнему. По данным такого года выбирают расчётный расход ($Q_{\text{ГЭС}}$), позволяющий при заданном напоре подсчитать мощность ($N_{\text{ГЭС}}$);

2. Маловодный год 75 % или 90 %-ной обеспеченности по годовому стоку. По данным этого года проверяют обеспеченность ГЭНМ водой, а также подсчитывают выработку электроэнергии в условиях нехватки воды.

В зависимости от наличия исходных гидрометрических данных задача выбора того и другого характерного года решается различными способами. При относительно длинных наблюдениях применяют метод статистической обработки материалов, а при кратковременных – метод аналогий, который заключается в сопоставлении результатов наблюдений по изучаемому водоёму с данными по другому водоёму (аналогу), сходному по характеру стока.

В ГЭНМ энергия водного стока преобразуется гидротурбиной в механическую энергию вращательного движения, передаваемую через систему передаточных механизмов ротору гидрогенератора. Далее источник электрической энергии преобразует механическую энергию вращения ротора гидрогенератора в электроэнергию.

Мощность гидротурбины (N_B), устанавливаемой в ГЭНМ, зависит от напора водного потока (H , м) и расхода воды (Q , м³/с) и выражается соотношением по формуле:

$$N_B = \rho \cdot g \cdot QH, \quad (1.2.1)$$

где ρ – плотность воды, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с².

Однако не вся мощность гидротурбины передается через вал генератору, так как существуют потери энергии в самом гидрогенераторе, которые учитывает КПД, при этом используют такую формулу:

$$\eta_{\text{турб.}} = N_{\Pi} / N_B, \quad (1.2.2)$$

где N_{Π} – полезная мощность на валу.

Сопоставив (1.2.1) и (1.2.2), определим формулу полной мощности на валу гидротурбины:

$$N_{\Pi} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \eta_{\text{турб.}} \quad (1.2.3)$$

Получим электрическую мощность на выводах гидрогенератора – P_{Γ} , которая меньше мощности гидротурбины на величину потерь в системе передаточных механизмов $\eta_{\text{с.п.м.}}$ и в самом гидрогенераторе – η_{Γ} . по формуле:

$$P_r = \rho \cdot g \cdot H \cdot Q \cdot \eta_{с.п.п} \cdot \eta_r \cdot \eta_{турб.} = \rho \cdot g \cdot H Q \eta_{ГЭС} \quad (1.2.4)$$

Таким образом, определено, что для получения эффективных ГЭНМ следует создать простую и в то же время надежную конструкцию гидротурбины с высоким КПД. При этом, следует выбирать совместимый с ней по техническим параметрам гидрогенератор, который будет удовлетворять потребностям удаленных от централизованных сетей электропотребителей [25, 26, 27, 37, 38, 105,123].

1.3. Солнечно-лучистая радиация (С-ЛР)

В любом месте на нашей планете есть С-ЛР, при этом ее количество огромное. Например, полная мощность С-ЛР, поступающая на территорию в 8 км², примерно равна 6 млн кВт/ч, а это значение сопоставимо с мощностью большой электростанции.

Вся С-ЛР подразделяется на две основные составляющие – коротковолновую и длинноволновую. У коротковолновой С-ЛР диапазон волн – от 0,1 до 0,4 мкм, а у длинноволновой граничные пределы находятся от 4 до 100 мкм.

Больше 90 % С-ЛР, поступающей на Землю, приходится на коротковолновую С-ЛР, которая подразделяется на ультрафиолетовый, видимый и инфракрасный спектры. Сам видимый спектр коротковолновых волн делится на семь цветов, что показано в таблице 1.3.1. С-ЛР в видимом и инфракрасном спектрах выделяет наибольшую энергию, при этом на видимый спектр приходится примерно 48 %, на инфракрасный спектр – 43 % и только около 9 % – энергия, выделяемая ультрафиолетовым спектром.

Табл.1.3.1.

Семь цветов видимого спектра коротковолновых волн

Цвет	Длина волны, мкм (10 ⁻⁶ м)	Цвет	Длина волны, мкм (10 ⁻⁶ м)
Фиолетовый	0,390 – 0,455	Желтый	0,575 – 0,585
Синий	0,455 – 0,485	Оранжевый	0,585 – 0,620
Голубой	0,485 – 0,505	Красный	0,620 – 0,760
Зеленый	0,505 – 0,575		

Проходящая через атмосферу С-ЛР частично рассеивается, при этом достигшая Земли ее часть превращается в тепло, нагревающее поверхность. Далее нагретая поверхность Земли также превращается в источник теплового излучения. Это тепло направлено в сторону атмосферы, которая нагревается в результате теплопередачи и в свою очередь становится источником теплового излучения, направленного в сторону поверхности уже всей планеты.

При суммировании всех составляющих С-ЛР получили формулы общего радиационно-энергетического баланса, которые выглядят следующим образом:

$$B = S' + D + E_0 - R_k - E_z, \quad (1.3.1)$$

или

$$B = Q - R_k - E_{эф}, \quad (1.3.2)$$

где S' – направленная С-ЛР; D – рассеянная С-ЛР; R_k – отраженная коротковолновая С-ЛР; E_0 – источник теплового излучения от атмосферы; E_z – источник теплового излучения от земной поверхности; Q – сумма С-ЛР; $E_{эф} = E_z - E_0$ – эффективное излучение С-ЛР.

Рассеянная С-ЛР связана ледяными кристаллизованными частицами воды в облаках и твердыми субстанциями, взвешенными в воздухе.

При проведении исследований выявлено, что ресурсы С-ЛР Абхазии на прямую зависят от географо-климатических параметров, то есть географической широты, общегодовой продолжительности дня и общегодовых параметров прозрачности атмосферы.

Поступление С-ЛР на поверхность Земли во многом зависит также от высоты солнца, которая меняется в зависимости от времени года и от широты территории.

Для определения максимальной высоты Солнца (в день летнего солнцестояния) использовали такую формулу:

$$H_{max} = 90^{\circ} - \varphi + 23,5^{\circ} , \quad (1.3.3)$$

где H_{max} – величина, соответствующая максимальной высоте Солнца;
 φ – величина широты места.

Для минимальной высоты Солнца (в день зимнего солнцестояния) использовали такую формулу:

$$H_{min} = 90^{\circ} - \varphi - 23,5^{\circ} , \quad (1.3.4.)$$

где H_{min} – величина, соответствующая минимальной высоте Солнца.

Количество поступления С-ЛР, связанное с широтой местности, особенно заметно в зимнее время года. Она убывает в сторону с более высокими широтами. Летом же на больших широтах увеличиваются продолжительность дня и прозрачность атмосферы, а это влияет в сторону увеличения суммы С-ЛР.

Прямая С-ЛР возрастает с увеличением высоты на уровне моря, что объясняется сокращением оптико-зеркальной толщины атмосферного слоя. По этой причине значение С-ЛР больше в горных районах, чем на равнине.

На рисунке 1.3.1 показана С-ЛР по административным районам Республики Абхазия.

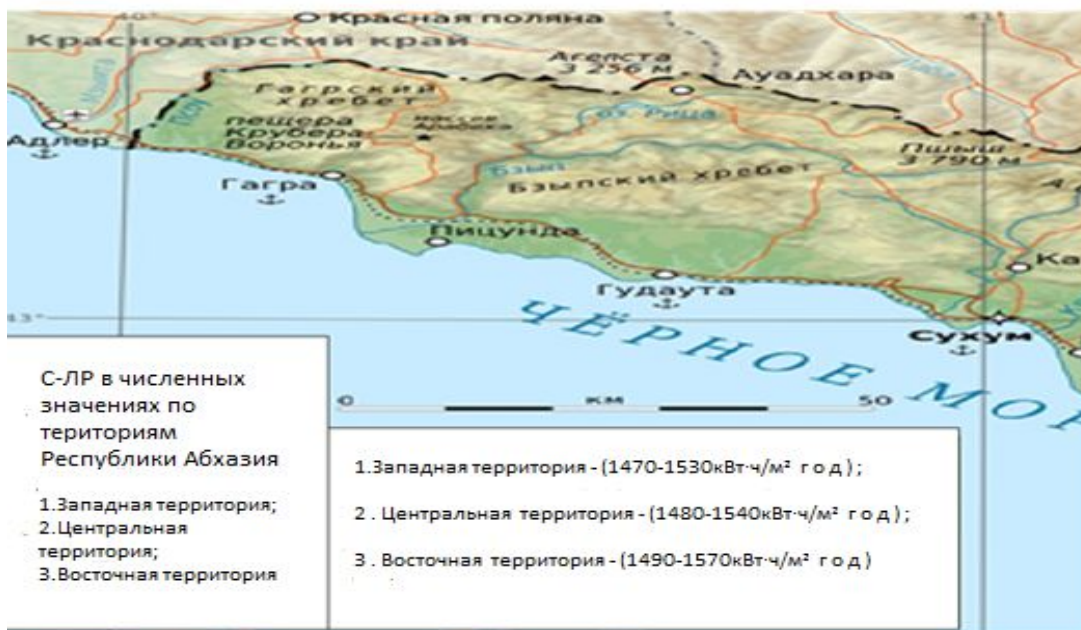


Рисунок 1.3.1. Численные значения С-ЛР по административным территориям Республики Абхазия

По возможностям поступления С-ЛР в пределах Абхазии можно выделить следующие территории:

1) в западной территории Абхазии суммы С-ЛР примерно составляют 1470–1530 кВт·ч/м² год, при этом прозрачность атмосферы и открытость горизонта находятся на высоких уровнях. Такие условия дают возможность обеспечить стабильную эксплуатацию солнечных электротепловых установок;

2) в центральной территории Абхазии суммы С-ЛР примерно составляют 1480–1540 кВт·ч/м² год, такие значения вполне удовлетворяют требованиям эксплуатации средних и крупных солнечных электротепловых установок;

3) в восточной территории Абхазии перспективы по ресурсам С-ЛР составляют 1490–1570 кВт·ч/м² год, и эти величины также говорят о том, что при эксплуатации крупных и очень крупных солнечных электротепловых установок они будут весьма эффективны.

Отраженные выше значения характеристик С-ЛР можно считать интегрированными, а это не дает возможности выразить микрогелио-климатические структурные свойства, способные оказывать влияние на них. Одним из лучших способов повышения коэффициента полезного действия солнечных электротепловых установок является направление их принимающих поверхностей точно в направлении юга под угловым наклоном в 45 %, что в свою очередь позволяет повысить их способность преобразовывать солнечную энергию примерно на 17 %.

Анализ параметров мощности С-ЛР по месяцам показывает, что высокоэффективная работа солнечных электротепловых установок на всей территории Абхазии может продолжаться почти круглый год с незначительным падением мощности в феврале и марте.

По своим конструктивным особенностям солнечные электротепловые установки могут быть представлены в двух типах: термодинамические и фотоэлектрические. Принцип действия термодинамических солнечных электротепловых установок основан на нагреве теплоносителя С-ЛР при помощи оптических систем и далее преобразовании ТЭ в механическую, а затем в ЭЭ.

Работа фотоэлектрических солнечных электротепловых установок заключается в непосредственном преобразовании С-ЛР в электрическую энергию. Фотоэлектрические солнечные электротепловые установки состоят из фотоэлементов, структура которых в большинстве случаев состоит из кремниевых полупроводниковых фотодиодов. При поступлении видимого спектра коротковолновых волн С-ЛР на структуру кремниевых полупроводниковых фотодиодов энергия фотонов передается электронам материала, что приводит к появлению свободных носителей заряда. В дальнейшем они создают потенциальный градиент в области р-п-перехода, под действием которого появляется электрический ток в нагрузочных электроприемниках.

Концептуальное создание термодинамических солнечных электротепловых установок было разработано еще в 1960-х годах, а уже практическое их создание пришлось на 1970-е годы.

Преобразование С-ЛР в ТЭ теплоносителя может осуществляться по трем основным принципиальным подходам: использование

рассредоточенных коллекторных устройств, а также применение структурной системы с солнцеприемной вышкой и создание их с большим тороидальным объектом.

Солнечные электротепловые установки с рассредоточенными коллекторными устройствами на данном этапе имеют наибольшее распространение. Преобразование С-ЛР в ТЭ теплоносителя осуществляется большим количеством концентрирующих коллекторных устройств, каждый из которых сориентирован на Солнце.

Отражающая поверхность концентрирующих коллекторных устройств имеет параболическую форму, в фокусе которой устанавливается приемное устройство, которое преобразует энергию Солнца в тепло через жидкость теплоносителя. Эта жидкость нагревается до значительных температур и далее ее ТЭ используется для получения механической энергии в паровых турбинах тепловых электростанций.

Обычно в роли теплоносителя на солнечном контурном объекте применяются всевозможные химически активные вещества с высокой теплоемкостью, такие как, например: натрий, диссоциированный аммиак и углеводородный оксид дифениля. Иногда в состав солнечного контурного объекта входит теплообменник, который служит для получения перегретого водосодержащего пара во втором структурном контуре. Этот пар далее поступает на лопасти теплотурбины, которая вращает вал генератора тепловой электростанции [1, 6, 7, 11, 13, 14, 15, 17, 92].

Таким образом, следует отметить, что Абхазия выделяется серьезными возможностями для применения солнечных электротепловых установок в течение всего календарного года. Это условие создает предпосылки для широкого использования С-ЛР как одного из самых важных направлений развития СВИЭ в Абхазии.

1.4. Гидротемпературно-термальные ресурсы Абхазии

Наука, изучающая общетепловое состояние недр Земли, известна с древних времен под названием «геотермика». Это название произошло от двух греческих слов – «гео» (Земля) и «термо» (тепло).

В центре Земли температура находится на максимальных значениях и равна 4000°C . Тепло передается на поверхность в процессе теплопроводностойчивой передачи через окаменелые породы суши и с дна безбрежных океанов, а также в виде конвективно-тепловых субстратов высокотемпературной магмы и сопутствующих ей различных перманентно образованных газовых образований. При этом рассматривая усредненные значения теплопроводностойчивой передачи и конвективно-тепловых субстратов, получаем величину, равную $0,055\text{ Вт/м}^2$, при принятии значения температурного градиента не более 30°C/км . Однако на Земле имеются территории, где теплопроводностойчивая передача и конвективно-тепловые субстраты значительно превышают обычные усредненные значения и равняются примерно 20 Вт/м^2 , а это позволяет строить теплоэлектрические геотермальные станции мощностью до 60 МВт.

Основным аспектным фактором теплофизического состояния Земли является поверхностный температурный градиент, который дает возможность оценивать общие потери тепла. Проводя экстраполяцию температурного градиента на значительные глубины, можно в определенной степени оценивать температуру земной коры. Значение, определяемое в метрах, при котором растет температура на 1°C , известно как геотемпературно-термическая ступень.

По причине изменения интенсивности С-ЛР тепловые характеристики земной коры на глубинах от 2 до 50 метров определяются сложно-выраженными месячными изменениями, принимающими вид синусоидальных колебаний в обще годовом графическом представлении. При дальнейшем исследовании температурных колебаний в многолетних и многовековых временных диапазонах становится очевидна цикличность температурно-параметрических данных.

Для получения точных температур на любых глубинах можно использовать такую формулу:

$$T = t_{\text{воз.}} + \frac{H+h}{G} , \quad (1.4.1)$$

где $t_{\text{воз.}}$ – среднесуточная температура воздуха; H – глубина, на которой определяется температура, h – величина слоя в метрах, на которой годовые температуры имеют постоянное значение; G – это геотемпературно-термическая ступень. Усредненная величина геотемпературно-термической ступени равна примерно 33 метрам, и с каждым углублением на 33 метра температура увеличивается на 1°C .

Внутренняя структура Земли изображена на рисунке 1.4.1.

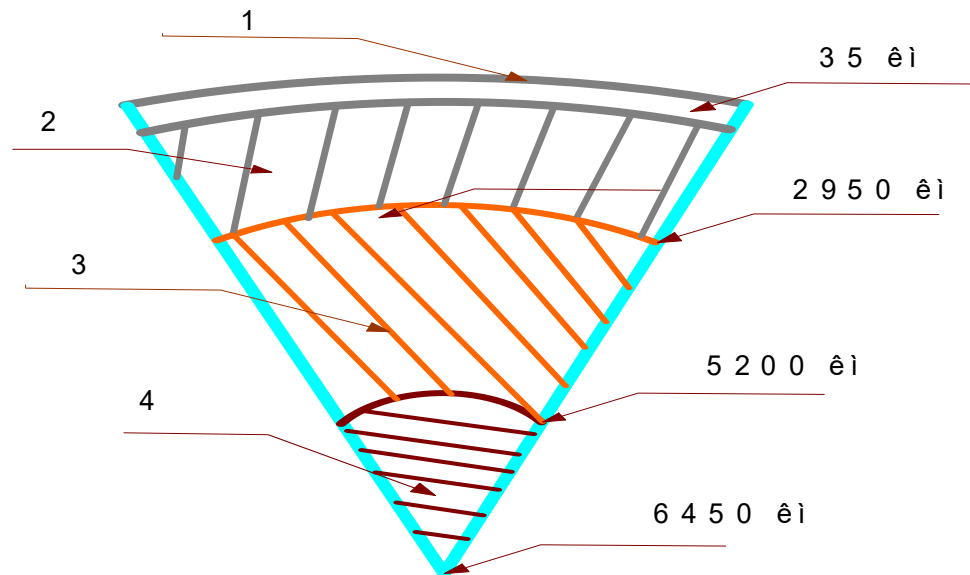


Рисунок 1.4.1. Внутреннее строение Земли

Коре Земли передается ТЭ ядра Земли в результате: трения ядра; радиоактивного распада элементов, подобных торию и урану; различных химических реакций. Временные коэффициенты этих процессов настолько значительны, что сложно определить точное изменение температуры ТЭ ядра Земли [20, 21, 22].

Вследствие фракционизации и структурной рекристаллизации радиоактивных элементов из различных расплавов они концентрируются в коре и особенно в большом количестве в граните.

Структурно земная кора состоит из больших сложносоставных плит. В зонах границ сложносоставных плит происходит усиление теплоэнергетического взаимодействия коры и мантии, что приводит к землетрясениям, активизации гейзеров, горячих ключей и вулканов. Потенциал геотемпературно-термической энергии таких районов очень значительный, также им соответствует повышение температурного градиента до $90^{\circ}\text{C}/\text{км}$. Обычно рассматривают три класса геотермальных районов по температурному градиенту:

1. Геотермальный, температурный градиент – более $70^{\circ}\text{C}/\text{км}$. Такие районы находятся в тектонической зоне недалеко от границ сложносоставных плит. Первый такой район был задействован для производства электроэнергии в 1904 г. вблизи Лардерелло (Италия). Почти все из существующих теплоэлектрических геотермальных станций размещены именно в таких районах;

2. Полутермальный, температурный градиент – находится в диапазоне от 35 до $70^{\circ}\text{C}/\text{км}$. Подобные районы связаны главным образом с аномалиями, лежащими в стороне от границ сложносоставных плит. Извлечение геотемпературно-термической энергии происходит из естественных водоносных пластов или из раздробленных сухих пород. Хорошо известный пример такого района находится вблизи Парижа и используется для обогрева зданий;

3. Нормальный температурный градиент – менее $35^{\circ}\text{C}/\text{км}$. Такие районы наиболее распространены, именно здесь тепловые потоки в среднем составляют примерно $0,08 \text{ Вт}/\text{м}^2$. Маловероятно, чтобы в таких районах даже в будущем станет экономически выгодно извлекать геотемпературно-термическую энергию из недр Земли.

В каждом из этих перечисленных выше классов можно получать геотемпературно-термическую энергию за счет:

1. Проникновения воды в глубинные породы, где она под воздействием высоких температур превращается в паро-водосодержащую субстанцию и в результате этого повышается давление, что в свою очередь может привести к эжектированию и возникновению гейзеров;

2. Процесса охлаждения при создании искусственных разрывов в скальных породах и прокачивания через них воды, которая отбирает геотемпературно-термическую энергию.

В реальности теплоэлектрические геотермальные станции работают в гипертемпературно-термальных районах на обычном гидротермальном циркулировании. В полутемпературно-термальных местах применяется как обычное гидротермальное циркулирование, так и проникновение воды в глубинные высокотемпературные сухие породы. Не гипертемпературно-термальные районы обладают незначительными температурным градиентом, и поэтому положительная экономическая составляющая у них отсутствует.

Огромное количество геотемпературно-термической энергии находится в недрах Земли, но технико-технологические трудности и достаточно высокие экономические затраты не дают возможности сегодня принимать эти высокоэнергетические ресурсы как реальный энергоисточник.

Все геотермальные высокотемпературные воды можно разделить на высокотемпературно-потенциальные, имеющие температуру выше 100 °С, среднетемпературно-потенциальные, имеющие температуру от 70 до 100 °С, и низкотемпературно-потенциальные, имеющие температуру от 50 до 70 °С.

Доступная геотемпературно-термическая энергия на всех континентах Земли распределена достаточно неравномерно, и это связано, как правило, с гипертемпературно-термальными районами конкретных территорий.

При проведении исследований выявлено то, что серьезной энергоэкономической ценностью обладают высокотемпературно-потенциальные воды высоко-сейсмичных районов. В Абхазии доля высокотемпературно-потенциальных вод составляет в общем гидрогеотермическом балансе примерно 25 %. Большая часть запасов гидротемпературно-термальных ресурсов Абхазии находится в непосредственной близости от пластовых артезианских бассейнов.

Расширение технологических возможностей в области геотермальной энергетики способствует более широкому применению термальных вод на теплоэлектрических геотермальных станциях в сторону понижения температуры: для получения электроэнергии до 70°С и тепловой энергии до

15°C.

Пример районирования территории Абхазии по основному температурно-энергетическому показателю подземных вод показан на рисунке 1.4.2.

Крупнейшими запасами термальных вод в Абхазии, достигающими 90 % , обладают Сухумский и Очамчиро-Гальский водоносные бассейны. До 60–70 % геотермальных ресурсов этих бассейнов сосредоточено на территории Очамчирского района. Термальные воды находятся здесь на доступной глубине 1 – 3,5 км и обладают колоссальным энергетическим потенциалом.

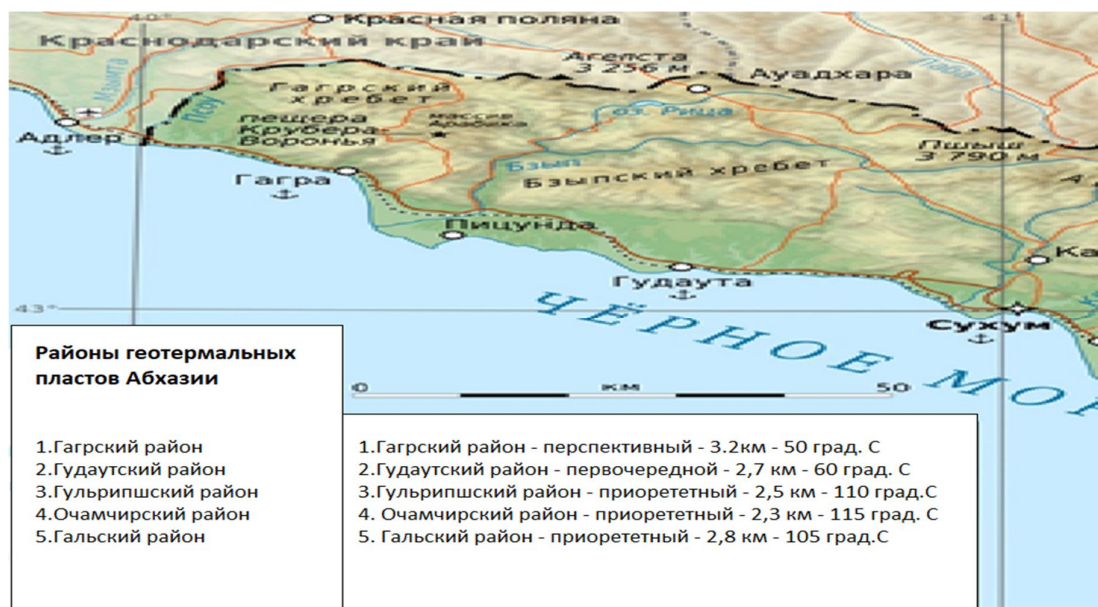


Рисунок 1.4.2. Распределение гидротермальных запасов по Абхазии

Большими запасами высокотемпературных термальных вод в Абхазии обладают Сухумский и Очамчиро-Гальский водоносные бассейны. До 70 % геотермальных ресурсов этих бассейнов сосредоточены на территории Очамчирского района [21, 22, 23, 24].

Таким образом, энергетические параметры геотемпературных подземных вод Абхазии относятся к среднетемпературно-потенциальным и высокотемпературно-потенциальным и могут применяться в теплоэлектрических геотермальных станциях. При этом наличие значительных запасов гидрогеотермальных ресурсов, а также высокий спрос на тепловую и электрическую энергию позволяет в перспективе использовать геотермальную энергию в Абхазии.

1.5. Термодинамические тепловые насосы

Тепловой насос (ТН) – это аппарат по преобразованию ТЭ низкого потенциала в ТЭ высокого потенциала, которая используется для отопления потребителей. За счет фазовых переходов происходит увеличение теплоты теплоносителя. Термодинамический ТН имеет аналогии с холодильной машиной, и оба работают по обратному температурно-тепловому циклу с той лишь разницей, что у них разные диапазоны функциональных температур и давлений.

В странах, производящих ТН, существует очень большая их классификационная линейка, из которой широкое распространение получили парокompрессионные аппараты. Принцип действия парокompрессионных ТН заключается в следующем. В пластинчатом теплообменнике ТН, который называется испарителем, принимается низкопотенциальное тепло и передается далее рабочему телу – хладагенту.

Жидкость с небольшой температурой кипения называется хладагентом. Чаще всего в качестве хладагента используются фреоны (R407C и R410a) и несколько реже применяются пропан и углекислый газ.

В теплообменном устройстве хладагент принимает некоторую порцию теплоты, после чего превращается в газ и в таком состоянии поступает в компрессор. В нем хладагент сжимается до высокого давления, и вследствие этого сильно увеличивается температура рабочего тела. Далее уже при более больших характеристических параметрах хладагент поступает в конденсатор, в котором идет передача теплоты теплоносителю системы отопления потребителя. После выхода из конденсатора рабочее тело поступает в редуцирующее устройство, где температура и давление падают до начальных значений перед тем, как опять поступить в испаритель. Затем цикл начинается снова, и в этом заключается принцип работы ТН, который изображен на рисунке 1.5.1.



Рисунок 1.5.1. Схематическое изображение работы ТН

Тепло, полученное в ТН, отличается от преобразования ЭЭ в ТЭ. ТН потребляет 1 кВт ЭЭ, а отдает в помещение до 4 кВт ТЭ. Теплоэнергoeffективность ТН характеризуется тепловым коэффициентом, который изображается как COP – от англ. «Coefficient of Performance». Это значение показывает, во сколько раз ТН выдает больше энергетической мощности, чем потребляет для себя. Самый высокий коэффициент COP имеют ТН, которые производят в Японии. Так, например, некоторые модели ТН фирмы Mitsubishi Electric имеют COP, достигающий значений – 8,5. У всех ТН последнего поколения, таких как воздух-воздух и воздух-вода, коэффициенты энергозатрат соответствуют высшему классу (A+++), вследствие чего финансово-экономические структурные аспекты обогрева помещений ТН по сравнению с газовым отоплением в два с половиной раза меньше, а по сравнению с электрическим отоплением дешевле почти в пять раз [40, 52, 53, 54, 67].

Сравнительно-аналитическим образом определено то, что оптимальным первичным источником тепла в условиях Абхазии является стабильный в температурном плане окружающий воздух и, как следствие, системы ТН (воздух-воздух и воздух-вода). Еще одним достоинством таких систем ТН являются их несложная установка и достаточно простая эксплуатация.

Таким образом, ввиду климатических особенностей Абхазии и достаточно высокой температуры наружного воздуха в холодное время года работа таких ТН в отопительный период является весьма эффективной. Кроме того, такие ТН, принимающие тепло от наружного воздуха, способны работать до температуры -25°C . При более низкой температуре автоматика ТН будет переводить теплоснабжение потребителя от другого источника тепла.

1.6. Техничко-технологический потенциал энергии ветровых масс в условиях Абхазии

Если рассматривать все СВИЭ в совокупности, то ясно прослеживается их происхождение от С-ЛР. Независимая оценочная градация потенциалов конкретизированного энергоресурса Земли принимает характер, детерминированный, и при этом появляется возможность определять масштабированность и условия его применения.

Движения воздушных масс, то есть ветер, определяется своей скоростью, которая является хаотичной переменной во времени. В связи с этим сегодня исследования ветроэнергетических параметров выражаются вероятностно-сконцентрированным рассмотрением непредвиденных процессов изменения потенциала энергетической составляющей ветра. Главной причиной, позволяющей использовать вероятностный подход, является дискретизация процесса движения во времени, что позволяет считать точными и стабильными все определяемые параметрические данные в диапазоне самой дискретизации. Временные интервалы используют следующие стабильно-стационарные величины: секунды, минуты, часы, сутки, недели, месяцы, кварталы, годы [19, 25, 27, 28, 29].

На основе обобщенности аэроветро-энергетических данных создан кадастр районов Абхазии, к главным характеристикам которого можно отнести:

1. Параметры функциональности распределения ветровых нагрузок;
2. Горизонтальный и вертикальный профиль усреднённой скорости ветра;
3. Среднесуточный, кварталный и годовой ход ветра.

Для определения среднегодовой скоростной характеристики ветра использована среднеарифметическая величина, которая была получена в результате физических измерений скорости в пределах нескольких лет, через одинаковые временные отрезки, по формуле:

$$V_{cp} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i \quad , \quad (1.6.1.)$$

где V_i – скорость ветра в условиях интервального измерения i ; n – общее рассматриваемое количество интервалов.

Для определения численной выборки скоростей ветра от обособленно усредненных величин применяется вариационный коэффициент, который найден, при использовании следующего выражения:

$$C_v = \frac{S_v}{V_{cp}} \quad , \quad (1.6.2.)$$

где S_v – среднеобусловленное отклонение текущей скорости ветра от усредненных величин; V_{cp} – средние скоростные данные ветра за рассматриваемый временной период .

Устойчивость воздушных масс увеличивается по мере удаления от подпорной поверхности, при этом еще возрастают и скоростные характеристики ветра. На высоте h для определения скорости ветра применялась такая формула:

$$V_h = V_\phi \left(\frac{h}{h_\phi} \right)^\alpha \quad , \quad (1.6.3.)$$

где V_h – скорость ветра на высоте h ; V_ϕ – скорость ветра на высоте флюгера; h_ϕ – высота расположения флюгерных уставок; α – коэффициент, находящийся в прямой зависимости от средней скорости ветра на высоте флюгерных уставок.

В открытых местностях Абхазии с небольшими нестабильностями в области подпирающей поверхности коэффициент $\alpha = 1/7$.

Для открытой местности и небольшой шероховатости подстилающей поверхности принимается $\alpha = 1/7$. Определённые величины коэффициента α от скорости ветра показаны в таблице 1.6.1.

Табл. 1.6.1.

Определение величин коэффициента α от скорости ветра V_{ϕ}

V_{ϕ} , м/с	0-3	3,5-4	4,5-5	5,5	6-11,5	12-12,5	13-14
α	0,20	0,18	0,16	0,15	0,14	0,35	0,13

Значимым ветроэнергетическим показателем является цикличность разнообразных характеристических данных скоростного режима ветра. Эти данные имеют большое значение при общих ветроэнергетических расчетах, которые напрямую связаны с определением временных диапазонов ветроэлектростанций при всевозможных скоростях ветра.

Цикличность скоростного режима ветра является характерной особенностью скорости ветра, которая представляется в процентно-связанном отношении и показана в таблице 1.6.2. Для представления характеристик скоростей ветровых масс применялись определенные модельно-обобщенные функции ($f(V) = -dF(V)/dV$), которые были выражены в виде дифференциальной функции, соответствующей плотности хаотичной вероятности.

Табл. 1.6.2.

Цикличность скоростного режима в процентно-связанном отношении (%)

Скорость ветровых масс, м/с	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Среднее значение за год
0-5	26.4	27.3	25.5	22.1	15.4	20.5	30.7	28.3	23.6	19.5	19.2	28.0	24.4
5-10	3.6	3.7	4.3	5.4	6.2	4.9	2.8	3.3	4.2	4.6	5.8	3.1	4.3
10-15	0.6	0.3	0.2	0.4	0.6	0.4	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3
15-20	0.4	0.2	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1		0.1	0.1	0.2	0.1	0.1

Усредненное значение математического ожидания скорости ветровых масс определялось по формуле:

$$M(v) = \int_0^{\infty} V f(V) dV , \quad (1.6.4.)$$

где $M(v)$ – величина математического ожидания скорости ветровых масс.

Есть различные модельные типы функций распределения скоростных характеристик ветра, к которым можно отнести функции Рэля и Вейбулла. Но более применяемой на практике является функция распределения Вейбулла. Она дала самые правильные результаты в скоростном коридоре от 3–25 м/с и описывалась следующими формулами:

$$F(V) = e^{-(V/c)^k} , \quad (1.6.5.)$$

$$f(V) = \frac{k}{c} (V)^{k-1} e^{-(V/c)^k} , \quad (1.6.6.)$$

где коэффициент, обозначающий c и представляющий скоростную размерность, выражает масштабируемость преобразований функции распределения скорости, коэффициент k выражает волатильность функции распределения. На рисунке 1.6.1. представлены условия масштабируемости и волатильности функции распределения Вейбулла.

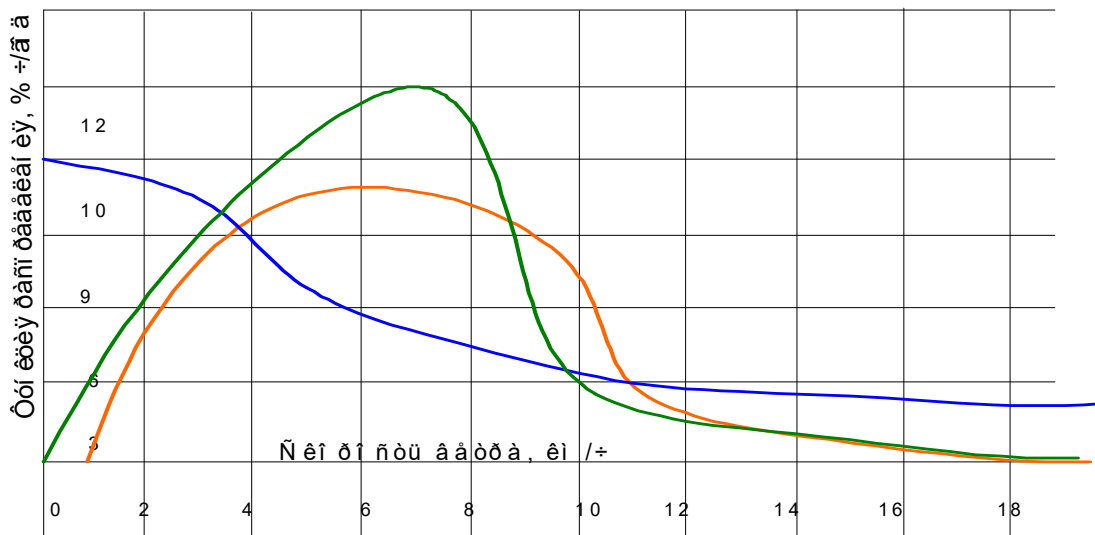


Рисунок 1.6.1. Условия масштабируемости и волатильности функции распределения Вейбулла

В теории надежности используется функция распределения Вейбулла при значениях $k = 1$, и это имеет полное соответствие экспоненциально-

направленному распределению. При величинах $k = 3$ распределение Вейбулла часто выдается, как параболический закон Гаусса [28, 29, 30, 31, 32, 155].

В виде интегральной характеристики ветровых масс часто применяется понятие удельной мощности ветра, которая прямо пропорциональна обобщенной площади поперечного сечения ветрового потока, а сам ветроэнергетический потенциал определялся с применением формулы:

$$P = 0.5\rho_{cp}(V)_{cp}^3, \quad (1.6.7.)$$

где P – удельная мощность ветра; ρ_{cp} – усредненная плотность воздушных масс; $(V^3)_{cp}$ – скорость ветра в кубе.

Усредненная скорость ветра в кубе была представлена такой формулой:

$$(V^3)_{cp} = 1.9(V_{cp})^3 \quad (1.6.8.)$$

При этом ветроэнергетический потенциал будет выражался следующим выражением:

$$P = 0.95\rho_{cp}(V_{cp})^3 \quad (1.6.9.)$$

В таблице 1.6.3. показаны ветроэнергетические характеристики на территории Абхазии по сезонам года.

Табл. 1.6.3.

**Ветроэнергетические характеристики на территории
Абхазии по сезонам года (Вт/м²)**

№	Районы Абхазии	Зима		Весна		Лето		Осень		Год	
		V_{ϕ}	P	V_{ϕ}	P	V_{ϕ}	P	V_{ϕ}	P	V_{ϕ}	P
1	Гагрский район	2.3	40	2.9	74	2.1	27	2.8	69	2.5	48
2	Гудаутский район	3.0	89	3.3	109	2.6	51	3.3	112	3.0	83
3	Гульрипшский	2.5	52	2.9	74	2.1	27	3.0	84	2.6	54

	район										
4	Очамчирский район	2.9	77	3.4	115	2.4	39	3.4	119	3.0	81
5	Гальский район	3.6	153	4.2	223	3.2	94	4.0	199	3.8	168

Примечание: V_{ϕ} – средняя скорость ветра на высоте от 12 м.

При проведении исследований определено, что самые большие значения удельной мощности (УМ) соответствуют сезонным переходам. Минимальные величины соответствуют летнему периоду, а максимумы приходятся на зиму.

На рисунке 1.6.2. представлена карта распределения уровней УМ ветровых масс на территории Республики Абхазия. Характеристические данные ветроэнергетического потенциала соответствуют высоте флюгерной уставки, которая находится на высоте 12 м.

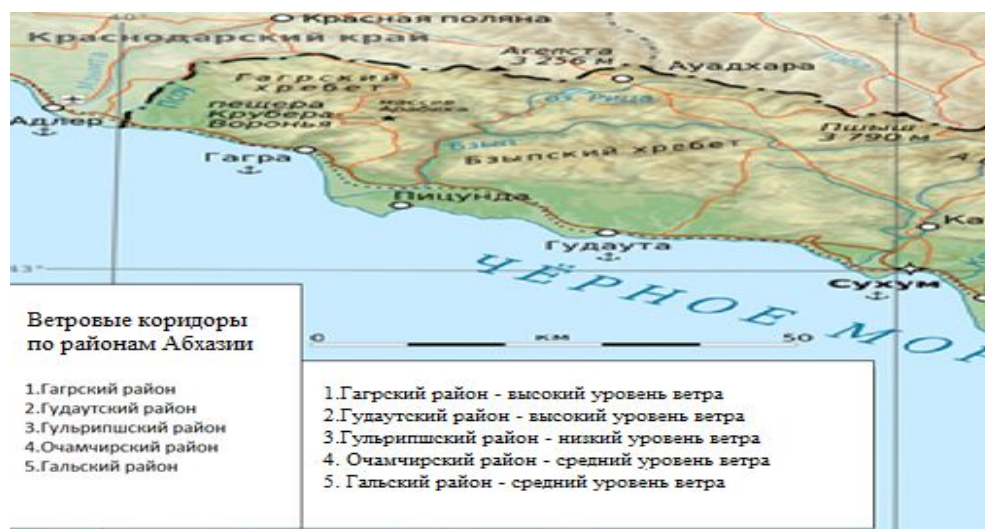


Рисунок 1.6.2. Карта распределения уровней УМ ветровых масс на территории Абхазии

Для определения валового ветрового потенциала использовалась методика, при которой определялась общая суммарная энергетическая составляющая ветроэнерго-обеспеченных установок (В-ОУ), расположенных по всему периметру территории, с условием, исключая отрицательное взаимовлияние ветроэнерго-обеспеченных установок друг на друга. Как правило, считается, что восстановление потоков ветровых масс начинается на расстоянии, равном $18h$ от ветроэлектростанций (ВЭ). Это расстояние является основополагающим при размещении ветроэлектростанций по территории.

Для определения полного ветроэнергетического потенциала

ветроэлектростанций на территории площадью S (м^2) в промежуток времени, равного году, использовались формулы:

$$W_B = PT \frac{S}{20} = \rho TS \sum_{i=1}^n V_i^3 t_i \quad (1.6.10.)$$

или

$$W_B = \frac{1}{40} \rho TS \int_0^{\infty} V^3 f(V) dV \quad (1.6.11.)$$

При этом V_i , t_i – скорость ветровых масс и их временная характеристика.

Ветроэнергетический потенциал ветроэлектростанций определялся при выполнении следующих двух условий:

1) пригодность территории для установки ветроэлектростанций с хозяйственной и экологической точек зрения, а также при условии, если полная энергоэффективность от применения ветровой энергии становится тем больше, чем больше становится мощность ветроэлектростанций. На современном этапе это примерно 3–5 МВт;

2) технико-технологический уровень современных ветроэлектростанций характеризуется произведенной мощностью в зависимости от скорости ветровых масс. Кроме технико-технологического уровня, характеризующего собственно ветроэлектростанции, важно учитывать порядок их размещения по условию максимального использования энергии ветровых масс.

Для определения УМ ветроэлектростанций $P(V)$, использовалась следующая формула:

$$P(V) = \frac{\pi}{8} D^2 \rho V^3 \eta(V) \quad (1.6.12)$$

Для определения усредненного значения мощности использовалась такая формула:

$$P_{cp} = \frac{\pi}{8} D^2 \rho \sum_{i=1}^n V_i^3 \eta(V_i) t_i \quad (1.6.13.)$$

или в интегральной форме

$$P_{cp} = \frac{\pi}{8} D^2 \rho \int_0^{\infty} V^3 \eta(V) f(V) \quad (1.6.14.)$$

Для использования максимально возможного значения ветровых масс необходимо располагать ветроэлектростанции поперечно основному движению ветра, с дистанцией примерно в $19,5 D$ между двумя близстоящими ветроэлектростанциями. При хаотичной смене направлений ветра размещать ветроэлектростанции следует в шахматном диагональном порядке, и при этом расстояние между соседними станциями остается $19,5 D$.

При этом в первом варианте на общей площади в S_T возможно размещение $S_T / (19.5D)^2$ -ветро-электростанций, на которых в год можно выработать энергию, соответствующую значениям, получались при вычислении следующих формул:

$$W_T = \frac{P_{cp}}{1000} T \frac{S_t}{(20D)^2} [\text{кВт ч/год}] \quad (1.6.15)$$

или

$$W_T = \frac{\pi}{8000} D^2 \rho \sum_{i=1}^n V_i^3 \eta(V_i) t_i T \frac{S_t}{(20D)^2} [\text{кВт ч/год}] \quad (1.6.16)$$

Во втором варианте есть возможность разместить $S_T / (100D)^2$ -ветроэлектростанции, способные выдавать количество энергии в год, которое определялось из формулы:

$$W_T = \frac{P_{cp}}{1000} T \frac{S_t}{(100D)^2} [\text{кВт ч/год}] \quad (1.6.17)$$

Для определения градации скорости ветровых масс применялась такая формула:

$$W_T = \frac{\pi}{8000} D^2 \rho \sum_{i=1}^n V_i^3 \eta(V_i) t_i T \frac{S_t}{(100D)^2} [\text{кВт ч/год}] \quad (1.6.18)$$

Таким образом, из рассмотренных выше выражений становится

понятно, что технико-технологический потенциал энергии ветровых масс зависит не только от диаметра ветроколеса, то есть от установленной единичной мощности ветроаппаратов, но и от правильного размещения ветроэлектростанций по территории всей Абхазии [29, 30, 31, 32, 33, 34, 58,155].

1.7. Наиболее перспективные способы получения и хранения водорода в условиях Абхазии

В современном обществе самым главным экономическим ресурсом является энергия. Общемировые запросы на энергию увеличиваются с огромной скоростью. Удовлетворение потребностей в энергетических ресурсных мощностях в первую очередь происходит за счет органического топлива (ОТ), приводящего после сжигания к различного рода загрязнениям, и что самое опасное, к непредсказуемым последствиям парникового эффекта. Сокращение общемировых резервов ОТ ведет к стратегически устойчивому тренду на повышение цен в долгосрочной перспективе.

В самых развитых странах мира выброс диоксида углерода уже по своим значениям приближается к 19 % от общего мирового уровня (ОМУ), при этом становится очевидно, что эти цифры будут только увеличиваться.

К 2040 году в результате роста индустриализации прогнозируется выброс диоксида уже в районе 50 % от ОМУ.

В связи с надвигающейся мировой чрезвычайной экологической ситуацией основной задачей высокоиндустриальных стран является исследование и разработка новых СВИЭ.

Применение водорода в электролизерах и топливных элементах, в том числе и в Абхазии, раскрывает абсолютно новое направление в получении экологически чистой энергии, которая при использовании не несет никакой отрицательной нагрузки на окружающую среду.

Однако водород в природе не присутствует в чистом виде, в начале его необходимо получить, применяя существующие первичные различные источники энергии. Конечно же, в перспективе получение водорода будет иметь приоритет в виде СВИЭ. При этом все же в будущем энергосистемы должны будут состоять не только из новейших устройств, которые

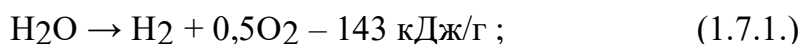
преобразуют энергию из СВИЭ сразу в ТЭ и ЭЭ, но и из обычных преобразователей энергии, работающих на водороде, таких как двигатели внутреннего сгорания и двигателя Стирлинга.

Очень большой проблемой энергетики, основанной на водороде, является чрезвычайная дороговизна при получении энергии в промышленных объемах. Но эта проблема не является единственной, помимо нее есть еще большое количество сложных вопросов в большинстве аспектов всей водородной энергетики, таких как:

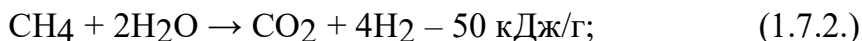
- 1) сложности в методиках получения водорода и материалов для аккумулялирования и долгого сохранения водорода;
- 2) неполное понимание в выборе твердополимерных электролитов и мембран;
- 3) обоснованный выбор эффективных катализаторов и электродов для электролизеров (Э) и топливноэнергетических элементов (ТЭЭ) [74, 75, 77].

Достаточно большое число ученых по всему миру работают над созданием новых высокоэффективных топливноэнергетических элементов, работающих с использованием водорода. Все работы по производству водорода идут в нескольких направлениях, которые можно перечислить следующим образом:

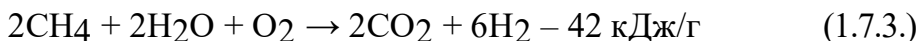
- 1) производство водорода из простой воды путем электролиза:



- 2) производство водорода путем конверсии метана в пароводяной среде:

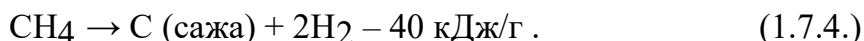


- 3) окислительный синтез метана:



Получаемая смесь H_2 и CO_2 в случаях, рассмотренных выше, требует разделения. Эту проблему вполне можно решить, но потребуются дополнительные расходы энергии;

- 4) производство водорода из газа метана:



Получение газообразного водорода из метана и в то же время удаление сажи при температурных параметрах химической реакции свыше 1250°C называется пиролизом. Первичное отделение сажи от водорода происходит в

установке, которая называется циклоном. Вторичная, полная очистка осуществляется в фильтрационном аппарате.

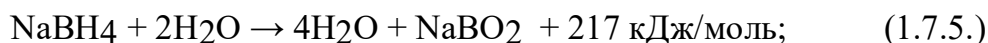
По сравнению с обычными методами получения водорода из газа технологически пиролиз имеет ряд достоинств:

- 1) значительное снижение себестоимости полученного водорода, почти в пять раз, по сравнению с водородом, полученном электролизом воды и конверсией метана;
- 2) применение в производстве водорода сырья, имеющего широкое распространение, – природного газа;
- 3) при производстве водорода в технологической цепочке отсутствуют соединения, ухудшающие состояние окружающей среды.

Ввиду того, что метод электролиза воды при производстве водорода весьма затратный и, как следствие, не очень эффективный, большой интерес для автономных генераторов водорода, особенно в условиях Абхазии, представляют химически активные реагенты, которые при своем разложении выделяют водород. Гидриды и борогидриды щелочных металлов, такие как LiH и NaBH₄, содержат максимальное количество водорода, поэтому их получение становится обоснованно целесообразным.

Использование борогидридных топливно-энергетических элементов косвенного действия для получения ЭЭ включает в себя два технологических этапа:

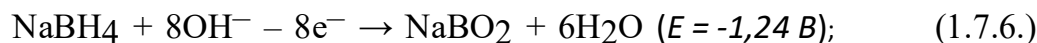
- 1) кислотный гидролиз борогидрида, проходящий с выделением водорода в газообразном состоянии:



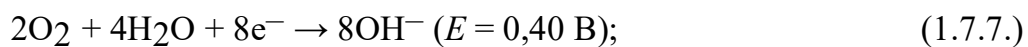
- 2) с дальнейшим выделением водорода на аноде в результате электрохимического окисления.

Топливо-энергетические элементы прямого действия генерируют ЭЭ при непосредственном активном окислении борогидрида.

Первая полуреакция на аноде выражается формулой:



Вторую полуреакцию на катоде можно представить в виде:

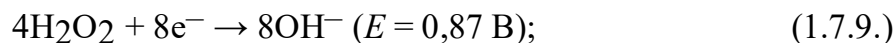


В результате суммы двух полуреакций получаем такую формулу:

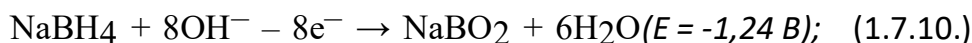


Для работы в космосе применяются топливно-энергетические элементы, в которых на катоде происходит восстановление пероксида водорода, а не кислорода воздуха.

Первая катодная полуреакция выражается следующей формулой:



Вторая анодная полуреакция имеет вид:



Обобщённая сумма двух полуреакций представляется такой формулой:



Использование в топливноэнергетических элементах борогидридов NaBH_4 имеет много плюсов:

- 1) все химические реакции протекают при отрицательной температуре;
- 2) стабильность и негорючесть растворов борогидридов;
- 3) образование чистого водорода.

Однако у топливноэнергетических элементов, применяющих борогидридное топливо, есть и минусы. К такому минусу относится достаточно высокая стоимость производимой ЭЭ.

Многие ученые за последние 50 лет затрачивают огромные умственные ресурсы на проведение всевозможных исследований в области, связанной с хранением водорода. Одним из самых лучших веществ для хранения водорода в мире и, в частности, в Абхазии на сегодняшний момент является гидрид магния, в котором находится до 7,7 массовой доли обратимой сорбции водорода в MgH_2 .

Главным антиаргументом, который не дает возможности

непосредственного использования чистого MgH_2 , является не очень быстрая реакция сорбирования и десорбирования водорода, а также высокая степень окисляемости на воздухе.

К лучшим характеристическим параметрам магния приводит его измельчение до микро размеров в шаровых мельничных устройствах или же микро-корпускулярным методом равноудаленного наклонно-углового спрессовывания.

При этом необходимо отметить, что борогидриды становятся весьма токсичны уже при температуре около $20^{\circ}C$. Еще щелочные металлы имеют весьма большую стоимость и могут храниться только в органических жидкостях. При соединении с водой они очень бурно реагируют, а появляющийся водород легко воспламеняется.

Кроме часто применяемого электролитического метода для производства водорода используется еще и гидротермальная методика, основанная на окислении некоторых металлов водной жидкостью. При этом мелко измельченному алюминию отдается основной приоритет перед другими металлами. Он состоит в том, что его свойства имеют постоянную характеристику в среднесрочном временном интервале, а его продукты гидролиза не являются вредными для окружающей среды, так как результатами реакции становятся пароводородно-температурная субстанция и гидроксиды мелко измельченного алюминия, которые еще называют бемитами.

Реакция производства водорода в постоянном режиме может найти применение в генераторах электрохимического действия, без использования дополнительной фракционной фильтрации и очистки. В карте данного технологического процесса не имеют место коррозионно-химические, каталитические и природно-экологически опасные характеристические параметры, свойственные их первоначальным реагентам.

Гидроксид мелко измельченного алюминия имеет высокую коммерчески-ориентированную стоимость и может применяться для получения различных каталитических веществ в структурированной химической промышленности.

Недостатком применения мелко измельченного алюминия при взаимодействиях с водосодержащими жидкостями (ВЖ) является то, что его активность, то есть пассивирование, находится на достаточно низком уровне. Присоединение к мелко измельченному алюминию некоторых металлов, например олова или галлия, значительно увеличивает его реакционную способность по отношению к ВЖ.

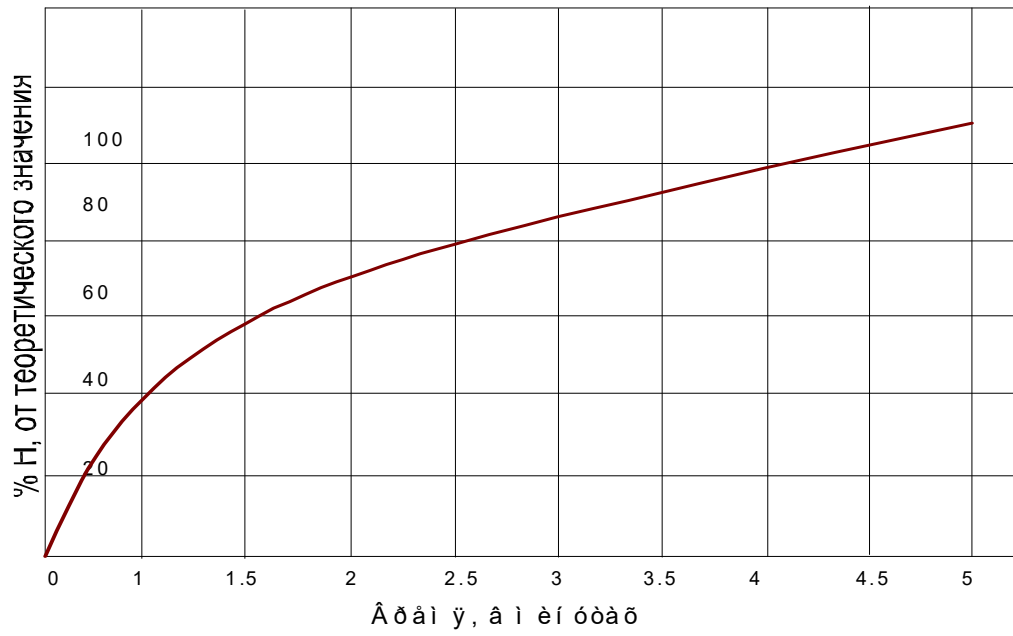
Недавно разработанная технологически-обоснованная методика увеличения активности мелко измельченного алюминия предоставляет возможность проведения реакции окисления ВЖ при температурном фоне, находящемся в районе 20°C.

Также при этом нанесение на поверхность мелко измельченного алюминия сплавов, содержащих в своей основе галлий, препятствует образованию на его поверхности оксидной пленки. При реакции между мелко измельченным алюминием и галлием происходит проникновение ВЖ компонента внутрь алюминия, а это приводит к ослаблению структурно-молекулярных связей, и как следствие увеличивается металлическая хрупкость.

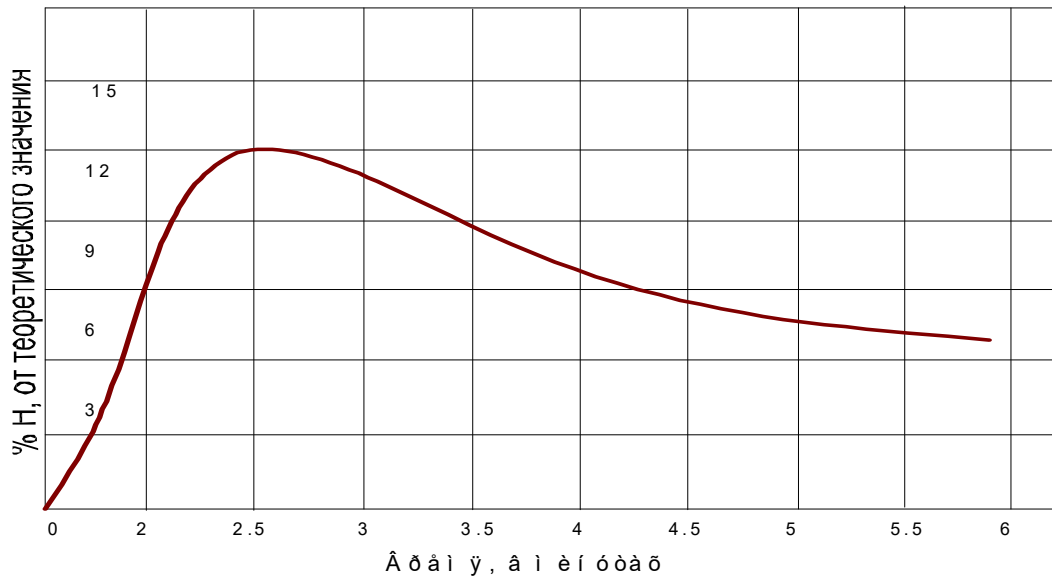
Небольшое воздействие на мелко измельченный алюминий, заранее подвергшийся воздействию галламой (Ga-In), создает в результате реакции крупнотруктурированное кристаллическое вещество. Этот процесс окисления мелко измельченного алюминия показан на рисунках 1.7.1 (а, б, в, г) и состоит из четырех этапов:

- 1) первый этап – индукционно-скомпилированный период, который продолжается до пяти минут;
- 2) второй этап – увеличение скорости течения реакции и достижение самой большой скорости получения водорода. Этот этап проходит примерно пятнадцать минут;
- 3) третий этап можно считать основополагающей стадией реакции, при которой она начинает замедляться, и длится около шести часов, это время выделяется почти 85 % водорода;
- 4) четвертый этап определяется как медленная стадия реакции, которая длится до сорока часов и в это время выделяется около 15 % водорода. На этом этапе происходит полное окисление мелко измельченного алюминия.

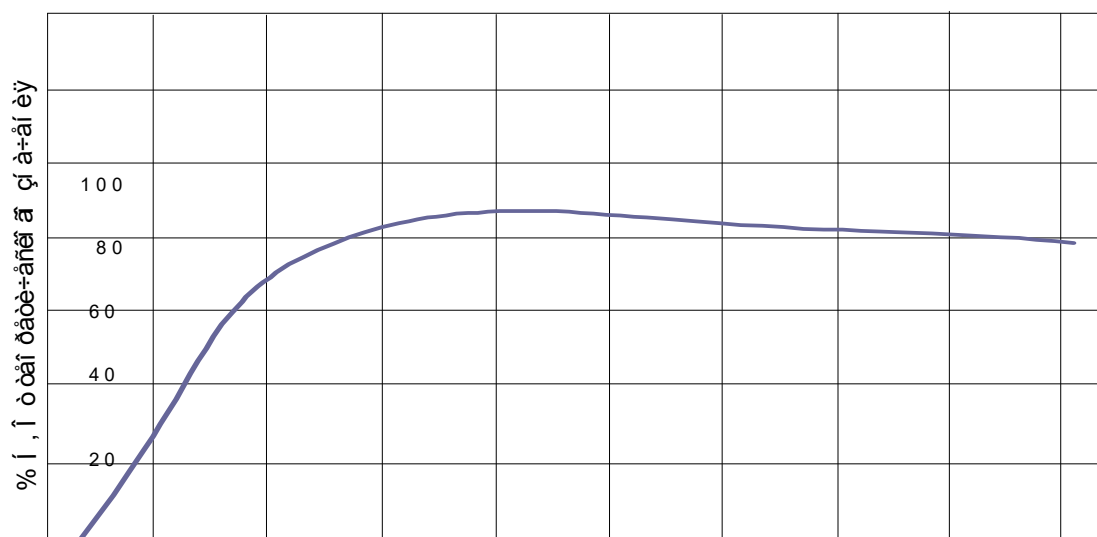
(a)



(б)



(B)



Á ð á í ý, á + à ñ à ò

(г)

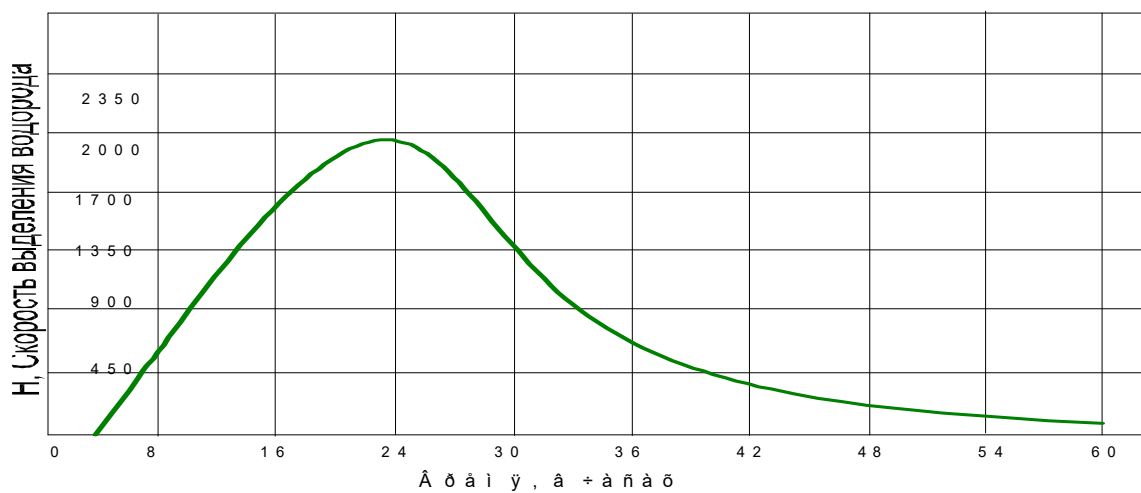


Рисунок 1.7.1 (а, б, в, г) - Зависимости выхода (а) и скорости (б) выделения водорода от времени при взаимодействии с водой алюминия, активированного механо-химическим способом Ga-In при температурном фоне, находящемся в районе 20°СР

Для эффективной работы низкотемпературных топливно-энергетических элементов в условиях Абхазии весьма целесообразно применение специальных катализаторов, которые оказывают при этом существенное влияние на стоимостные параметры. В качестве оптимального катализатора часто рассматривается платина (Pt), но очень важны при этом ее размеры.

Многие исследования в этой области привели к значениям размеров частиц Pt в диапазоне от 3 до 5 нм. Именно при этих размерах создается удельно-оптимальная активность Pt как лучшего катализатора реакции электроокисления водорода, при более низких значениях частиц каталитические характеристики начинают уменьшаться, это показано на рисунке 1.7.2.

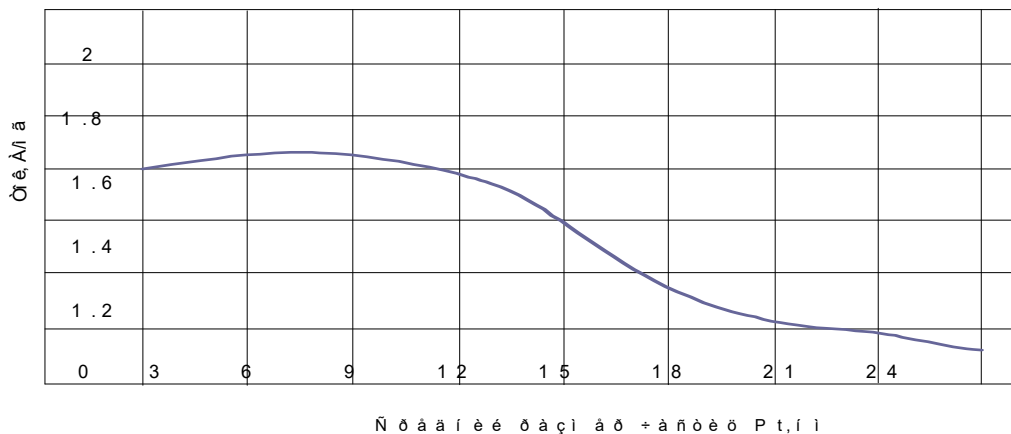


Рисунок 1.7.2. Удельно-оптимальная активность Pt в реакции электроокисления водорода

Еще одним, весьма эффективным, путем решения сложной задачи деградации и увеличения активности катализатора может быть замена углеродосодержащего вещества каким-нибудь другим материалом. Очень часто в роли таких материалов выступают электронно-проводящие (Э-П) оксиды и фосфиды металлов.

Обычно применяемые оксиды и фосфиды являются полупроводниковыми материалами. Однако носителем может быть и непроводящий оксид, к которому примешивают в небольшом количестве проводящую фракцию углеродной сажи, что снова его делает электронно-проводящим. Но антикоррозионная стойкость Pt катализаторов на базе оксидов все же оказывается значительно больше, чем с сажевой основой.

В некоторых исследованиях ученых отмечается, что платино-рутилообразные оксиды, такие как диоксиды рутения и олова, относятся к классу более оптимально-приемлемых носителей катализаторов для топливно-энергетических элементов. В подобных системах выделяется некоторое повышение стабильности Pt катализаторов к образованию угарного газа, что объясняется образованием интерметаллидов.

Почти 65 лет тому назад было выявлено, что карбиды некоторых

переходно-направленных металлов, таких как Ti и W, проявляют высоко-каталитическую активность в кислых средах при химических реакциях по восстановлению кислорода. Также карбиды имеют большие электронно-проводящие характеристики, что привлекает их к применению в роли самостоятельно действующих катализаторов и в качестве опосредованных носителей Pt в катализаторах топливно-энергетических элементов.

Одним из самых перспективных карбидов металлов (КМ) для использования в топливно-энергетических элементов является W, так как он имеет достаточно большую каталитическую активность и обладает хорошей стойкостью к коррозии. В применении этих КМ в качестве катализаторов был выявлен синергетический эффект. Он дает значительное увеличение каталитической активности Pt при непосредственном контакте с КМ.

В последнее время большой интерес вызывают электронно-проводящие синтетико-полимерные материалы, такие как полиацетилен и полианилин. Ввиду своих хороших электронно-проводящих характеристик, а также электрохимической устойчивости полианилин определил себя как достаточно интересный носитель для Pt. При этом полианилин имеет собственные достаточно высокие каталитические параметры при реакциях электровосстановления кислорода и электроокисления водорода.

С целью увеличения эффективности применения Pt катализатора его специально переводят в дисперсное состояние, и он становится одним из самых лучших катализаторов на сегодняшний момент. Все же, несмотря на его высокие характеристические параметры как катализатора, вызывает некоторые сомнения способность таких сплавов сохранять достаточную степень устойчивости и дисперсионности в условиях эксплуатации топливно-энергетических элементов [77, 146,161].

Для повышения устойчивости катализаторов в процессе эксплуатации также широко используются носители, базирующиеся на оксиде олова, смешанного с сурьмой SnO_2-SbO_x .

Также большое распространение имеют катализаторы, которые получают нанесением смеси платины H_2PtCl_6 на поверхностную часть носителя с дальнейшим направлением адсорбированных соединений в близко-металлическое химическое состояние. Значительная часть металл оксидных катализаторов Pt/ SnO_2-SbO_x имеет большую химико-каталитическую активность (Х-КА) при окислении метанола и этанола, а также полную нейтральность к отравлению CO, и этими своими характеристиками сравниваются с PtRu катализаторами. Еще можно отметить высокую Х-КА у

различных составов Pt/SnO_2-SbO_x с содержанием платины 7 %. Особенно оптимизированной концентрацией спиртовых растворов, применяемых в виде топлива, для Т-ЭЭ с анодом на основе Pt/SnO_2-SbO_x составляет около 0,8 моль/л. При значениях, несколько меньших в концентрациях метанола и этанола, общие величины Т-ЭЭ будут уменьшаться существенно и достаточно быстро, что показано на рисунке 1.7.3.

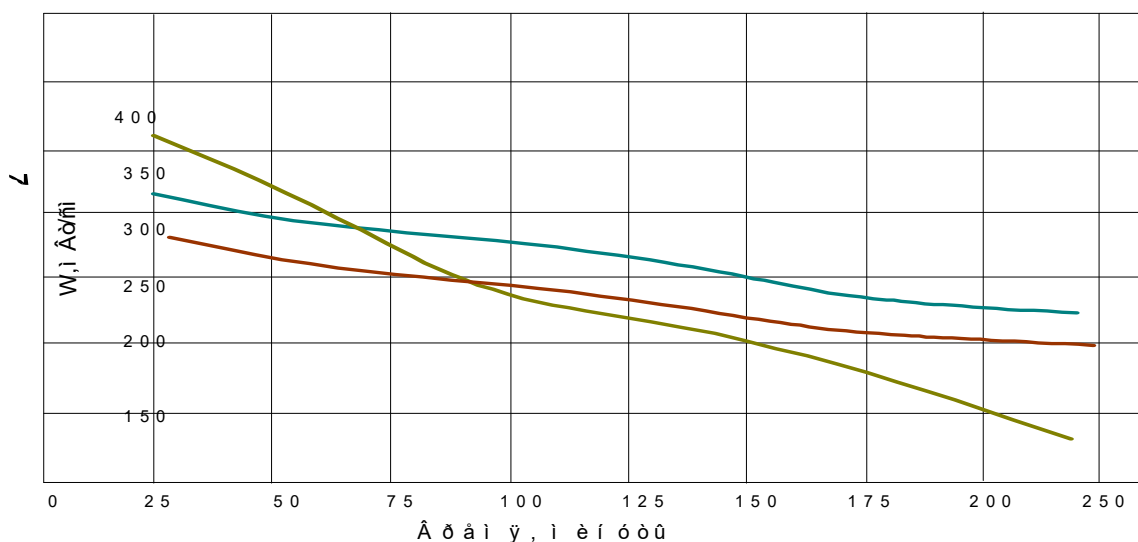


Рисунок 1.7.3. Удельная мощность в ячейках различными катализаторами

Таким образом, определение и исследование перспективных способов получения и хранения водорода в условиях Абхазии, раскрывает абсолютно новое направление в получении экологически чистой энергии на базе СВИЭ, которая при использовании не несет никакой отрицательной нагрузки на окружающую среду [146, 161, 174].

1.8. Анализ технико-экономических и эколого-социальных аспектов при использовании СВИЭ в Абхазии

Перспективность вовлечения в энергобаланс Абхазии СВИЭ указывает на значимость вопросов, связанных с высокой энергоэффективностью установок, которые используют гидроэнергию, энергию солнца, ветра, геотермальную энергию и энергию водорода.

В настоящее время в Абхазии не в должном объеме проведены

исследовательские работы в области небольшой энергетики для автономных систем электроснабжения, и в первую очередь обычных и СВИЭ.

В связи с малой составляющей энергетической емкости СВИЭ и их непомерной переменчивостью цена на ЭЭ, получаемую на их основе в настоящий момент, пока несколько выше тарифов на ЭЭ, произведенную от обычных источников энергии. По этой причине возможности конкурировать у энергетики на базе СВИЭ имеются именно в области небольшой энергетики, особенно в горных и труднодоступных местах.

Для повышения уровня организации нецентрализованного электроснабжения с использованием СВИЭ было бы весьма целесообразно определиться со следующими вопросами:

- 1) выявление необходимых объемов для электроснабжения электропотребителей, находящихся в горных и труднодоступных местах без централизованного обеспечения ЭЭ;
- 2) определение всего энергопотенциала СВИЭ на территории расположения объектов электроснабжения;
- 3) аналитический выбор, одного из самых перспективных вариантов создания нецентрализованных структур электроснабжения на основе технико-экономических характеристических данных;
- 4) выбор базовых аспектных критериев экономической целесообразности применения нецентрализованных структур электроснабжения;
- 5) проведение эколого-социальных исследований в области использования СВИЭ для нецентрализованных структур электроснабжения.

Определение энергоэффективности от использования нецентрализованных структур электроснабжения на базе СВИЭ для электрификации горных и труднодоступных мест проведено на основе сравнительного анализа всевозможных вариаций электроснабжения. При этом рассматривались варианты электрификации не только с использованием СВИЭ, но и варианты электроснабжения от обычных систем, к которым можно отнести бензино-дизельные генераторы и централизованную энергосистему. Ввиду вышеперечисленных обстоятельств получены варианты электроснабжения автономных энергопотребителей, к которым следует отнести:

- 1) строительство линий электропередач для централизованной электрификации;
- 2) использование бензино-дизельных генераторов;
- 3) использование энергии рек с установкой на них ГЭНМ;

- 4) использование ветровой энергии на ветроэлектростанциях;
- 5) преобразование энергии Солнца на солнечных электротепловых установках;
- 6) применение энергии Земли на теплоэлектрических геотермальных станциях;
- 7) для отопления автономных энергопотребителей применение ТН;
- 8) получение ЭЭ и ТЭ при комплексном использовании электролизеров и топливно-энергетических элементов.

При этом в качестве главных оценочных критериев рассматривались три основных параметрических направления:

- 1) общетехнический критерий;
- 2) экономический аспект рассматриваемой проблематики;
- 3) эколого-социальные, проблемно-возникающие вопросы.

В направление обще-технических критериев входит всего один, самый главный, критерий – возможность технически выполнить проект. Первостепенными данными для данного общетехнического критерия являются характеристики основного используемого источника энергии. В свете этого критерий общетехнической осуществимости проекта на базе бензиновых или дизельных генераторов представляется легко выполнимым. А вот централизованное электроснабжение не является простым и часто становится технически не выполнимым. Мощность и работоспособность размещенной на водотоке ГЭНМ во многом зависит от напора и расхода воды. У ветроэлектростанций общетехническим критерием является усредненная годовая скорость воздушных масс. При использовании энергии Солнца на солнечных электротепловых установках к одному из важнейших общетехнических критериев можно отнести дневную энергоосвещенность. Преобразование энергии Земли в теплоэлектрических геотермальных станциях имеет важнейший общетехнический критерий, который основан на глубине залегания температурно-приемлемого водно-паросодержащего уровня. При использовании ТН для автономных энергопотребителей общетехнический критерий заключается в температурно-аспектных характеристиках окружающего воздуха. Основным общетехническим критерием при получении ЭЭ и ТЭ от комплексно структурированного использования водородного электролизера и топливно-энергетических элементов следует отнести современный технологический уровень.

Важнейшим аспектно-ориентированным критерием электро-экономической эффективности являются затраты, произведенные в течение календарного года, на установленную мощность всей рассматриваемой системы электрификации, которая рассчитывалась по формуле:

$$Z = \frac{P_n K + C}{P}, \quad (1.8.1)$$

где Z – величина затрат произведенных в течение календарного года на установленную мощность, руб; P – установленная мощность объекта электроснабжения, кВт; K – общие капиталовложения, руб.

$P_n = \frac{1}{T}$ – нормативный коэффициент рентабельности, где T – экономический срок службы оборудования (лет)

C – общие годовые эксплуатационные расходы (руб):

$$C = C_{\text{экс}} + C_{\text{рем}} + C_{\text{топ}} + C_{\text{д.топ}}. \quad (1.8.2)$$

где $C_{\text{экс}}$ – годовые расходы на эксплуатацию систем электроснабжения в рублях; $C_{\text{рем}}$ – годовые расходы на плановый ремонт в рублях; $C_{\text{топ}}$ – годовые расходы на топливо в рублях; $C_{\text{д.топ}}$ – годовые расходы на доставку топлива в рублях.

Себестоимость 1 кВт·ч ЭЭ:

$$C_{\text{эл}} = \frac{P_n K + C}{W} [\text{руб}/\text{кВт ч}], \quad (1.8.3)$$

где W – общее количество ЭЭ, вырабатываемое на электростанции в течение года.

Основными эколого-социальными аспектами (Э-СА) оптимально выбранной эффективности применения всевозможных направлений электрификации было определено следующее:

- 1) частичное или полное отчуждение земли;
- 2) явная или скрытая угроза жизни людей;
- 3) отсутствие или наличие топливно-перспективных составляющих;
- 4) наличие электромагнитного излучения;
- 5) присутствие акустическо-вибрационного направленного воздействия.

Ввиду того, что чаще всего определить количественную определяющую эколого-социальных аспектов весьма сложно, то при аналитических изысканиях приходится в основном полагаться на качественную определяющую, которая является собой вспомогательный аспект при нахождении самого оптимизированного направления электрификации автономного потребителя.

Методологическая совокупность оценки оптимально-эффективной определяющей от применения источников энергии на основе СВИЭ сводилась к последовательному выявлению напрямую связанных с технико-экономическими и эколого-социальными аспектами для всех возможных направлений электрификации автономного потребителя при их сравнительно-ориентированном анализе [156,161, 174, 220].

Таким образом, следует подчеркнуть, что оптимально-эффективное использование СВИЭ во многом определяется правильностью выбора места для размещения электростанции или теплостанции. Ввиду этого правильное место возможно определить только на основании разработанного специалистами проекта и в полной привязке к территории, где планируется установка электростанции или теплостанции.

ВЫВОДЫ по главе 1

1. Использование СВИЭ может стать достаточно целесообразным и по эколого-социальным аспектам. Уже сегодня, использование СВИЭ в небольших автономных энергокомплексах может значительно улучшить уровень жизни людей в Абхазии.

2. В Абхазии, по исследовательски-прогностическим данным, гидроэнергетика имеет существенный потенциал, который приблизительно составляет более 200 млрд кВт/ч в год. С помощью автономных микро-, мини- и малых ГЭС можно будет получать около 4 млрд кВт/ч в год при использовании только 2 % гидропотенциала горных рек.

3. Анализ параметров мощности С-ЛР по месяцам показывает, что высокоэффективная работа солнечных электротепловых установок на всей территории Абхазии может продолжаться почти круглый год с незначительным падением мощности в феврале и марте.

4. Энергетические параметры геотемпературных подземных вод Абхазии относятся к среднетемпературно-потенциальным и высокотемпературно-потенциальным уровням, а это говорит о том, что они

могут быть высоко-эффективными при использовании их в теплоэлектрических геотермальных станциях.

5. Ввиду климатических особенностей Абхазии и достаточно высокой температуры наружного воздуха в холодное время года, работа систем тепловых насосов (воздух-воздух и воздух-вода) можно с уверенностью считать, самыми оптимально-эффективными источниками тепла.

6. При определении технико-технологического потенциала ветровых масс в Абхазии становится очевидно, что крайне важно учитывать особенности ландшафтов территорий при размещении на них ветроэлектростанций.

7. Определение и исследование перспективных способов получения и хранения водорода в условиях Абхазии, раскрывает абсолютно новое направление в получении экологически чистой энергии, которая при использовании не несет никакой отрицательной нагрузки на окружающую среду.

ГЛАВА 2. РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ ОБЪКТОВ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ АБХАЗИИ

2.1. Определение базовой методологии при разработке основных узлов микроГЭС

Увеличение потребления электроэнергии на современном этапе развития ее производства является обязательным условием научно-технического прогресса. В Абхазии существует высокая централизация энергетической системы, причем более 90 % населения получают электроэнергию по мощным высоковольтным линиям электропередачи (ЛЭП) централизованно.

Некоторые территории Абхазии являются энергетически дефицитными. Для развития и реконструкции объектов традиционной энергетики требуются значительные капиталовложения. Развитие СВИЭ в сложившейся ситуации для удовлетворения потребителей Абхазии в электрической энергии, особенно в удаленных от централизованных электрических сетей горных районах, становится необходимым. Использование СВИЭ малых и больших рек является перспективным и недорогим направлением развития современной энергетики. Приоритетное развитие СВИЭ целесообразно по экономическим и экологическим условиям. В горных районах Абхазии, удаленных от обычных централизованных электрических сетей, чаще всего рассматривается вариант энергоснабжения с использованием ГЭНМ. Использование автономно-устанавливаемых дизельных электростанций в труднодоступных или горных районах совсем нецелесообразно с экономической точки зрения ввиду того, что дизельное топливо имеет высокую стоимость, а его доставка затруднена и нерентабельна. Кроме того, эксплуатация таких электростанций требует постоянного присутствия квалифицированного обслуживающего персонала. Прокладка ЛЭП в труднодоступные горные районы в 7–10 раз дороже, чем на равнине, при этом передача ЭЭ на значительные расстояния с использованием ЛЭП 0,4 кВ несет значительные электрические потери. Использование же ЛЭП 6–10 кВ требует установки дорогостоящих понижающих трансформаторных подстанций. Среди СВИЭ в Абхазии гидроэнергетика занимает лидирующую позицию, так как имеются очень большие реки, к которым можно отнести Ингур, Кодор, Бзыбь, Псоу и Гумисту.

Перепады на этих реках имеют значительные величины и достигают до 1 900 метров, что позволяет получать серьезные электрические мощности на гидроэлектростанциях, установленных на этих водных потоках.

В основном вся ЭЭ, потребляемая в Абхазии, поступает с Ингури-ГЭС. Однако при этом в Абхазии имеется еще большое число небольших рек, которые могут быть использованы для строительства на них ГЭНМ.

Стабильные условия водных потоков создают хорошие условия для регуляции энергии, получаемой от них, что в свою очередь позволяет применять достаточно несложные и относительно недорогие структурно-системные устройства генерации и стабилизации характеристических параметров производимой ЭЭ. И как следствие, у гидроэнергетики получается весьма конкурентоспособная себестоимость произведенной ЭЭ в сравнении с электроустановками от других СВИЭ [16, 19, 21, 34, 37, 38].

Также необходимо отметить тот факт, что ГЭНМ возможно устанавливать на различных уровнях водных потоков, то есть на малых, средних и очень крупных реках.

Сегодня гидроэлектростанции по диапазону мощностей классифицируются следующим образом:

1. От 1 до 100 кВт – микроГЭС;
1. От 100 до 1 МВт – миниГЭС;
2. от 1 до 10 МВт – малые ГЭС;
3. Свыше 10 МВт – крупные ГЭС.

МикроГЭС, в отличие от выше упомянутых гидроэлектростанций, имеют большое разнообразие конструктивных решений. Они могут создаваться и как станции большей установленной мощности, с использованием плотины, а могут быть и деривационного конструктивного исполнения, с использованием водонапорного трубопровода или бетонного канального водовода. При всем этом микроГЭС могут устанавливаться и прямо в реки, без гидротехнических сооружений, со струйно-проточными гидротурбинами.

Горные районы Абхазии обладают большими водными ресурсами, в виде озер и многочисленных рек различной длины и глубины.

Важнейшей фазой водно-насыщенного периода (В-НП) является половодье, которое наблюдается с весны до середины осени. Большая часть годового стока приходится на этот период. В горных местах рекам свойственно несколько пиков общефазового В-НП.

Первый подъем уровня воды в реках появляется в результате таяния снегов и приходится на март. Следующий пик наводнений приходится на время таяния ледников в горах с максимумом в конце июля. Далее наступает период небольшой летне-осенней межени с небольшими дождевыми паводками, которая устанавливается с августа по ноябрь. В пределах 300–310 дней колеблется общая продолжительность половодья.

Горные реки Абхазии многоводны, так как имеют источники питания, непрерывно пополняющие запасы воды от таяния ледников, притока грунтовых вод и атмосферных осадков. Энергия горных рек и водных потоков эффективно может использоваться круглый год. В Республике Абхазия гидроэнергетический потенциал, по предварительным оценкам, приблизительно составляет $1.6 \cdot 10^2$ млн т. у. т. в год. При помощи бесплотинных микроГЭС можно будет получать около 1.6 млн т. у. т. в год при использовании только 1 % потенциала горных рек и водных потоков.

Среди СВИЭ энергия рек и водотоков в Абхазии занимает лидирующее положение по запасам и масштабам использования. Высокая энергетическая плотность водного потока и временная стабильность стока горных рек позволяет использовать более простые и относительно недорогие системы генерирования и стабилизации основных параметров произведенной электрической энергии. В результате гидроэлектростанции дают более дешевую электрическую энергию по сравнению с энергетическими установками, работающими на других видах СВИЭ.

На основании проведенного анализа можно сделать вывод, что Абхазия обладает огромным потенциалом в малой гидроэнергетике. В течение всего года использование микроГЭС позволит получить дополнительную электроэнергию и тем самым улучшить жизненный уровень населения, проживающего в удаленных горных районах, не имеющих централизованного энергоснабжения.

Для получения эффективной автономной микроГЭС в условиях Абхазии следует создать простую и в то же время надежную конструкцию свободноструйного водяного колеса (СВК) с высоким КПД и выбрать совместимый с ним по техническим параметрам самовозбуждающегося асинхронного генератора (САГ), который будет удовлетворять потребности потребителей по качеству ЭЭ [34, 37, 38, 45].

Номинальное напряжение, частота, число фаз, род тока учитывают требования потребителей. При разработке автономной системы электроснабжения необходимо обеспечить электромагнитную совместимость

подключаемых к ней приборов и устройств, исключая по возможности преобразователи, так как они приводят к значительному удорожанию микроГЭС.

На основе ГОСТов по системе электроснабжения следует выбрать номинальные значения напряжения – 220/380 В.

Трёхфазная система переменного тока должна обладать высокой симметрией и позволять создавать вращающееся магнитное поле, необходимое для электрических машин.

На основании анализа данных ГОСТов потребителей, преобразователей и источников электроэнергии для выбора фазного и линейного напряжения автономного электротехнического комплекса (АЭК), отклонений напряжения и его частоты от номинальных значений составлены таблицы 2.1.1, 2.1.2 и 2.1.3.

Табл. 2.1.1.

Отклонение напряжения от номинального значения

Номинальное напряжение, U_n , В		Допустимое отклонение напряжения от номинального, ΔU %	Государственный Стандарт
Однофазное	Трёхфазное		
1	2	3	4
220	220/380 380/660	± 10	19348-82 Изделия электротехнические сельскохозяйственного назначения
220	220/380	-	12139-84 Машины электрические вращающиеся. Ряды номинальных мощностей, напряжений и частот

220	220/380	± 10	21128-83 Системы электроснабжения, источники, преобразователи, приёмники электроэнергии
220	220/380	± 10	16264.1-85 Машины электрические малой мощности. Двигатели асинхронные. ОТУ
220	220/380	± 10	16264.2-85 Машины электрические малой мощности. Двигатели синхронные. ОТУ
1	2	3	4
220	-	± 10	16264.3-85 Машины электрические малой мощности. Двигатели коллекторные. ОТУ
220	220/380	± 10	Р 51689-2000 Машины электрические асинхронные мощностью от 1 до 400 кВт включительно. Двигатели
220	220/380	± 10	13033-84 ГСП. Приборы и средства автоматизации электрические аналоговые. ОТУ
220	-	± 10	14087-88 Электроприборы бытовой ОТТ

Табл. 2.1.2.

Отклонение частоты от номинального значения

Номинальная частота, f Гц		Государственный Стандарт
1	2	3
50	$\pm 5\%$	16264.1-85 Машины электрические малой мощности. Двигатели асинхронные. ОТУ
50	$\pm 5\%$	16264.3-85 Машины электрические малой мощности. Двигатели коллекторные. ОТУ
50	$\pm 5\%$	Р 51689-2000 Машины электрические асинхронные мощностью от 1 до 400 кВт включительно. Двигатели
50	$\pm 5\%$	14087-88 Электроприборы бытовые. ОТТ
50	$\pm 5\%$	6697-83 Системы электроснабжения. Источники, преобразователи и приёмники электроэнергии переменного тока
50	$\pm 5\%$	12139-84 Машины электрические вращающиеся. Ряды номинальных мощностей, напряжений и частот

Табл. 2.1.3.

Параметры электрических машин

Параметры	Значения (характеристика)
Род тока	Переменный

Система	Трёхфазная
Номинальное напряжение фазное	220 В
Номинальное напряжение линейное	380 В
Номинальная частота	50 Гц
Допустимое отклонение напряжения от номинального ΔU	$\pm 10\%$
Допустимое отклонение частоты от номинальной Δf	$\pm 5\%$

В таблице 2.1.3 представлены параметры электроэнергии, полученные в результате анализа данных, приведенных в таблицах 2.1.1, 2.1.2.

В таблице 2.1.4 представлены технические характеристики напряжения и номинальной частоты генераторной установки, используемой для электроснабжения автономных сельскохозяйственных потребителей ограниченной мощности.

Табл. 2.1.4.

Параметры генераторной установки

Номинальное напряжение, В		Номинальная частота, Гц
фазное	линейное	
230	400	50 \pm 2,5

Все микроГЭС состоят из системы подачи и отвода воды, гидродвигателя, электромашинного генератора, а также устройства автоматического управления выходными параметрами.

На микроГЭС используют в той или иной степени практически все типы гидротурбин: осевые, поворотно-лопастные, пропеллерные, радиально-осевые, ковшовые, свободноструйные и многие другие. Из низконапорных гидротурбин широкое распространение получили осевые, поворотно-лопастные и пропеллерные, а также радиально-осевые, относящиеся к классу

реактивных и имеющие достаточно высокий коэффициент полезного действия (КПД) при стабильном напоре.

К классу активных относятся ковшовые турбины, их можно достаточно эффективно использовать и при относительно малых напорах. При малых напорах конструкция водяного колеса может иметь различные диаметры и формы. Увеличение числа струй приводит к увеличению мощности и частоты вращения турбины, а также предоставляет дополнительные возможности для сохранения высокого КПД при различных нагрузках.

Изготовление гидротурбин ввиду их сложной конструкции возможно только специализированными предприятиями, вследствие чего их цена очень высока. Более простым в конструктивном отношении, дешевым и надежным низконапорным гидродвигателем является СВК. Принцип ее действия аналогичен ковшовым турбинам, используемым в малых ГЭС, однако существуют конструктивные отличия в водяном колесе. Современные технологии позволяют повысить КПД свободнотруйного водяного колеса до 75 %, и это делает их вполне конкурентоспособными в сравнении с гидротурбинами, изготовленными серийно, а в некоторых случаях их использование является предпочтительнее. Низкая стоимость, надежность, простота конструкции СВК являются их неоспоримым достоинством. Кроме того, немаловажным является то, что не требуется дефицитного дорогостоящего оборудования для их изготовления. Активные СВК способны весьма эффективно работать при низких напорах – от 0,8 м до 10 м и расходах воды – от 0,01 до 1 м³/с. Необходимую мощность СВК можно выбирать, меняя его геометрические размеры – ширину и диаметр [34, 38, 45, 46, 47, 51, 55, 62, 63].

В настоящее время в Абхазии практически не используется гигантский гидроэнергетический потенциал водостоков с напором 0,8 м – 10 м и мощностью до 100 кВт. Для электроснабжения автономных потребителей применение микроГЭС небольшой мощности на основе свободнотруйных водяных колес позволит использовать этот потенциал, решив проблему энергоснабжения.

Однако низкая скорость вращения СВК является существенным недостатком и требует применения цепной передачи и редуктора с высоким передаточным отношением. Увеличивая ширину колеса или используя больший расход воды, можно увеличивать мощность гидротурбины.

По сравнению с поворотно-лопастными или радиально-осевыми строительство микроГЭС со свободнотруйными водяными колесами почти на 90 % дешевле.

Из всего этого следует вывод, что создание и использование автономных микроГЭС на основе СВК является весьма актуальной задачей. Для её решения необходимо произвести расчеты СВК, позволяющие выбрать его параметры, основывающиеся на характеристиках водного стока и скорости, струи, выбрасываемой из сопла, необходимого источнику электрической энергии для полноценной и стабильной работы.

В системе автономного электроснабжения важнейшим элементом является генератор, выполняющий функции источника электрической энергии. Генератор должен иметь низкую рыночную стоимость и возможность эксплуатации на открытом воздухе с большой степенью надежности.

Наибольшее распространение в микроГЭС переменного тока получили синхронные и асинхронные электрические машины (ЭМ). Для питания автономных объектов до недавнего времени самым распространенным источником электрической энергии переменного тока являлся синхронный генератор, не нуждающийся в дополнительном источнике реактивной мощности для создания рабочего магнитного потока. Специальная обмотка, подключаемая к источнику постоянного тока или от постоянных магнитов, в зависимости от конструкции, осуществляет возбуждение синхронных машин.

Обмотка возбуждения размещается на роторе генератора, якорная обмотка – на статоре, мощность, затрачиваемая на возбуждение, не превышает нескольких процентов от его номинальной мощности. Недостатком этой конструкции является то, что ток возбуждения подается на роторную обмотку через контактные кольца.

Бесконтактными синхронными генераторами (СГ) являются следующие типы генераторов: 1) индукторный генератор; 2) генератор с постоянными магнитами; 3) генератор с внешнезамкнутым магнитным потоком; 4) генератор с внутривамкнутым магнитным потоком; 5) явнополюсный генератор с вращающимися выпрямителями; 6) генератор с бесконтактной системой возбуждения.

Индукторный двухпакетный генератор обладает высокой эксплуатационной надежностью, так как у него нет вращающихся обмоток и скользящих контактов, но массогабаритные показатели значительны. Так,

индукторный генератор в 1,5 раза больше по весу синхронной явнополюсной конструкции.

Синхронный генератор с внешнезамкнутым магнитным потоком и клювообразными полюсами и генератор с внутризамкнутым магнитным потоком не обеспечивают необходимое напряжение при изменении нагрузки. Однако эти генераторы обладают высокими эксплуатационными качествами, имеют относительно небольшие габариты и вес.

Синхронный явнополюсный генератор с вращающимися блоками выпрямителей и обращенным возбудителем обладает высокой надежностью, необходимое напряжение при изменении нагрузки сохраняется, по весовым показателям вполне удовлетворяет техническим условиям.

Наиболее перспективны СГ с бесконтактной системой возбуждения и СГ с возбуждением от постоянных магнитов. Недостатками СГ с бесконтактной системой возбуждения являются сложность конструкции, повышенная инерционность за счет контура регулирования инерционного звена-возбудителя. Устранение этих недостатков усложняет систему регулирования и конструкцию генераторов, что увеличивает стоимость микроГЭС.

СГ с возбуждением от постоянных магнитов имеет следующие недостатки:

- отсутствие прямого способа регулирования напряжения;
- разброс характеристик магнитов;
- зависимость технико-экономических показателей от магнитных свойств постоянных магнитов [62, 63, 67, 78, 84, 114, 116, 117].

Технико-экономические показатели различных СГ приведены в таблице 2.1.5. Все генераторы рассчитаны на источники тока с частотой 50 Гц, частотой вращения 1500 об/мин. и напряжением 230/380 В.

Табл. 2.1.5.

Технико-экономические показатели синхронных генераторов

Тип генератора	Мощность, кВт	Масса, кг	Стоимость, руб.
1	2	3	4

OC5-51Y2	4,0	118	27 900
OC-71-Y2	16,0	263	57 600
OC-72-Y2	30,0	349	69 800
ECC5-61-4Y2	8,0	160	37 860
ECC5-62-4Y2	12,0	189	44 800
ECC5-81-4Y2	20,0	349	57 600
ECC5-82-4Y2	30,0	420	69 400
ECC5-91-4Y2	50,0	490	73 200
ECC5-92-4Y2	60,0	495	78 900
ECC5-93-4Y2	75,0	544	89 600
ГС-8	8,0	150	52 950
ГС-16	16,0	204	66 650
ГС-30	30,0	288	75 950
ГС-60	60,0	424	100 200

Другим возможным вариантом бесконтактного генератора для АЭЖ может быть САГ с короткозамкнутым ротором. Характерной особенностью САГ является их неспособность создавать намагничивающий ток для образования магнитного поля. Поэтому для таких генераторов необходимо наличие отдельных источников возбуждения (ОИВ). В качестве ОИВ могут быть использованы электрическая сеть или конденсаторная батарея, подключаемая к зажимам статора САГ.

При работе в генераторном режиме асинхронная машина потребляет из электрической сети реактивную мощность, а активную мощность отдает в нагрузку. Для автономной работы САГ такой возможности нет, поэтому здесь используются конденсаторные батареи.

В целом, как показывают исследования, в САГ довольно хорошо использованы активные материалы при относительно невысоких удельном весе и стоимости. Кроме того, простота конструкции САГ обеспечивает

высокую надежность. Все указанные качества делают САГ одним из перспективных источников ЭЭ для АЭК. Однако до недавнего времени применение САГ сдерживалось из-за быстро ухудшающихся внешних характеристических параметров электрической машины и отсутствия несложных по конструктивным особенностям источников реактивной мощности.

Современные достижения в области техники значительно снизили массу и стоимость, тем самым решив многие проблемы при использовании САГ [114, 117, 118, 119, 120, 121, 122].

Для самовозбуждения САГ применяются малогабаритные металлобумажные конденсаторы типа МБГЧ, обладающие высокой электрической прочностью при относительно небольшой массе. Полная масса таких конденсаторных батарей на промышленной частоте составляет около 0,5 кг/кВАр, что намного меньше массы САГ, которая составляет примерно 9 кг/кВт.

В таблице 2.1.6 приведены характеристики трехфазных асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором, с частотой вращения 1 500 об/мин. В стоимость машин входит и стоимость конденсаторов возбуждения. Из таблиц 2.1.5 и 2.1.6 видно, что СГ по сравнению с САГ обладают гораздо большей массой и стоимостью.

Табл. 2.1.6.

Характеристики трехфазных асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором

Тип двигателя	Мощность двигателя, кВт	Масса двигателя, кг		Масса АС, кг	Стоимость двигателя, руб.	Стоимость конденсаторов возбуждения, руб.	Стоимость АСГ, руб.	Активная мощность АСГ, кВт
		Масса	масса конденсаторов возбуждения, кг					
АИР80А4	1,1	11,9	0,31	12,21	1759	213	1972	0,9
АИР80В4	1,5	13,8	0,43	14,23	1866	231	2097	1,2

АИР90L4	2,2	18,6	0,6	19,2	2627	267	2894	1,8
АИР100S4	3,0	25,0	0,8	25,8	3422	383	3805	2,4
АИР100L4	4,0	31,0	1,2	32,2	3632	392	4024	3,2
АИР112M4	5,5	49,0	1,02	50,02	4126	390	4516	4,4
АИР132S4	7,5	70,0	1,53	71,53	5070	593	5663	6,0
АИР132M4	11,0	83,5	2,1	85,6	6136	799	6935	9,0
АИР160 S4	15,0	130	2,8	132,8	11296	1050	12346	12,0
АИР160M4	18,5	145	3,4	148,4	12204	1295	13499	15,0
АИР180S4	22,0	170	4,1	174,1	15266	1544	16810	17,6
АИР180M4	30,0	190	5,5	195,5	18636	2067	20703	24
А200M4	37,0	245,0	6,4	251,4	23545	2484	26029	29,6

Таким образом, напрашивается вывод, что САГ с возбуждением от конденсаторных батарей имеет некоторые лучшие технико-экономические показатели, чем обычные СГ. Проводя сравнение энергоэкономических характеристик САГ и СГ во всем диапазоне мощностей микроГЭС, становится, очевидно, что у каждого типа электрических машин имеются свои достоинства, но также имеются и свои недостатки.

При этом КПД САГ и СГ можно считать равнозначными, учитывая устройства, необходимые для их возбуждения. Рассеивающие параметры во вторичных контурах САГ меньше, чем в СГ из-за меньших рассеивающих поверхностей и магнитных напряжений на этих участках. Вместе с тем в САГ наблюдаются несколько лучшие параметры потерь между обмотками ротора и статора, а это в свою очередь улучшает тепловой режим всей электрической машины.

Качество ЭЭ, произведенной САГ, даже в случае несимметричности режима нагрузки находится на хорошем уровне по причине того, что система магнитно-симметричного ротора осуществляет функции демпферной обмотки.

Также не нужна и защита САГ от короткого замыкания, т.к. в этом случае происходит полное развозбуждение генератора. При этом

напряжение после короткого замыкания восстанавливается менее чем через 1 секунду.

Подключение СГ в параллельную работу не является простой задачей, так как при этом нужно получить одинаковые частоты и напряжения у всех включаемых в параллель генераторов. При включении САГ в параллельную работу вполне достаточно синхронизировать их по частоте и напряжению, не используя дополнительное, не простое оборудование. В системе параллельно включенных САГ частота тока само-стабилизируется в усреднённых значениях частот токов всех генераторов, даже если будут наблюдаться значительные различия в частотах вращения роторов.

Качественное синусоидальное напряжение на зажимах САГ дает возможность получать конденсаторные батареи, которые выполняют фильтрующие функции. Они значительно сокращают общее количество высших гармоник в выходном напряжении, также сокращают время переходных процессов и существенно снижают колебания напряжений.

При исследовании параллельной работы САГ становится очевидным: переходные процессы при увеличении и уменьшении нагрузки практически отсутствуют, а амплитуда обменных колебаний активной мощности примерно в 2,8 раза меньше, чем у СГ. На работу СГ существенное влияние оказывают условия окружающей среды, при этом для обслуживания требуется квалифицированный персонал.

На основании проведенного анализа синхронных и асинхронных генераторов можно сделать вывод о целесообразности использования САГ в качестве источников электропитания для потребителей электроэнергии ограниченной мощности. САГ удовлетворяют основным требованиям, которые предъявляют потребители: простота конструкции, достаточно легкое обслуживание, невысокая стоимость, хорошее качество выходного напряжения и надежность работы при различных климатических условиях.

Источники, предназначенные для АЭК, должны удовлетворять требованиям простоты, надежности, удобства обслуживания, малых массогабаритных показателей. В наибольшей степени этим требованиям отвечает САГ, обладающий всеми преимуществами асинхронных машин с короткозамкнутым ротором. В автономных электроустановках используются САГ с конденсаторным самовозбуждением.

Применение таких генераторов связано, как правило, с питанием активной нагрузки. В этих случаях в качестве генераторов приспособляют обычные асинхронные электродвигатели. Результаты исследований в этом

направлении нельзя признать удачными. Указываются две причины, ограничивающие использование САГ, – большие габариты и значительный вес конденсаторов, а также трудность регулирования напряжения.

Все начальные работы по САГ касаются только вопросов самовозбуждения и носят чисто экспериментальный характер, при этом возникают следующие вопросы: существующие способы устранения перенапряжения при возбуждении; реальные картины самовозбуждения синхронных и асинхронных машин; упрощенные исследования режимов работы САГ на активную нагрузку; зависимость наименьшей критической емкости от конструктивных параметров машины.

Ряд исследователей рассматривают самовозбуждение с позиции теории устойчивости. Так, некоторые ученые ставят под сомнение главенствующую теорию о самовозбуждении как о явлении, обусловленном только наличием остаточного намагничивания. Всякое самовозбуждение машин в действительности относится к категории явлений электромагнитной неустойчивости электродинамических систем и в теоретическом отношении должно трактоваться с позиции теории устойчивости обобщенных движений. В ряде случаев остаточный магнетизм является фактором, способствующим началу самовозбуждения. Однако самовозбуждение может возникнуть и при полном отсутствии остаточного магнетизма – за счет коммутационных толчков или внешних электромагнитных воздействий. В данном случае самовозбуждение представляется как параметрический резонанс. Однако анализ на основании подобного физического представления встречает большие математические затруднения, особенно для случая асинхронных машин с короткозамкнутым ротором (АМсКР).

Основной физической предпосылкой к возникновению емкостного самовозбуждения является условие, при котором в трехфазную цепь статора с подключенными к ней конденсаторами вливается энергии не меньше, чем ее рассеивается в активных сопротивлениях. Для этого необходимо, чтобы при взаимодействии с вращающимся ротором потоков, обусловленных свободными колебаниями в цепи статора и вызванных какими-либо случайными возмущениями, создавался необходимый момент вращения, обеспечивающий передачу энергии от вала ротора в цепь статора для поддержания возникших колебаний.

Когда машина насыщается, прекращается быстрый рост тока и потока, необходимых для поддержания ЭДС. Развившиеся колебания поддерживаются за счет возникновения ЭДС вращения, т.е. за счет

асинхронного момента. В этом случае результирующие магнитные потоки, оставаясь неизменными по величине, вращаются относительно ротора с некоторым скольжением (s).

Под влиянием потока остаточного намагничивания либо остаточного заряда конденсаторов в статоре возникают свободные колебания с частотой ω , которые определяются соотношением параметров колебательного контура, образованного фазами машины и конденсаторами.

Можно представить себе развитие колебаний в системе (АМсКР – ёмкость), роль источника энергии в которой выполняет приводной двигатель. Колебательной системой является контур из емкости конденсаторов возбуждения и индуктивности асинхронной машины, обратная связь которой осуществляется через магнитный поток машины. АМсКР начинает работать генератором с отрицательным скольжением ($-s$), когда скорость вращения ротора АМсКР превышает резонансную частоту контура, и будет развиваться следующая мощность:

$$P_2 = m_1 \cdot I_2'^2 \cdot r_2' \cdot \frac{1-s}{s} \quad (2.1.1)$$

При небольших отрицательных скольжениях ($-s$), близких к нулю, в обмотке статора протекает ток I_1 , создающий магнитный поток Φ_1 (рис. 2.1.1 (а)).

Ввиду того, что вращение ротора опережает магнитное поле статора, в его стержнях наводится ЭДС – E_2 , сдвинутое относительно магнитного потока Φ_1 на 90° . При этом возникает ток I_2 , который создает собственный магнитный поток ротора Φ_2 . Этот поток, пересекая витки статорной обмотки, наводит в ней ЭДС E_1' и ток I_1' .

Векторная и волновая диаграмма, описывающая режим небольших отрицательных скольжений, показана на рисунке 2.1.1 (а, б, в). Видно, что для рассматриваемого режима условие баланса амплитуды и фазы выполняется.

Из данных диаграмм можно определить мгновенные значения мощностей в колебательном контуре $P_b = E_1' I_1'$ и $P_p = U_1 I_1$, где P_b – мгновенное значение вносимой мощности, а P_p – мгновенное значение расходуемой мощности.

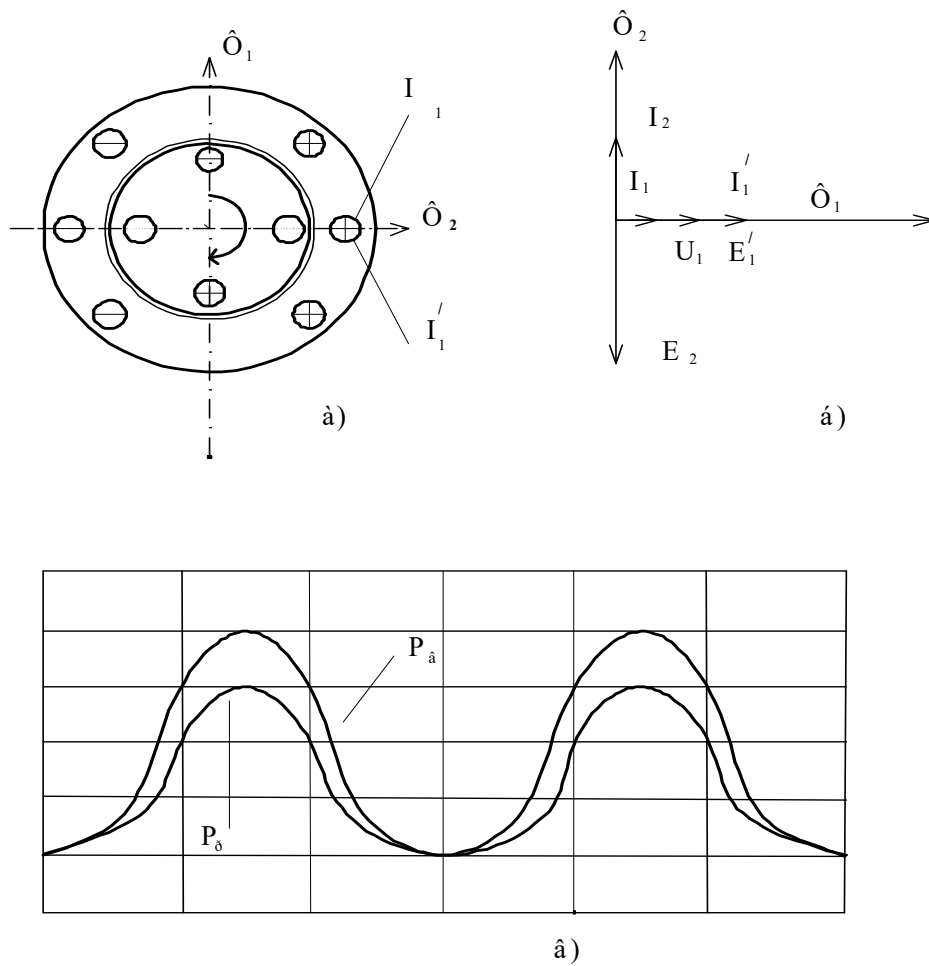


Рисунок 2.1.1. Картины магнитных полей (а), векторные (б) и волновые диаграммы (в), для режимов малых отрицательных скольжений машины

Условие, при котором $P_b > P_p$, возникает при определенном значении скольжения самовозбуждения и соответствует нижней критической скорости ω_n и нижнему критическому скольжению (s_n). Для этого можно использовать следующие соотношения:

$$\omega_n = \omega_0 \cdot \sqrt{\frac{x_c}{x_\mu}}; \quad (2.1.2)$$

$$s_n = -\frac{r_1 r_2'}{x_c x_\mu} \quad (2.1.3)$$

где ω_0 – угловая синхронная скорость вращения.

На рисунке 2.1.2 показаны диаграммы при больших отрицательных скольжениях и больших скоростях вращения ротора.

При увеличении скорости вращения ротора с неизменной по величине емкостью может возникнуть срыв генерации, поэтому максимальная скорость, при которой еще есть самовозбуждение, является верхней критической скоростью. Определить верхнюю критическую скорость ω_κ и верхнее критическое скольжение можно по следующим формулам:

$$\omega_\kappa = \omega_0 \left(1 + \frac{r_2'}{r_1}\right) \sqrt{\frac{x_c}{x_1 + x_\mu}}, \quad (2.1.4)$$

$$S_{\hat{a}} = -\frac{r_2'}{r_1}. \quad (2.1.5)$$

Чтобы уменьшить значение верхней критической скорости, необходимо увеличить емкость конденсаторной батареи

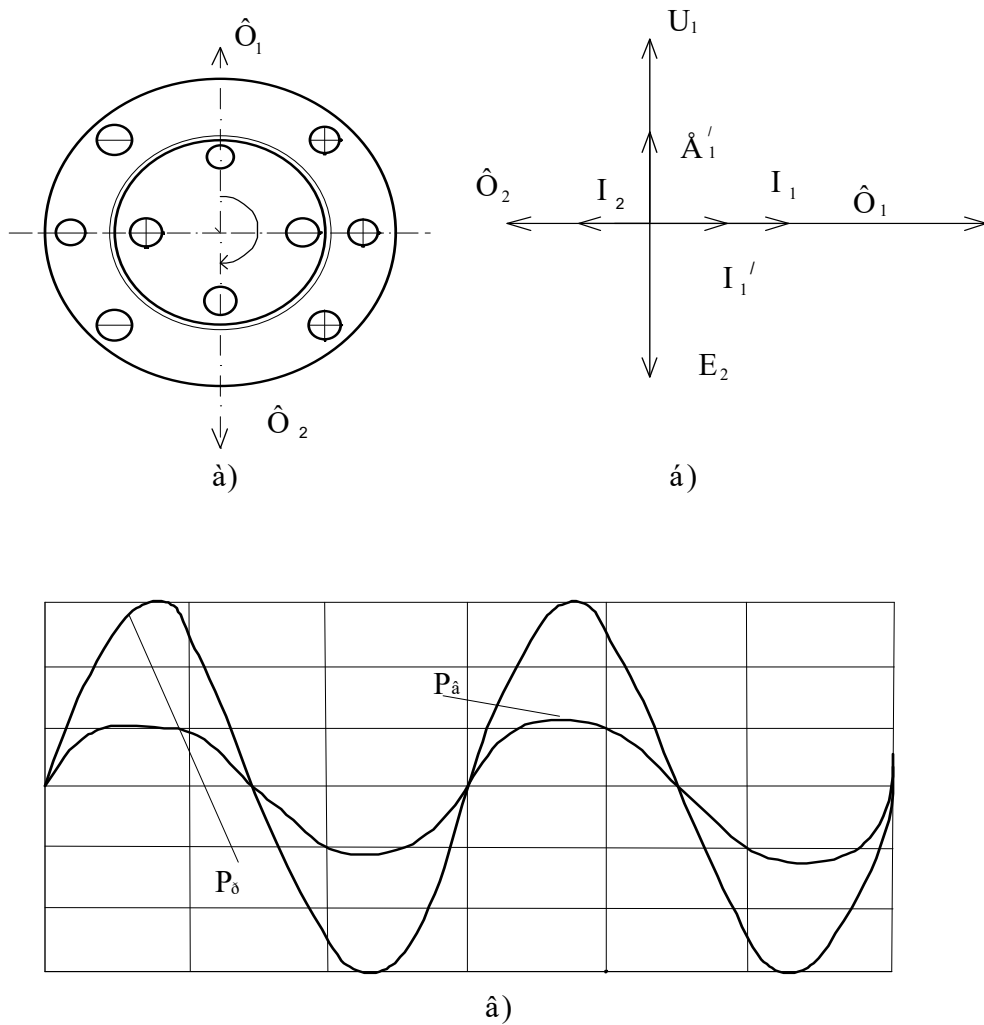


Рисунок 2.1.2. Картины магнитных полей (а), векторные (б) и волновые диаграммы (в), для режимов больших отрицательных скольжений машины

Некоторая область значений, находящаяся в диапазоне верхних и нижних экстремумов скоростей, называется частотным гистерезисом. Зона уверенного самовозбуждения находится внутри границ частотного гистерезиса. В этой зоне АМСКР самовозбуждается достаточно уверенно и легко. Жесткое самовозбуждение АМСКР происходит в зоне частотного гистерезиса. Применение сильно подмагниченных импульсов или использование заряженной емкости полностью исключает частотный гистерезис.

Процесс самовозбуждения изображается в виде изгибающейся графической линии (ГЛ), проходящей между ГЛ намагничивания и вольт-амперной характеристикой конденсатора, показанной на рис. 2.1.3. Мягкое самовозбуждение САГ происходит вследствие того, что вольт-амперная характеристика емкости лежит под ГЛ холостого хода АМСКР. Точка (а) пересечения ГЛ характерной АМСКР и прямой ОА является установившимся режимом работы САГ [119, 120, 121, 122, 123, 124].

На рисунке 2.1.4 графически показано жесткое самовозбуждение, где ГЛ холостого хода имеет неравномерный характер роста вследствие частотного гистерезиса. В случае если АМСКР попадает в зону частотного гистерезиса, то пересечение ГЛ намагничивания и вольт-амперной характеристики емкости происходит в трех точках – c' , b' , a' .

Для того чтобы вывести АМСКР в режим стабильной работы, необходимо использование импульса с высокой степенью подмагничивания или же повышение емкости конденсаторной батареи. В этом случае вольт-амперная характеристика емкости (прямая ОА) на рисунке 2.1.4 пройдет ниже ГЛ намагничивания.

Так же, как и в случае мягкого самовозбуждения АМСКР, при жестком самовозбуждении точка (а) является моментом уверенной работы в конце процесса самовозбуждения.

Отличительной особенностью второго случая является то, что самовозбуждение наступает при больших значениях скорости вращения ротора и напряжения на клеммах генератора.

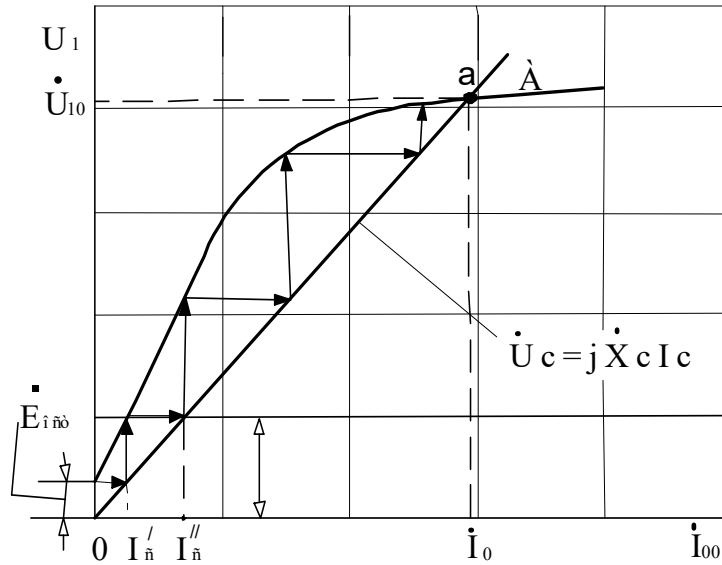


Рисунок 2.1.3. Мягкое самовозбуждение САГ

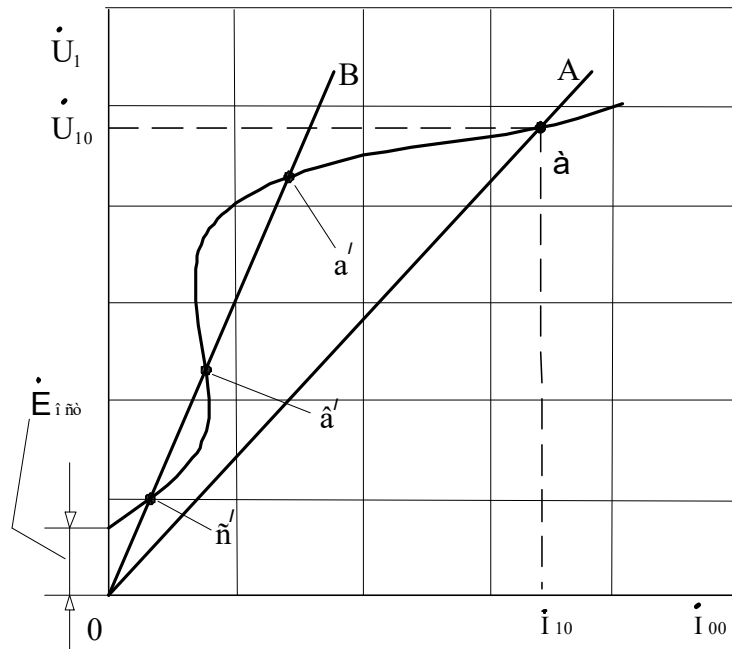
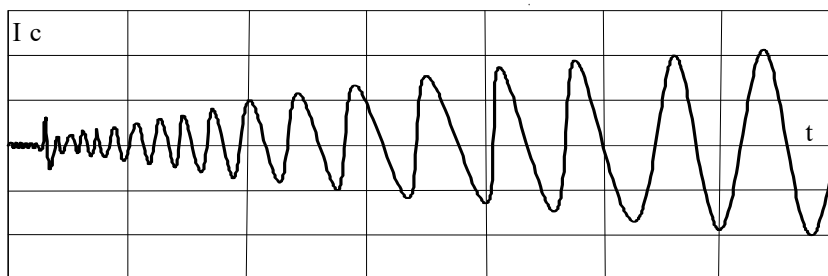


Рисунок 2.1.4. Жесткое самовозбуждение САГ

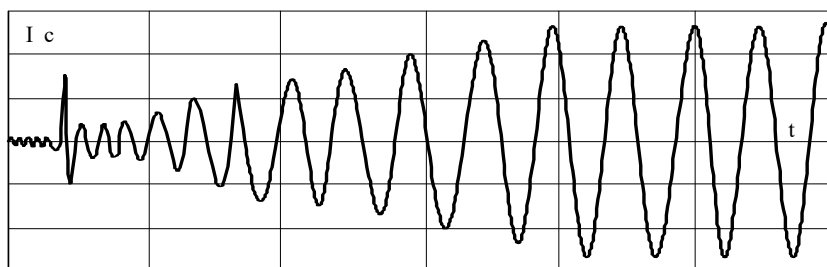
К последовательному исполнению двух операций, как правило, сводится возбуждение автономного САГ:

- 1) добиться установки определенной скорости вращения ротора ω_p ;
- 2) включить емкость, удовлетворяющую условиям самовозбуждения, в цепь статора.

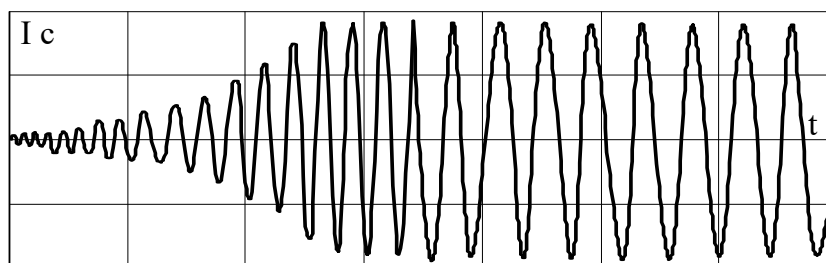
При постоянной скорости вращения $\omega_p = \text{const}$ время самовозбуждения зависит от величины включаемой емкости. Это хорошо видно на осциллограммах тока статора на рисунке 2.1.5 (а, б, в). Первый рисунок соответствует C_1 , второй соответствует C_2 , при этом ($C_2 > C_1$).



а)



б)



в)

Рисунок 2.1.5. Осциллограммы тока статора, полученные при самовозбуждении асинхронного генератора в компьютерной программе EWB (а) при $C_1 = \text{const}$; $\omega_p = \text{const}$; (б) при $C_2 = \text{const}$ ($C_2 > C_1$), $\omega_p = \text{const}$; (в) при $C_3 = \text{const}$, ω_p возрастает от нуля

После визуального анализа можно сделать вывод, что с увеличением емкости время и частота самовозбуждения уменьшаются.

В случае обратной последовательности операции – вначале в цепь статора САГ подключаются конденсаторные батареи, а только потом приводят во вращение ротор, самовозбуждение идет несколько медленнее, но происходит плавное увеличение амплитудных колебаний, показанных на рисунке 2.1.5 (в).

Следовательно, для режима мягкого самовозбуждения АМСР и во избежание частотного гистерезиса можно использовать высококоэрцитивные магниты, наклеив их на ротор. Их общее число должно быть равно числу полюсов машины и находиться они должны поблизости от рабочего воздушного зазора.

В микроГЭС одним из основных агрегатов является СВК. Основными ее составными элементами, показанными на рисунке 2.1.6, являются: сопло (1), к которому вода подводится по водоводу (2), и СВК (3) с лопастями (5), которое крепится на валу (4). Вода под действием напора (H) выбрасывается струей из сопла. Для определения скорости струи v_c , можно использовать следующую формулу:

$$v_c = \varphi \sqrt{2 gH} \quad , \quad (2.1.6)$$

где $\varphi = 0,98 \div 0,99$ – скоростной коэффициент.

В результате вытекания воды из сопла водовода появляется особенность, называемая эффектом сжатия струи, по этой причине диаметр струи всегда меньше диаметра сопла – d_c .

СВК (3) устанавливается так, что в нижнем положении центр лопастей совпадает с осью струи, которая создает давление на лопасть, образуя при этом момент рабочего колеса. Ввиду того, что струя воды попадает на лопасти, имея большую скорость, предъявляются весьма серьезные требования к качеству их поверхности. Мощность, которая получается за счет работы СВК, вполне можно регулировать изменением общего расхода воды на микроГЭС.

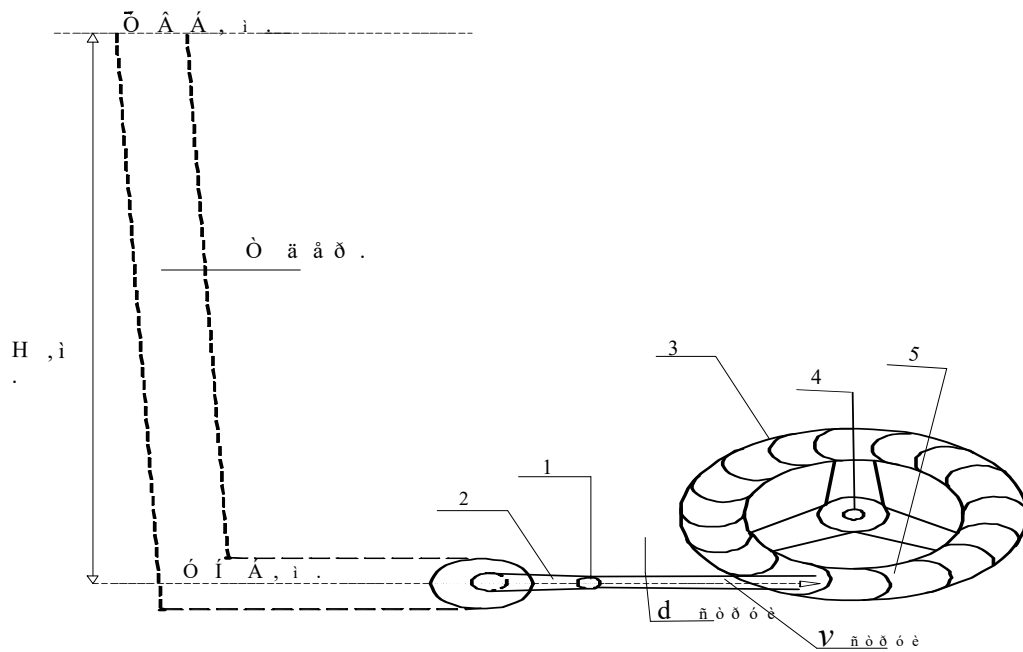


Рисунок 2.1.6. Схема деривации микроГЭС со СВК

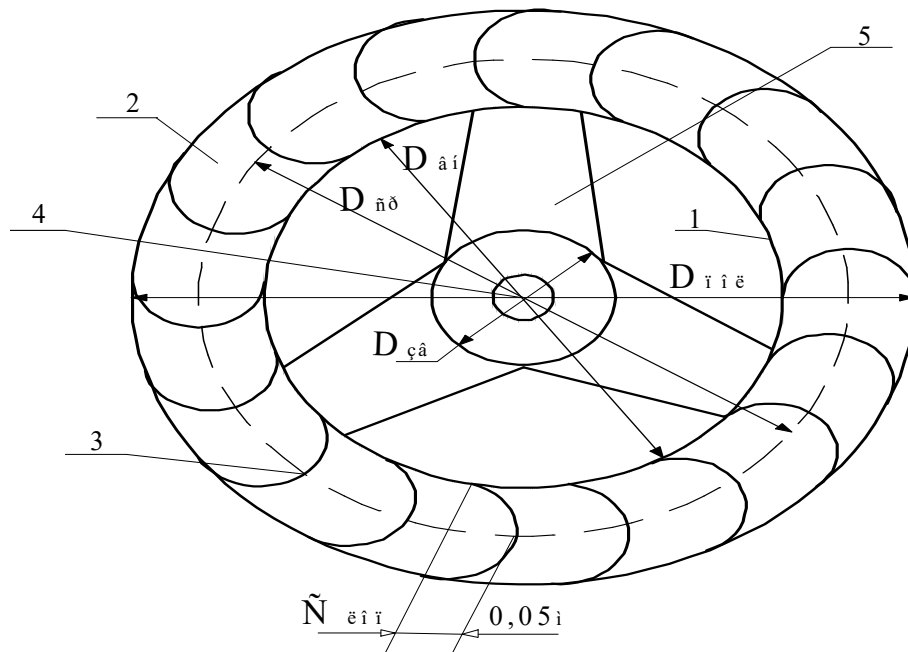


Рисунок 2.1.7. СВК в разрезе

Здесь на рисунке 2.1.7 водяное колесо состоит из спиц (5), приваренных к ободу (1), находящемуся на валу (4), к которому на равном расстоянии друг от друга приварены лопасти (3), усиленные боковыми кольцами (2) с обеих сторон конструкции СВК. $D_{\text{звез.}}$ – диаметр звездочки, $D_{\text{внут.}}$ – внутренний диаметр колеса, $D_{\text{ср.}}$ – средний диаметр колеса, $D_{\text{полн.}}$ – полный диаметр колеса, $C_{\text{лоп.}} = 0,05$ м – загиб лопастей.

Для того чтобы выявить энерго-силовые характеристические параметры водного потока, необходимо воспользоваться законом, выявляющим момент количественного движения, который определяется при помощи следующей формулы:

$$\frac{d(m v_u r)_0}{dt} = \sum M_o, \quad (2.1.7)$$

где m – масса жидкости выделенного объема; v_u – окружная компонента скорости; r – радиус; $\sum M_0$ – сумма моментов внешних сил, действующих на выделенную массу, относительно центра колеса. Здесь $r_{\text{ср}}$ равно половине среднего диаметра СВК.

Если принять, что масса воды протекает через рабочее колесо за время dt , то:

$$m = \rho \cdot Q \cdot dt, \quad (2.1.8)$$

где ρ – плотность воды, Q – расход воды.

В этих условиях закон момента количественного движения, показанный на рисунке 2.1.8, примет следующий вид :

$$\rho Q (v_{2u} r_2 - v_{1u} r_1) = \sum M_o, \quad (2.1.9)$$

где v_{2u} и v_{1u} – окружные компоненты скорости струи воды, входящие и выходящие из лопастей СВК; 1 и 2 – внешний и внутренний обода СВК. v_1 и v_2 – направление векторов скоростей струи воды [122, 123, 124, 126, 127, 128, 129, 130, 241].

Выясним, из чего создается суммирующая характеристика моментов всех внешних сил – $\sum M_0$ относительно оси вращения, действующих на выделенный объем воды. Момент, получающийся в результате некоторого давления сил на площади вращения и обода, приравнивается к нулю.

Значит, только силы трения жидкости по лопастям дают момент относительно оси вращения. Поэтому остаётся момент (+M), который получается воздействием лопастей СВК на воду. Из этого следует, что момент СВК, создаваемый водой на лопастях, равняется (-M).

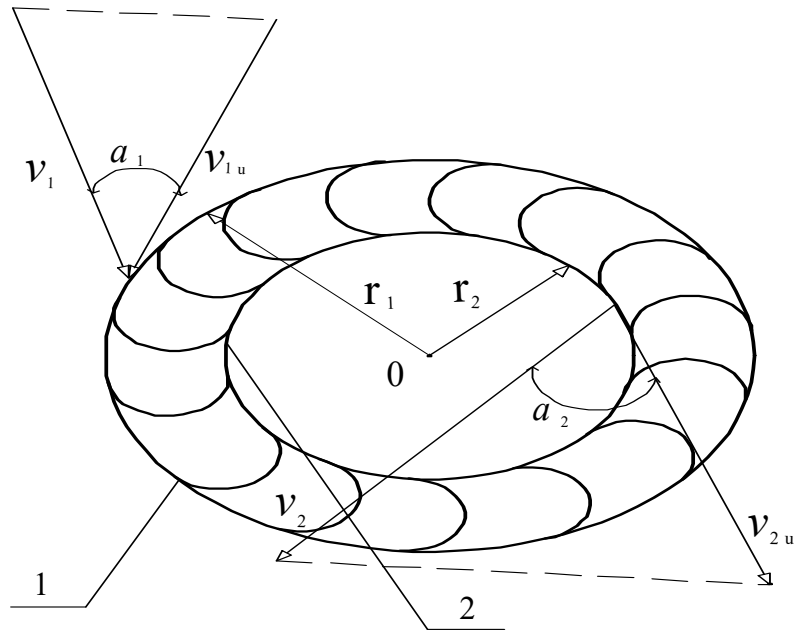


Рисунок 2.1.8. Скорости на входной и выходной кромках лопастей СВК

Подставляя значения v_{1u} и v_{2u} , получаем:

$$M = \rho Q (0,5 D_1 v_1 \cos \alpha_1 - 0,5 D_2 v_2 \cos \alpha_2) \quad (2.1.10)$$

Мощность СВК можно определить, зная его момент и угловую скорость

$$N_{свк} = M \omega, \text{ где } N_{свк} = N_{к} \quad (2.1.11)$$

При этом известно, что $N_{\epsilon} = \rho g Q H \eta_{\tilde{a}}$. Отсюда получим

$$M \omega = \rho g Q H \eta_{\tilde{a}} \quad (2.1.12)$$

где H – напор гидротурбины; $\eta_{турб}$ – гидравлический КПД; $u_1 = \omega 0,5 D_1$ и $u_2 = \omega 0,5 D_2$ – окружные скорости.

Подставляя в выражение, получаем:

$$H \eta_{\text{одн}} = \frac{1}{g} (u_1 v_1 \cos \alpha_1 - u_2 v_2 \cos \alpha_2) \quad (2.1.13)$$

Это основное уравнение гидротурбин или еще его принято называть уравнением Эйлера. В правой части данного уравнения находятся параметрические характеристики водного потока при поступлении на СВК и после исхода из него.

Следовательно, это уравнение дает связь между всеми энерго-кинематическими характеристическими данными в гидротурбине.

Гидротурбины, имеющие схожие параметры, должны иметь геометрически одинаковую (подобную) проточную систему, при этом размеры гидротурбин не имеют значения.

Типаж гидротурбины выражается геометрией ее проточного тракта, то есть все схожие гидротурбины должны иметь одинаковую проточную часть. В соответствии с этим две одинаковые гидротурбины, но различных размеров должны соответствовать определенным условиям. Режимы работы схожих гидротурбин должны быть также подобны, при условии сохранения геометрической однозначности параллелограммов или треугольников скоростей водных потоков.

Обобщая уравнения, находим характеристические условия схожести режимов работы гидротурбины, которое выражается следующей формулой:

$$\frac{Q}{nD^3} = \text{const} \quad t, \quad (2.1.14)$$

где n – частота вращения колеса, D – диаметр колеса.

Теперь воспользуемся энергетическими соотношениями, учитывая при этом, что турбины работают при разных напорах H_1 и H_2 и имеют гидравлические КПД $\eta_{\tau 1} \eta_{\tau 2}$.

Окончательно мы находим формулы для расчетов по частоте вращения, расходам и мощностям гидротурбин.

$$\frac{n_1}{n_2} = \frac{D_2}{D_1} \sqrt{\frac{H_1}{H_2}} \sqrt{\frac{\eta_{\dot{o}_1}}{\eta_{\dot{o}_2}}} \quad (2.1.15)$$

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^2 \sqrt{\frac{H_1}{H_2}} \sqrt{\frac{\eta_{\dot{o}_1}}{\eta_{\dot{o}_2}}} \quad (2.1.17)$$

$$\frac{N_1}{N_2} = \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^2 \frac{H_1}{H_2} \sqrt{\frac{H_1}{H_2}} \frac{\eta_1}{\eta_2} \sqrt{\frac{\eta_{T_1}}{\eta_{T_2}}} \quad (2.1.18)$$

Полученные выражения подобия позволяют провести расчеты СВК.

Гидротурбины выполняют в расчетных размерах от требуемой частоты вращения, установленной мощности, напора и расхода воды.

После этого находим приведенные параметры частоты и расхода воды:

$$n_1' = \frac{nD}{\sqrt{H}} \quad (2.1.19)$$

$$Q_1' = \frac{Q}{D^2 \sqrt{H}} \quad (2.1.20)$$

Значения приведенных параметров n_1' и Q_1' в подобных режимах практически сохраняются неизменными. По полученным расчетным путем значениям характеристических параметров определяется частота вращения (n) и расход (Q) реальной гидротурбины по заданным напору (H) и диаметру СВК – ($D_{\text{СВК}}$), с использованием следующих формул:

$$n = \frac{n_1' \sqrt{H}}{D} \quad (2.1.21)$$

$$Q = Q_1' D^2 \sqrt{H} \quad (2.1.22)$$

С помощью указанной методики для водоема, имеющего напор $H = 8$ м и расход $Q = 0,01$ м³/с, получены следующие параметры СВК:

- 1) диаметр внешний $D_{\text{внеш.}} = 2,2$ м;
- 2) диаметр внутренний $D_{\text{внутр.}} = 1,7$ м;
- 3) количество лопастей – 18 шт;
- 4) ширина колеса $b_{\text{кол.}} = 0,45$ м;
- 5) длина лопасти $a_{\text{лоп.}} = 0,5$ м;
- 6) ширина лопасти $b_{\text{лоп.}} = 0,43$ м;
- 7) диаметр звездочки $D_{\text{звез.}} = 0,8$ м, с $K_{\text{увел.}} = 4$;
- 8) передаточный редуктор с $K_{\text{увел.}} = 36$;
- 9) количество оборотов колеса $n_{\text{кол.}} = 22$ мин⁻¹;
- 10) загиб лопасти $C_{\text{лоп.}} = 0,05$ м.

Существует много обстоятельств, при которых микроГЭС теряет свою эффективность. Это механические поломки на подшипниках вала СВК, редуктора, цепи звездочки, на карданном валу и т. д.

К электрическим относятся: короткие замыкания, отключения генератора, приводящие к разряду конденсатора.

При возникновении данных обстоятельств необходимо немедленно остановить вращение СВК за счет аварийной отсечки струи воды. Для отсечки струи используется разработанное нами устройство – дефлектор, показанный на рисунке 2.1.9.

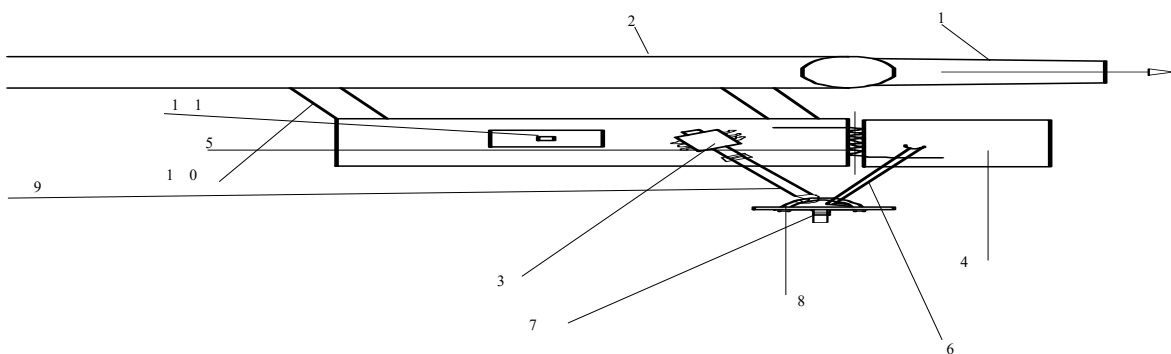


Рисунок 2.1.9. Схема устройства аварийной отсечки воды – дефлектора

Устройство функционирует следующим образом: планка дефлектора (4) взводится на пружину (5) и фиксируется защелкой (6) в открытое положение. Фиксатор (8) держит защелку, прижатый собственной пружиной (7).

При возникновении аварийной ситуации электромагнит УАТ (3), преодолевая сопротивление пружины фиксатора, высвобождает защелку (6). Далее срабатывает жесткая пружина (5), перекрывая планкой (4) струю воды (1), после чего происходит остановка СВК. Дефлектор закреплен на основаниях (10). На дефлекторе жестко размещен нажимной выключатель (11) SB (рис. 2.1.9). При нажатии на выключатель SB планка дефлектора (4) находится во взведенном положении. Вода вращает СВК, при этом SB замыкает свой контакт. Защелку (6) дефлектора может освободить только электромагнит (3) УАТ, когда через него пойдет ток. Мощная пружина способна планкой дефлектора перекрыть струю воды, но защелка этому препятствует.

К статору генератора подключается автоматический выключатель ВА 51 с приставкой минимального напряжения (см. рисунок 2.1.10). Автомат имеет блок-контакт SF 1. Он замыкается, когда автомат ВА 51 под действием защиты минимального напряжения отключается (при возникновении межвиткового короткого замыкания). От предварительно заряженного конденсатора запитаны шинки плюс и минус. Происходит запуск генератора. Отключив однополюсный автомат постоянного тока SF, с усилием, сжимая пружину, ставим планку дефлектора на защелку. При этом одновременно замыкается контакт SB дефлектора. Вода вращает ротор генератора. На статоре есть напряжение. Включаем ВА 51 и подаем напряжение на нагрузку. Блок-контакт SF1 трехполюсного автомата ВА 51 разомкнут. Все проходит под контролем персонала. Включая однополюсный автомат SF, приводим дефлектор в рабочее положение. Цепь электромагнита разорвана теперь только на блок-контакт SF1 трехполюсного автомата ВА51. При витковом коротком замыкании снижается напряжение на статоре генератора до 70 % от номинального значения, и автомат ВА51 своей защитой минимального напряжения отключается. Контакт автомата SF 1 замыкается. В обмотку электромагнита УАТ идет ток разряда от высоковольтного конденсатора солнечной батареи. Электромагнит освобождает защелку дефлектора, и мощная пружина планкой дефлектора отсекает воду. Ток разряда в катушку УАТ уже не нужен, и контакт дефлектора SB разрывает этот ток. Сразу же восстанавливается процесс заряда высоковольтного конденсатора.

Устранив короткое замыкание (к.з.), выключаем SF. Вручную ставим дефлектор на защелку. На статоре появляется напряжение. Смотрим на вольтметры PV1 и PV2, если их показания одинаковы, то изоляция в норме. Включаем трехполюсный автомат ВА 51. Включаем однополюсный автомат SF – защита готова к работе [128,129,130,132,134].

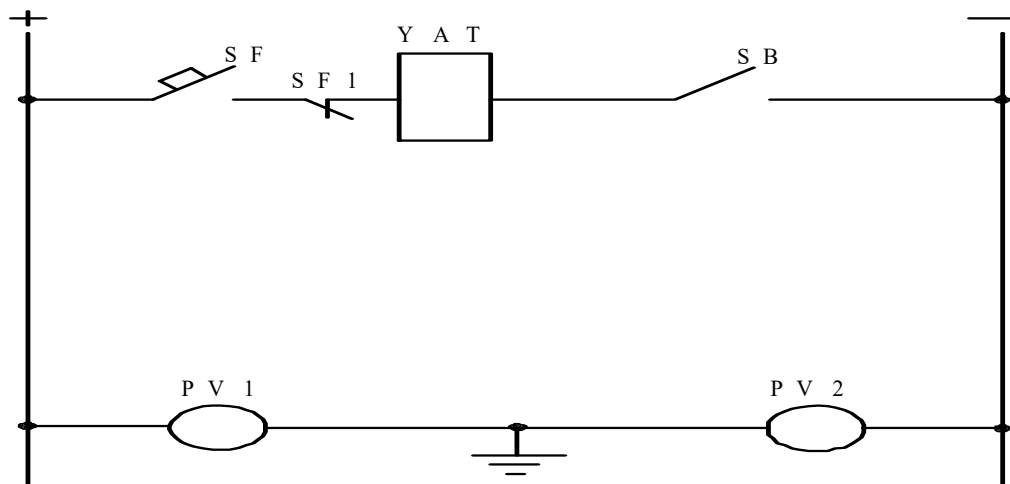


Рисунок 2.1.10. Электрическая схема аварийной отсечки струи воды

При ремонтных работах или аварийных режимах на микроГЭС теряется оперативное питание, в частности, заряд на предварительно заряженных конденсаторах, предназначенных для воздействия на электромагнит дефлектора. При не отключённом САГ в случае короткого замыкания в одной из фаз и поступлении воды на СВК вал генератора будет продолжать вращение, а это может привести к выходу из строя оборудования.

Разработано устройство, которое представлено на рисунке 2.1.11, состоящее из солнечной батареи, преобразователя постоянного напряжения в переменное и далее в постоянное напряжение на блоке предварительно заряженных конденсаторов, достаточное для управления электромагнитом дефлектора. Дефлектор подключен к солнечной батарее через релаксационный RC-генератор, который подает напряжение на вход

преобразователя только при уровнях напряжения, обеспечивающих самовозбуждение и высокий КПД преобразователя. Для устранения перенапряжения на конденсаторе они шунтируются стабилитронами.

В данном устройстве решена задача расширения диапазона, восприятия потока солнечного излучения и оптимизации в этом отношении условий работы устройства и повышения КПД. Схема разработанного устройства состоит из: солнечной батареи (1), накопительного конденсатора (2), диодного тиристора (3), входа (4, 5), преобразователя постоянного напряжения солнечной батареи в переменное напряжение, транзисторов (6, 7), двухтактного преобразователя, элементов смещения и блокировки (8, 9, 10), полуобмотки обратной положительной связи (11, 12), трансформатора с сердечником из стали с прямоугольной характеристикой намагничивания (13), с вторичной обмоткой повышенного напряжения (14), выпрямительного моста (15), блока конденсаторов для питания электромагнита дефлектора на микроГЭС (16), стабилитронов для ограничения напряжения (17), диода (18) и коллекторных обмоток (19, 20).

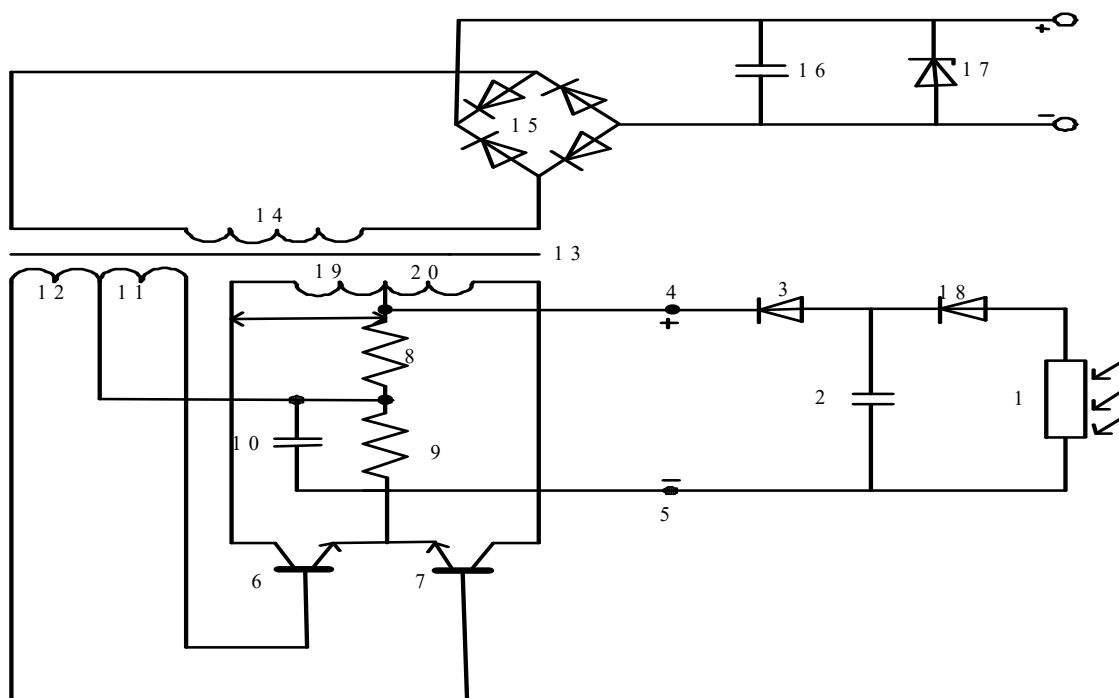


Рисунок 2.1.11. Устройство подзарядки конденсаторной батареи для микроГЭС

Устройство подзарядки конденсаторной батареи работает следующим образом. При потере питания на микроГЭС блок конденсаторов (16) теряет подпитку и разряжается. Однако в светлое время суток солнечная батарея (1) через диод (18), предотвращающий разряд, заряжает накопительный конденсатор (2), который вместе с диодным тиристором (3) образует релаксационный генератор. Только при определенном напряжении диодный тиристор, переключаясь, подает энергию от конденсатора (2) на вход (4, 5) транзисторного преобразователя на транзисторах (6, 7) постоянного напряжения солнечной батареи в переменное напряжение на обмотке (14). Это напряжение известно при расчете преобразователя и обеспечивает экономически допустимый и достаточный для самовозбуждения режим. Обмотки (11, 12) реализуют положительную обратную связь в базы транзисторов, а (19 и 20) – подачу поочередно энергии в трансформатор. Прямоугольные знакопеременные импульсы с обмотки (14) выпрямляются мостом (15) и подзаряжают конденсатор (16), при этом стабилитроны (17) предотвращают перенапряжение при больших освещенностях. В темное время суток подзарядки нет, но за счет светлого времени надежность наличия напряжения на конденсаторе (16) значительно увеличивается.

Реализация устройства подзарядки конденсаторной батареи не представляет трудностей. Для трансформатора может быть использован сердечник из материалов 50 НП, 79 НМ, 34 НКМП и др. Используются кремниевые транзисторы средней мощности КТ – 817 и др., выпрямительный мост 15 на 400–1000 В обратного напряжения, конденсатор 16 – типа МБГЧ, стандартное оборудование микроГЭС. Стабилитроны типа КС не требуют радиаторов. Площадь солнечной батареи обычно не превосходит 1 м². Технико-экономический эффект образуется за счет исключения из расчета потерь в светлое время суток, когда обычно и проводится ремонт [131,135].

2.2. Совершенствование схемы замещения САГ

Общетеоретические исследования установившихся режимов синхронных и асинхронных машин были проведены в полной мере, при этом ее аналитико-обоснованным аспектом является комплексно-графоаналитическая методология, определяемая в векторных и круговых

диаграммах. Большой вклад в разработку обобщающей теории неопределённо-выбранных процессов (Н-ВП) сделали такие ученые, как Иванов А.А., Щедрин Н.Н., Бояр-Сазонович С.П., Беспалов В.Я., Бохян С.К., Зубков Ю.Д., Новиков А.Б., Копылов Н.П. и другие.

Разработки и исследования в областях Н-ВП для электрических машин в общем виде сложно вследствие того, что мы имеем дело с цепями, контуры которых взаимно перемещаются в пространстве, содержащем ферромагнитный материал, который вносит существенную нелинейность.

Так, для исследования Н-ВП трехфазного САГ необходимо иметь уравнения электрических цепей и механического движения ротора генератора в дифференциальной форме. Для фазных обмоток статора имеем:

$$U_A = \frac{d\psi_A}{dt} + r_1 i_A ; \quad (2.2.1)$$

$$U_B = \frac{d\psi_B}{dt} + r_1 i_B ; \quad (2.2.2)$$

$$U_C = \frac{d\psi_C}{dt} + r_1 i_C \quad (2.2.3)$$

Для фазных обмоток ротора имеем:

$$U_a = \frac{d\psi_a}{dt} + r_2 i_a ; \quad (2.2.4)$$

$$U_b = \frac{d\psi_b}{dt} + r_2 i_b ; \quad (2.2.5)$$

$$U_c = \frac{d\psi_c}{dt} + r_2 i_c , \quad (2.2.6)$$

где $U_A, U_B, U_C, U_a, U_b, U_c$ – напряжения на зажимах обмоток статора и ротора; $\Psi_A, \Psi_B, \Psi_C, \Psi_a, \Psi_b, \Psi_c, i_A, i_B, i_C, i_a, i_b, i_c$ – соответственно полные потокосцепления и токи фазных обмоток статора и ротора; r_1 и r_2 – активное сопротивление обмоток статора и ротора.

Составление и анализ уравнения движения ротора в данном случае существенно упрощается, когда номинальная мощность первичного двигателя в три и более раза превышает номинальную мощность генератора

и двигатель снабжен автоматическим регулятором числа оборотов, т.е. можно считать, что угловая скорость вращения ротора постоянна ($\omega_p = \text{const}$), следовательно, всегда обеспечивается равенство:

$$M_{\text{дв}} = M_{\text{г}}, \quad (2.2.7)$$

где $M_{\text{дв}}$, $M_{\text{г}}$ – соответственно вращающий момент первичного двигателя и момент сопротивления генератора.

Уравнения равновесия напряжений асинхронной машины можно преобразовать при следующих допущениях:

– магнитная проницаемость магнитопровода постоянна, т.е. насыщение САГ не учитывается;

– активные потери в магнитопроводе САГ равны нулю.

Упрощение дифференциальных уравнений, применяемое в современной теории машин переменного тока, дает возможность избавиться от периодических коэффициентов в этих уравнениях. Это достигается различным использованием координатных осей. Наибольшее распространение получили три системы координатных осей:

1. Система координатных осей, неподвижных относительно статора (оси α, β).

2. Система координатных осей, неподвижных относительно вращающегося ротора (оси d, q).

3. Система синхронных координатных осей, неподвижных относительно вращающегося магнитного поля (оси u, v).

Каждая из этих систем имеет свои преимущества и недостатки, и применение любой из них определяются конкретными условиями исследования.

Многие принимают на вооружение при исследовании асинхронных машин первую систему координатных осей, т.е. систему, неподвижную относительно статора. Эта система является более выгодной при изучении несимметричных режимов асинхронной машины, так как при приведении трехфазной машины к оси α, β реальный ток фазы является током оси α , что значительно облегчает расчеты и делает их более наглядными. При этом частоты токов в статоре и роторе будут одинаковы и равны ω_c .

Уравнения равновесия напряжений статора в системе координат α, β имеют вид:

$$U_{\alpha 1} = \frac{d\psi_{\alpha 1}}{dt} + r_1 i_{\alpha 1}; \quad (2.2.8)$$

$$U_{\beta 1} = \frac{d\psi_{\beta 1}}{dt} + r_1 i_{\beta 1} \quad (2.2.9)$$

$$U_0 = 0$$

так как ток нулевой составляющей $i_0 = 0$. Здесь i_α , i_β , u_α , u_β , Ψ_α , Ψ_β токи, напряжения и потокосцепления обмотки статора в осях α, β .

В свою очередь:

$$i_{\alpha 1} = \frac{2}{3} \left[i_A - \frac{1}{2} (i_B + i_C) \right] ; \quad (2.2.10)$$

$$i_{\beta 1} = \frac{1}{\sqrt{3}} (i_B - i_C) ; \quad (2.2.11)$$

$$i_{o1} = \frac{1}{3} (i_A + i_B + i_C) \quad (2.2.12)$$

Потокосцепление:

$$\psi_{\alpha 1} = \frac{2}{3} \left[\psi_A - \frac{1}{2} (\psi_B + \psi_C) \right] ; \quad (2.2.13)$$

$$\psi_{\beta 1} = \frac{1}{\sqrt{3}} (\psi_B - \psi_C) ; \quad (2.2.14)$$

где

$$\psi_{\alpha 1} = (L_{\phi 1} + M) \cdot i_{\alpha 1} + M i_{\alpha 2} ; \quad (2.2.15)$$

$$\psi_{\beta 1} = (L_{\phi 1} + M) \cdot i_{\beta 1} + M i_{\beta 2} , \quad (2.2.16)$$

где $L_{\phi 1}$ – полная индуктивность фазы обмотки статора; M – взаимная индуктивность между статором и ротором.

Уравнения роторных контуров:

$$\frac{d\psi_{\alpha 2}}{dt} + \psi_{\beta 2}\omega + r_2 i_{\alpha 2} = 0 ; \quad (2.2.17)$$

$$\frac{d\psi_{\beta 2}}{dt} + \psi_{\alpha 2}\omega + r_2 i_{\beta 2} = 0 ; \quad (2.2.18)$$

где

$$\psi_{\alpha 2} = L_2 i_{\alpha 2} + M i_{\alpha 1} ; \quad (2.2.19)$$

$$\psi_{\beta 2} = L_2 i_{\beta 2} + M i_{\beta 1} . \quad (2.2.20)$$

Здесь L_2 – полная индуктивность ротора; M – взаимная индуктивность между ротором и статором.

Перейдём к комплексной форме записи уравнения, что равноценно переходу от двух составляющих потокосцеплений, направленных по координатным осям к вращающимся потокосцеплениям. При этом:

$$\bar{U}_1 = U_{\alpha 1} + jU_{\beta 1} , \quad (2.2.20)$$

$$\bar{i}_1 = i_{\alpha 1} + j i_{\beta 1} , \quad (2.2.21)$$

$$\bar{\psi}_1 = \psi_{\alpha 1} + j\psi_{\beta 1} , \quad (2.2.22)$$

напряжение на статорном контуре равно:

$$\bar{U} = U_{\alpha 1} + jU_{\beta 1} = \frac{d\psi_{\alpha 1}}{dt} + r_1 i_{\alpha 1} + j \frac{d\psi_{\beta 1}}{dt} + j r_1 i_{\beta 1} = \frac{d\bar{\psi}_1}{dt} + r_1 \bar{i}_1 , \quad (2.2.23)$$

Аналогично для роторных контуров:

$$\frac{d\psi_{\alpha 2}}{dt} + \psi_{\beta 2}\omega + r_2 i_{\alpha 2} + j \frac{d\psi_{\beta 2}}{dt} - j\psi_{\alpha 2} + jr_2 i_{\beta 2} = 0, \quad (2.2.24)$$

$$\bar{\psi}_2 = \psi_{\alpha 2} + j\psi_{\beta 2}, \quad (2.2.25)$$

$$j\bar{\psi}_2 = j\psi_{\alpha 2} - \psi_{\beta 2}; -j\bar{\psi}_2 = \psi_{\beta 2} - j\psi_{\alpha 2}, \quad (2.2.26)$$

тогда получаем:

$$\frac{d\bar{\psi}_2}{dt} + r_2 \bar{i}_2 - j\omega \bar{\psi}_2 = 0, \quad (2.2.27)$$

таким образом, САГ описывается системой уравнений:

$$\bar{U}_1 = \frac{d\bar{\psi}_1}{dt} + r_1 \bar{i}_1, \quad (2.2.28)$$

$$E_{\text{ном.}} = \frac{d\bar{\psi}_2}{dt} + r_2 \bar{i}_2, \quad (2.2.29)$$

где

$$\bar{U}_1 = \frac{2}{3}(U_A + aU_B + a^2U_C), \quad (2.2.30)$$

$$\bar{i}_1 = \frac{2}{3}(i_A + ai_B + a^2i_C), \quad (2.2.31)$$

$$\bar{\psi}_1 = \frac{2}{3}(\psi_A + a\psi_B + a^2\psi_C). \quad (2.2.32)$$

В этих уравнениях $\alpha = e^{-j120^\circ}$, U_A , U_B , U_C , i_A , i_B , i_C , ψ_A , ψ_B , ψ_C мгновенные значения напряжений, токов и потокосцеплений обмотки статора трёхфазной машины.

Для второго выражения в уравнении имеем:

$$E_{\text{пом.}} = \frac{d\bar{\psi}_2}{dt} + r_2 \bar{i}_2, \quad (2.2.33)$$

$$\bar{U}_2 = \frac{2}{3}(U_{2a} + aU_{2b} + a^2U_{2c}), \quad (2.2.34)$$

$$\bar{i}_2 = \frac{2}{3}(i_{2a} + ai_{2b} + a^2i_{2c}), \quad (2.2.35)$$

значения напряжений, токов и потокосцеплений обмотки ротора.

Этим уравнениям соответствует схема замещения, представленная на рисунке 3.1.1, где потокосцепления статора и ротора представлены в виде суммы основного потокосцепления (Ψ_0) и потокосцеплений рассеяния ($\Psi_{\sigma 1}$, $\Psi_{\sigma 2}$) статора и ротора.

$$\bar{\Psi}_1 = \bar{\Psi}_0 + \bar{\Psi}_{\sigma 1}, \quad (2.2.36)$$

$$\bar{\Psi}_2 = \bar{\Psi}_0 + \bar{\Psi}_{\sigma 2}, \quad (2.2.37)$$

С учётом этих равенств перепишем уравнения:

$$\bar{\psi}_2 = \frac{2}{3}(\psi_{2a} + a\psi_{2b} + a^2\psi_{2c}), \quad (2.2.38)$$

В выражениях U_{2a} , U_{2b} , U_{2c} , i_{2a} , i_{2b} , i_{2c} , Ψ_{2a} , Ψ_{2b} , Ψ_{2c} – мгновенные

$$\bar{U}_1 = L_{\sigma 1} \frac{d\bar{i}_1}{dt} + \frac{d\bar{\psi}_0}{dt} + r_1 \bar{i}_1, \quad (2.2.39)$$

$$E_{\delta i \delta} = L'_{\sigma 2} \frac{d\bar{i}'_2}{dt} + r'_2 \bar{i}'_2, \quad (2.2.40)$$

где i'_2 , r'_2 , $L'_{\sigma 2}$ – приведённые к цепи статора ток, активное сопротивление и индуктивность рассеяния ротора соответственно.

Конкретизация приведённых уравнений определяется условиями работы САГ, ротор которого имеет постоянную скорость вращения. Генератор работает на симметричную трёхфазную нагрузку. Исследование работы указанного генератора в переходных режимах может быть выполнено при использовании приведённых уравнений, и рассматриваемые процессы – для одной фазы машины, так как в другой фазе они протекают идентично, но смещены во времени [131,134,135, 137].

Исследование САГ с конденсаторным возбуждением будет неверным, если не учитывать насыщение машины, чем ограничено нарастание напряжения на линейных зажимах.

При разработке математической модели САГ определённую трудность представляет учёт нелинейности и неоднозначности кривой намагничивания машины. Однако переход к вращающимся потокосцеплениям позволяет дать некоторые рекомендации по учёту этих обстоятельств. Из рисунка 2.2.1 видно, что схема замещения САГ аналогична схеме замещения трансформатора тока для мгновенных значений тока, в которой учитывается нелинейность кривой намагничивания. В качестве расчётной кривой целесообразно принять амплитудно-динамическую характеристику намагничивания $\Psi_0 = f(i_0)$ показано на рисунке 2.2.2.

С учётом сказанного дифференциальные уравнения САГ имеют вид:

$$U_1 = L_{\sigma 1} \frac{di_1}{dt} + r_1 i_1 + \frac{d\psi_0}{dt}, \quad (2.2.41)$$

$$U_1 = -\frac{1}{C} \int_0^t i_1 dt, \quad (2.2.42)$$

$$E_{\delta i_0} = r_2' i_2' + L_{\sigma 2}' \frac{di_2'}{dt} + \frac{d\psi_0}{dt}, \quad (2.2.43)$$

$$\psi_1 = \psi_0 + L_{\sigma 1} i_1, \quad (2.2.44)$$

$$\psi_2 = \psi_0 + L_{\sigma 2}' i_2', \quad (2.2.45)$$

$$\psi_0 = f(i_0), \quad (2.2.46)$$

$$i_1 + i_2' = i_0 \quad (2.2.47)$$

где i_0 – ток намагничивания машины; Ψ_0 – основное потокосцепление машины; Ψ_1 – полное потокосцепление статора; Ψ_2 – полное потокосцепление ротора; $E_{\text{рот}}$ – ЭДС вращения ротора; C – ёмкость конденсаторной батареи; $d\Psi_0/dt$ – падение напряжения на ветви намагничивания.

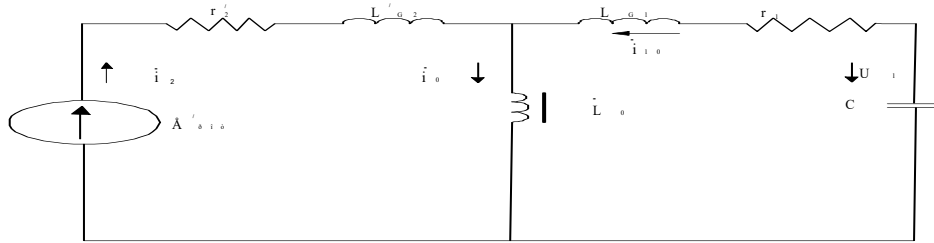


Рисунок 2.2.1 . Эквивалентная схема замещения САГ по мгновенной величине тока

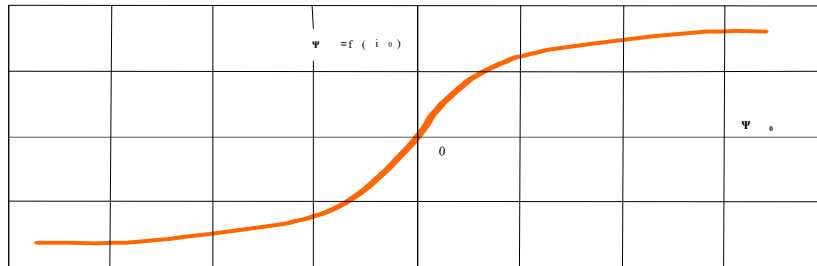


Рисунок 2.2.2. Вебер-амперная характеристика САГ

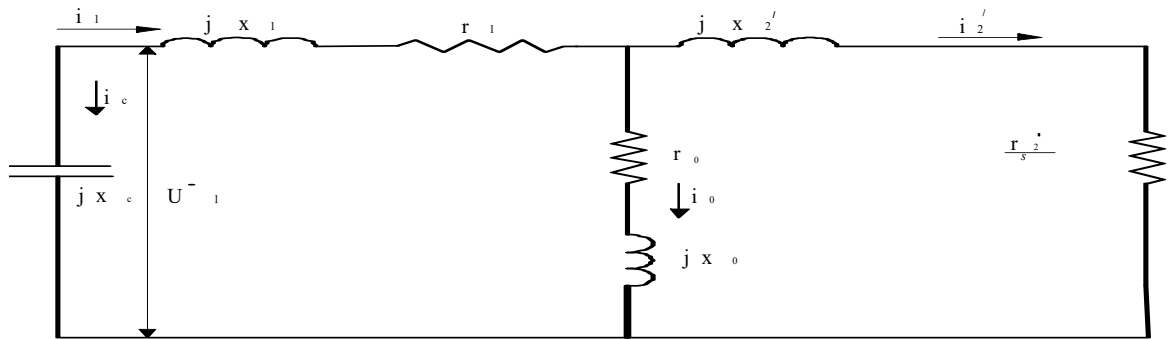
Стремление упростить задачу при исследовании САГ на компьютерной технике привело к использованию схемы замещения САГ с учётом скольжения. На рисунке 2.2.3 (а, б, в), представлены Т и Г-образные схемы замещения САГ, режиму холостого хода соответствует Т-образная, изображенная на рисунке 2.2.3 (а), режиму нагрузки соответствует Г-образная схема, показанная на рисунке 2.2.3 (б, в). Сопротивления внешней цепи показаны в виде параллельно соединённых активной – $r_{\text{нг}}$ и индуктивной – $jx_{\text{нг}}$, составляющих нагрузки, и сопротивление конденсаторов возбуждения – jx_c .

Т-образной схеме замещения САГ в установившемся режиме соответствует система уравнений:

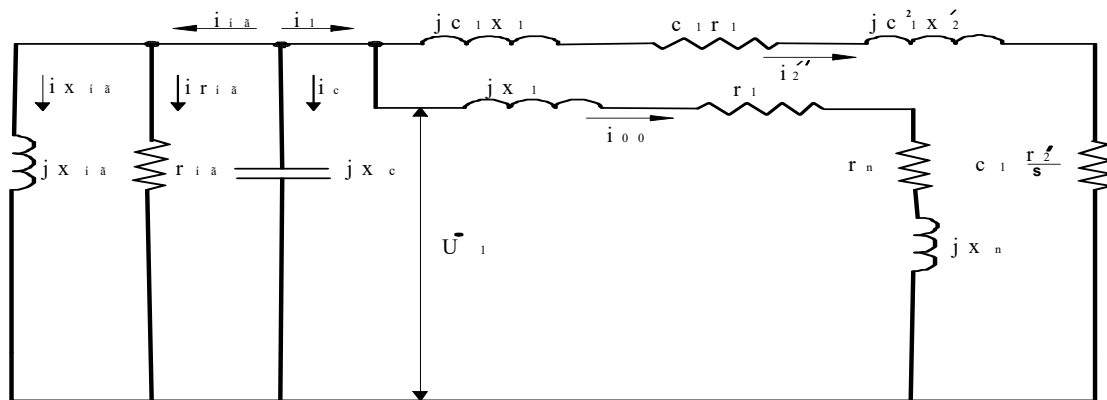
$$\dot{I}'_{\mu} = \dot{I}_1 - \dot{I}'_2, \quad (2.2.48)$$

$$-\dot{E}_1 = +\dot{I}_1(r_1 + jx_1) = \dot{U}_1, \quad (2.2.49)$$

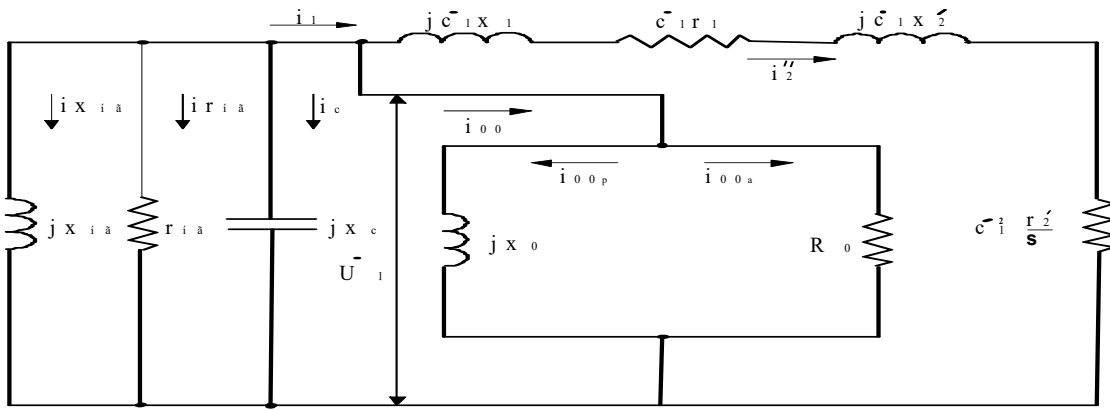
$$\dot{E}'_2 - \dot{I}'_2 \left(jx'_2 + \frac{r'_2}{s} \right) = 0 \quad (2.2.50)$$



a)



б)



в)

Рисунки 2.2.3. Схемы замещения САГ: а – Т-образная схема замещения САГ, б, в – Г-образные, в установившемся режиме

В Г-образной схеме замещения САГ, показанной на рисунке 2.2.3 (в), намагничивающий контур вынесен на сетевые зажимы. Ток I_{00} в ответвленном контуре при изменении скольжения (s) остаётся постоянным, изменяется лишь ток в главной цепи.

При преобразовании Т-образной схемы замещения в Г-образную схему первичный ток I_1 и потребляемая мощность остаются неизменными. Для определения параметров САГ вводится поправочный коэффициент (C_1), который определяется следующим образом:

$$\dot{C}_1 = 1 + \frac{\dot{Z}_1}{\dot{Z}_\mu} \approx 1 + \frac{\dot{Z}_k}{2 \dot{Z}_\mu} \approx 1 + \frac{I_\mu}{2 Ki \cdot I_{1n}} \quad , \quad (2.2.51)$$

где $\dot{Z}_1, \dot{Z}_\mu, \dot{Z}_k$ – сопротивления статорной цепи, цепи намагничивания и короткого замыкания, соответственно; I_k, I_μ, I_{1n} – токи короткого замыкания, цепи намагничивания и номинальный ток САГ.

Схема замещения САГ справедлива как для режима двигателя, так и для режима генератора. Основной характеристикой АМСР в режиме двигателя является зависимость электромагнитного вращающегося момента от скольжения $M = f(s)$ при условии постоянства напряжения, частоты и параметров схемы замещения [93,94,134,135,137].

Мощность, передаваемая электромагнитным путём со статора в цепь ротора, является электромагнитной и равна:

$$P_{эм} = \omega \cdot M, \quad (2.2.52)$$

где $\omega = (2\pi n)/60$ – угловая частота вращения поля статора.

Расчетная механическая мощность, развиваемая ротором, будет равна:

$$P_2' = \omega_2 \cdot M, \quad (2.2.53)$$

где $\omega_2 = (2\pi n_2)/60$ – угловая частота вращения ротора. Разность этих мощностей определяет электрические потери в цепи ротора.

$$P_{эм} - P_2' = \Delta P_{эл 2} \quad \text{или} \quad P_{эм} = P_2' + \Delta P_{эл 2} \quad (2.2.54)$$

Окончательная формула для момента вращения на валу имеет следующий вид:

$$M = \frac{\Delta P_{эл 2}}{\omega \cdot s} \quad (2.2.55)$$

Этим соотношением устанавливается зависимость вращающегося момента от параметров ротора и режима работы асинхронной машины.

Индуктивное сопротивление рассеяния вращающегося ротора:

$$X_{2s} = 2\pi f_2 L_2 = 2\pi f_1 L_2 s = X_2 s, \quad (2.2.56)$$

где X_2 – индуктивное сопротивление рассеяния неподвижного ротора.

Ток вращающегося ротора будет:

$$I_2 = \frac{E_2 \cdot s}{\sqrt{(r_2^2 + s^2 X_2^2)}} \quad (2.2.57)$$

Вращающуюся обмотку ротора можно «остановить», т.е. заменить её идентичной, неподвижной. Для этого достаточно в выражении числитель и знаменатель дроби разделить на скольжение (s). Тогда:

$$I_2 = \frac{E_2}{\sqrt{\left(\frac{r_2}{s}\right)^2 + X_2^2}} \quad (2.2.58)$$

В уравнение входит активное переменное сопротивление, состоящее из двух составляющих:

$$\frac{r_2'}{s} = r_2' + r_2' \frac{1-s}{s}, \quad (2.2.59)$$

Вторая составляющая выражения является функцией скольжения.

Уравнениям соответствует Т-образная схема замещения САГ, показанная на рисунке 2.2.4.

Вращающийся ротор замещается неподвижным, в цепь обмотки которого включается активное сопротивление, определяемое частотными параметрами его вращения.

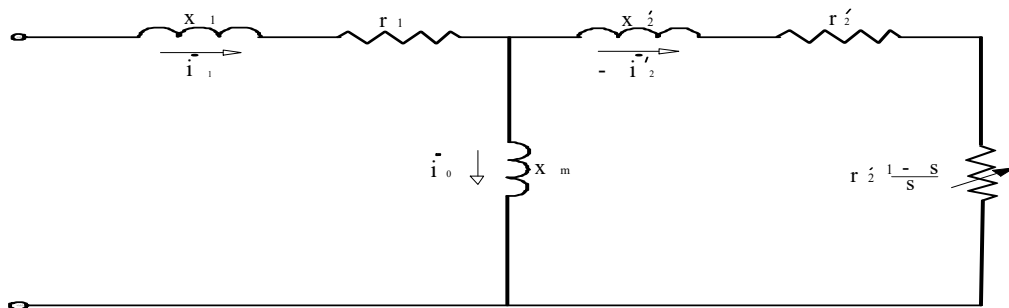


Рисунок 2.2.4. Т-образная схема замещения асинхронной машины без учёта потерь в стали

Параметры схемы замещения составляют:

- обмоточное полное сопротивление статора – $z_1 = r_1 + jx_1$;
- приведенное полное сопротивление ротора – $z_2' = r_2' + jx_2'$;
- индуктивное сопротивление намагничивающего контура – jx_m ;

– активное сопротивление $r_2' \frac{1-s}{s}$, потери в котором численно равны механической мощности P_2' на валу машины.

Неотражённые потери в стали могут быть учтены путем введения в цепь намагничивающего контура схемы замещения фиктивного активного сопротивления:

$$r_m = \frac{\Delta P_{cm}}{m_1 I_0^2}, \quad (2.2.60)$$

где ΔP_{cm} – потери в стали машины и схема замещения может выражена в виде, показанном на рисунке 2.3.5.

Полное сопротивление намагничивающего контура:

$$Z_m = r_m + jx_m, \quad (2.2.61)$$

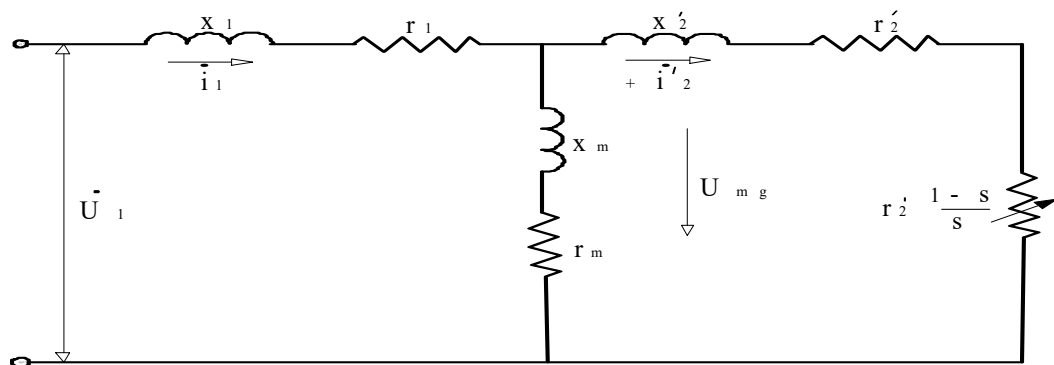


Рисунок 2.2.5. Т-образная схема замещения асинхронной машины с учетом потерь в стали

На рисунке 2.2.5. представлена схема замещения асинхронной машины, справедливая и для двигателя, и для генератора с соответствующим отрицательным знаком скольжения.

Величина $r_2' \cdot (1/s)$ участвует в двух слагаемых: r_2' – обуславливает электрические потери в обмотке ротора; величина $r_2' \cdot (1-s)/s$ обуславливает выделение механической работы. Если это двигатель, то это механическая работа в приводимых механизмах. Если это генератор, то это работа

приводного устройства, которое потребляет во внешней сети и в обмотке статора, и в цепи намагничивания. При желании эту работу и мощность можно вычислить и даже определить КПД машины. Не будем разделять эти мощности, объединив активные сопротивления ротора:

$$r_2' + r_2' \left(\frac{1-s}{s} \right) = r_2' \cdot \left(1 + \frac{1-s}{s} \right) = r_2' \left(1 + \frac{1}{s} - 1 \right) = r_2' \cdot \frac{1}{s} \quad (2.2.62)$$

В случае гармонических величин ток ротора будет:

$$I_p = \frac{U_{mg}}{\left(r_2' \cdot \frac{1}{s} + jx_2' \right)} \quad (2.2.63)$$

Покажем следующую схему с учетом скольжения на рисунке 2.2.6 с коэффициентом K :

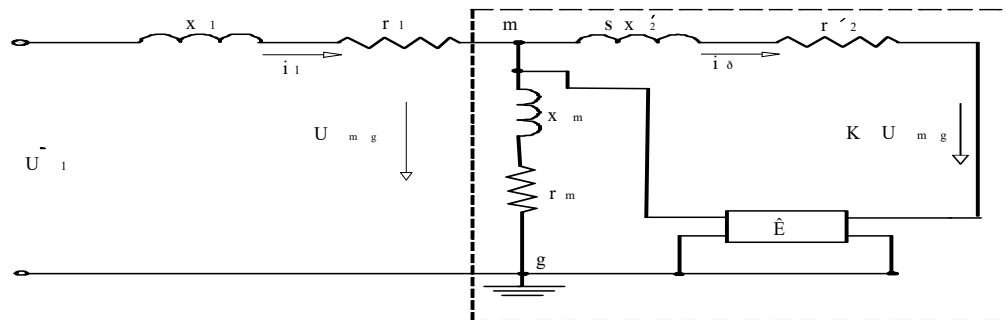


Рисунок 2.2.6. Схема замещения с коэффициентом K

Данная схема обеспечивает создание того же тока в роторе I_p , что и по выражению при $K=(1-s)$ [103, 104,124,125,131,134,135,139,140].

Для внешнего контура, указанного пунктирной линией, имеем:

$$- U_{mg} + I_p jx_2' s + I_p' r_2' + K U_{mg} = 0 \quad , \quad (2.2.64)$$

или:

$$-U_{mg} + I_p jx'_2 s + I'_p r'_2 + U_{mg} - sU_{mg} = 0, \quad (2.2.65)$$

преобразуя, получим:

$$I'_p \cdot (r'_2 + jx'_2 s) = sU_{mg}, \quad (2.2.66)$$

откуда:

$$I'_p = \frac{U_{mg}}{\frac{r'_2}{s} + jx'_2}, \quad (2.2.67)$$

Данная математическая модель создана на базе компьютерной программы Electronic Work Bench(EWB).

Схемы, представленные на рисунках 2.2.5 и 2.2.6, эквивалентны. Отрицательное скольжение в блок – (К) может вводиться и при этом (К) принимает значение больше единицы, что обеспечивает обратную положительную связь и возникновение колебаний в статоре при подключении к нему конденсатора. Эту же схему можно применять и для исследования асинхронного двигателя, вводя соответствующее положительное значение скольжения и подключив его к сети.

При наборе схемы генератора в этой программе очевидно, что индуктивные сопротивления должны быть представлены индуктивностями, а цепь намагничивания – соответствующей нелинейной катушкой. Возникшие колебания сами определяют реактивные сопротивления.

При рассмотрении элемента sx'_2 в схеме (см. рисунок 2.2.6) на первый взгляд может показаться, что сложность установки отрицательного скольжения s перешла теперь в этот элемент. Однако, обращаясь к

выражению $I_p = \frac{U_{mg}}{(r'_2 \cdot \frac{1}{s} + jx'_2)}$ и $I'_p = \frac{U_{mg}}{\frac{r'_2}{s} + jx'_2}$, можно заключить, что

даже если в них скольжения при x'_2 имеют разные знаки, то за счет поворотного множителя $-j$ величины токов остаются абсолютно одинаковыми, а схемы на рисунках 2.2.5 и 2.2.6 в этом смысле эквивалентными. Поэтому, набирая численное значение sx'_2 , можно использовать положительное значение скольжения. Тем не менее схему не следует применять на частотах, значительно превосходящих промышленную, когда характер цепи ротора за счет увеличения sx'_2 становится индуктивным

и заметно нарушается эквивалентность токов в схеме по фазе. Для упрощения процесса исследований при установке $sx/2$ иногда использовали не только положительное скольжение, но и его среднее ожидаемое значение.

На рисунке 2.2.7 показана компьютерная модель САГ с учетом нелинейной характеристики ГЛ намагничивания, (Space) – ключ кратковременного пуска колебательного контура.

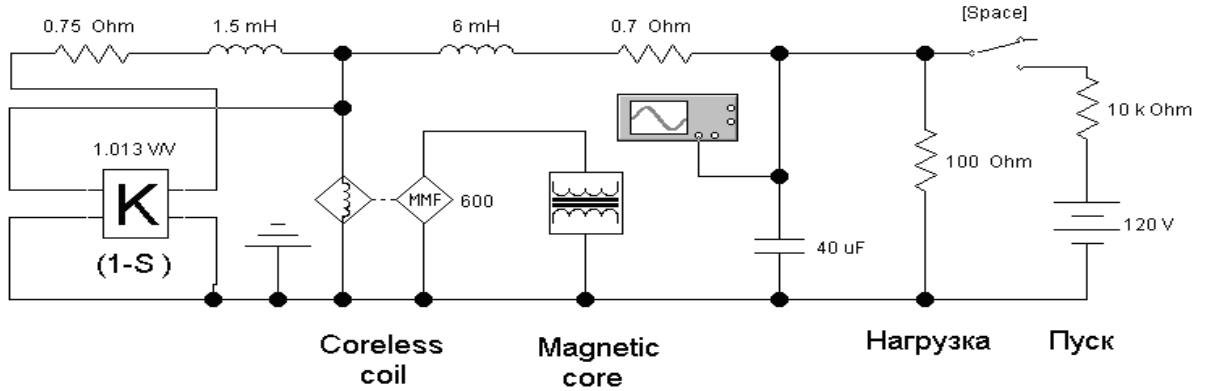


Рисунок 2.2.7. Компьютерная модель САГ в компьютерной программе Electronic Work Bench (EWB)

Представленная схема замещения АМсКР типа АИР80А2У3 в программе EWB мощностью $P_H = 1,5$ кВт, $U_H = 380$ В, $I_H = 3,26$ А, $n_H = 2880$ об/мин. На схеме приведены численные значения элементов, а кривая намагничивания показана в таблице 2.2.1.

Таблица 2.2.1.

ГЛ намагничивания САГ

№	1	2	3	4	5	6	7	8
$H, (A/m)$	-1400	-1200	-1000	-800	-600	-400	-200	0
$B, (Tл)$	-1,4	-1,38	-1,35	-1,3	-1,2	-1	-0,8	0

Продолжение табл. 2.2.1

№	9	10	11	12	13	14	15
$H, (A/m)$	200	400	600	800	1000	1200	1400
$B, (Тл)$	0,8	1	1,2	1.3	1,35	1,38	1,4

Эквивалентные сечения полюса фазы магнитопровода и его длины были приняты $0,001 \text{ м}^2$ и $0,2 \text{ м}$. В процессе исследований имелась возможность без каких-либо трудностей отклоняться от стандартных параметров машины, не прибегая к сложному физическому эксперименту, для чего на блоке (Magnetic core) было выражено зависимостное отношение магнитной индукции от общей напряженности магнитного поля $B (H)$, а на блоке (Coreless coil) – количество витков фазы статора. На рисунке 2.2.8 показан процесс нарастания колебаний напряжения статора при постоянном скольжении.

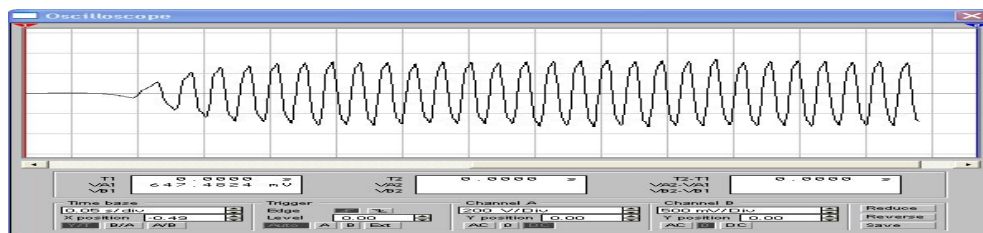


Рисунок 2.2.8. Осциллограмма процесса установления напряжения САГ

Эти колебания устанавливаются только за счет насыщения магнитной системы. Пуск осуществляется кратковременным нажатием ключа «Spase».

Схема замещения САГ в программе EWB позволяет изучать его работу с любыми электронными схемами регулирования в объеме всех электронных и других ресурсов, представленных программой. Использование измерительных приборов не требует отдельного описания. Следует, однако, указать, что при установке текущего значения скольжения необходимо выполнить условие по его определению, то есть:

$$s = \frac{\omega_1 - \omega_p}{\omega_1} \quad (2.2.68)$$

Здесь угловая частота ротора – ω_p первичного двигателя задана и поддерживается неизменно механическим регулятором оборотов. Текущее

значение угловой скорости поля статора ω_1 меняется, и его приходится замерять [131,134,135,137,139,140].

2.3. Разработка измерителя частоты в компьютерной программе EWB

Разработанная модель САГ с использованием программы EWB очень удобна и наглядна, но для снятия самых различных характеристик требует использования частотомера. Необходимо замерять частоту колебаний статора модели генератора, которая изменяется в зависимости от самых различных параметров. На блоке усиления – К в схеме генератора, как было показано выше, требуется устанавливать предполагаемую величину $(1 - s)$. Затем проверялось, соответствует ли эта установленная величина постоянной частоте ротора асинхронной машины, то есть после каждой установки $(1 - s)$ замерялся период колебаний статора. Известно, что с целью измерения частоты используют самые различные частотомеры. В программе EWB частотомера нет. Поэтому был разработан частотомер (измеритель периода), который изображен на рисунке 2.3.1.

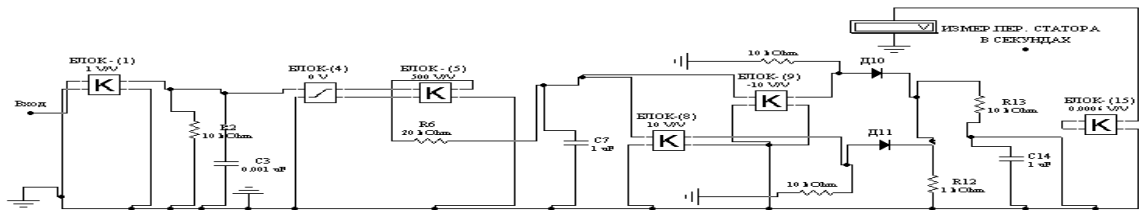


Рисунок 2.3.1. Принципиальная схема измерителя периода – частотомера

К входу блока усиления – К (1) подается напряжение от статора САГ. Оно несет информацию о частоте колебаний генератора (информация о периоде).

Этот блок – К решает две задачи:

- 1) за счет его высокого входного сопротивления развязывает схему генератора и схему измерителя периода;
- 2) значительно усиливает напряжение статора, так что после дальнейшего ограничения возможно получить вместо полуволн синусоиды, практически прямоугольники стабильной частоты.

В процессе работы доказано, что особенности программы EWB могут обуславливать возбуждение схемы. На основании анализа многочисленных математических программ, обеспечивающих реализацию блока – К, сделан вывод, что на выходе блока – К необходимо установить параллельную – RC-цепочку. Сопротивление (2) составляет 10 кОм, а емкость – (3) всего 0,001 мФ. Эти элементы совершенно не влияют на параметры изучаемого процесса. Однако математическое описание в отношении возбуждения колебательного процесса становится абсолютно устойчивым. Считается, что подробное описание вопросов программирования, как блока К, так и других блоков, выходит за рамки поставленной задачи. Корректирующие цепи дают возможность устойчивой работы математической программы EWB. Поэтому в этой работе не приводилось объяснение расчета корректирующих элементов. Полученное усиленное напряжение подается на блок ограничения (4), здесь отрезаются верхушки синусоиды и остаются практически прямоугольники на уровне $0,5 \div 2$ В. В этой форме полностью оставлена информация о длительности полупериода и обеспечена независимость от амплитуды колебаний напряжения статора. На блоке (5) происходит усиление этих прямоугольников. Далее они подаются на фильтр низкой частоты, выполненной в виде RC-цепочки на элементах (6), (7). пилообразное напряжение на конденсаторе С (7) с увеличением периода нарастает и, наоборот, уменьшается при увеличении частоты колебания статора. Далее схема преобразует это пилообразное напряжение в постоянное напряжение. С этой целью через блок – К (8) «пила» поступает на выпрямитель без инвертирования, а с блока – К (9) с инвертированием (- 10 v/v). В этом случае можно не ставить выпрямительный мост. Выпрямителями являются диоды (10), (11), а нагрузочным – резистор (12). Фильтр (13), (14) выделяет постоянную составляющую, несущую информацию о периоде. Указанный частотомер может быть рассчитан на данную погрешность, однако наличие удобной программы EWB позволило на выход частотомера подать эталонную частоту $f = 50$ Гц и на выходе получить в данном случае 20 мВ, которые соответствуют периоду значения – К блока (15). И далее был просмотрен весь диапазон изменения частот, обусловленных скольжением в САГ.

Исследование разработанной схемы показало, что частотомер работает довольно инерционно, но при измерении установившихся процессов его работа вполне удовлетворительная. Отсчет длительности периода при исследованиях производится по виртуальному вольтметру (16), включенному

в режим DC (постоянное напряжение). Однако снятие отчета по вольтметру требует некоторого времени – 1–5 секунд. Точность отсчета в значительной степени зависит от правильности выбора постоянной времени RC - цепочки (6), (7). Она должна быть в несколько раз больше, чем наибольший период колебаний напряжений статора. Реализация этого в программе EWB, тем не менее, не вызывает никаких трудностей.

Удобно замерять период напряжения статора, например, используя ограничитель напряжения, простейший RC -фильтр низкой частоты, выпрямитель, фильтр среднего значения, вольтметр. Для калибровки прибора следует снять с «полки» EWB – источник переменного напряжения заданной частоты. После подключения такого измерителя периода в простейшем случае достаточно задать скольжение и проверить соответствие его реальному процессу путем простого расчета по замеренному периоду и заданному неизменному значению частоты ротора. Если величины скольжений разойдутся, необходимо ввести коррекцию в блок $(1-s)$ [135,137, 139,140].

2.4. Методико-технологическое пояснение совокупного системного оборудования для регулирования напряжения (ССОДРН) на САГ

Необходимость применения средств регулирования напряжения, таких как ССОДРН, на зажимах САГ при изменении нагрузки в целях более полного использования габаритов машины является очень важной задачей.

Известно, что условием использования САГ является регулирование напряжения на его зажимах при изменении нагрузки. Долгое время практическое применение САГ сдерживалось отсутствием достаточно эффективных ССОДРН. В настоящее время накоплен определенный опыт в разработке ССОДРН автономных САГ. Здесь произведено сопоставление существующих систем стабилизации напряжения и выделены наиболее перспективные из них.

Системы стабилизации можно разделить на две основные группы по способу регулирования:

- 1) по отклонению регулируемой величины;

2) по возмущающему воздействию (компаундирование).

ССОДРН могут быть и комбинированными, то есть включающими в себе элементы компаундирования с последующей коррекцией по отклонению регулируемой величины.

Но прежде чем рассматривать каждый из способов стабилизации, необходимо поставить задачу критерия выбора схемы.

Одним из основных способов регулирования напряжения является метод параллельной емкостной компенсации. Как известно, емкостное возбуждение САГ осуществляется с помощью конденсаторов, подключенных параллельно к зажимам машины. Их емкостная реактивная мощность Q_c определяется по формуле:

$$Q_c = U_c^2 \omega C, \quad (2.4.1)$$

где U_c – напряжение на конденсаторах; ω – угловая частота; C – емкость конденсаторов.

Эта зависимость объясняет причину крутопадающего вида внешних характеристик генератора. Всякое, даже самое незначительное уменьшение напряжения на зажимах, вызываемое, например, ростом потерь напряжения с увеличением нагрузки, приводит к резкому ослаблению емкостной мощности, которая находится в квадратичной зависимости от напряжения. С уменьшением Q_c неизбежно связано ослабление магнитного поля машины, что в свою очередь приводит к прогрессивному спаду U_c , а следовательно, и к уменьшению Q_c , вплоть до полной потери индукции, без чего самовозбуждение генератора невозможно.

Для стабилизации напряжения необходимо регулирование емкостной мощности возбуждения Q_c в зависимости от величины и характера нагрузки.

В принципе такое регулирование может быть не автоматическим. Возможна, например, ручная коммутация емкости конденсаторной батареи возбуждения. Разновидностью того же метода является распределение по потребителям емкости, заранее рассчитанной и включаемой вместе с потребителями.

Общим недостатком методов неавтоматического регулирования являются их неудобство, громоздкость и отсутствие практической возможности обеспечить плавность регулирования. Поэтому большая часть предлагаемых средств основывается на использовании методов автоматического регулирования емкостной мощности.

Автоматическое регулирование емкости конденсаторов может быть выполнено с помощью тиристорных, управляемых усиленными сигналами, пропорциональными отклонению линейного напряжения.

Имеется ряд схем автоматической параллельной емкостной стабилизации напряжения с использованием нелинейных элементов, обеспечивающих возможность плавного регулирования емкостной мощности конденсаторов. В качестве такого индуктивного нелинейного элемента цепи используются насыщенные дроссели, подключаемые, как и конденсаторы возбуждения, к зажимам генератора. Условием нормального возбуждения генератора является соблюдение баланса между емкостной мощностью конденсаторов Q_C и индуктивной мощностью цепи Q_L . Наличие дросселя-насыщения требует некоторого увеличения емкости для достижения этого баланса при холостом ходе.

При уменьшении напряжения с ростом нагрузки баланс мощностей Q_L и Q_C нарушается за счет относительно большого спада Q_L , что обусловлено нелинейностью вольтамперной характеристики дросселя. На рисунке 2.4.1 показан относительный прирост Q_C , который обеспечивает возбуждение генератора.

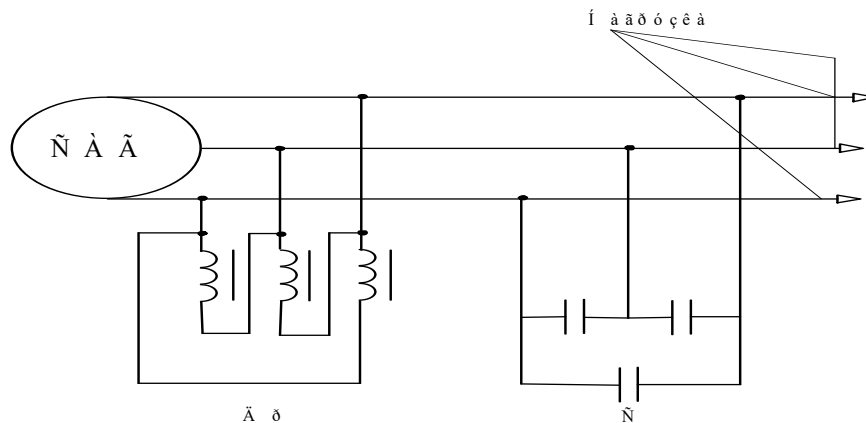


Рисунок 2.4.1. Схема автоматического регулирования напряжения САГ с помощью дросселя-насыщения

Продольно-емкостная компенсация, в отличие от параллельной, предусматривает последовательное включение компенсационной емкости в линию питания потребителей, при этом конденсаторы, подключенные

параллельно линейным зажимам, являются источниками емкостной мощности начального возбуждения генератора. Компенсационная емкостная мощность Q_{ck} , стабилизирующая напряжение на потребителях с ростом нагрузки, обеспечивается последовательными конденсаторами. Эта мощность находится в квадратичной зависимости от линейного тока I , а также от емкостного сопротивления конденсаторов X_c :

$$Q_{ck} = I^2 \cdot X_c \quad (2.4.2)$$

Следовательно, компенсационные конденсаторы являются весьма действенным средством автоматического регулирования емкостной мощности в функции тока нагрузки.

Продольно-емкостная компенсация связана с применением конденсаторов сравнительно больших емкостей. Для уменьшения емкости конденсаторы включаются в сеть не непосредственно, а с помощью специально рассчитанных для этого трехфазных сериес-трансформаторов. Такое включение связано с некоторым увеличением рабочего напряжения конденсаторов. Это, однако, не оказывает существенного влияния на их стоимость, поскольку конденсаторы, включаемые последовательно с потребителями, должны выбираться с некоторым запасом электрической прочности, учитывая возможность короткого замыкания на нагрузку.

По сравнению с прямым включением конденсаторов применение сериесных трансформаторов дает существенное сокращение веса и стоимости компенсационной установки. Квадратичная зависимость емкостной мощности последовательных конденсаторов от тока ведет при этом к увеличению компенсационного действия этих конденсаторов и повышает их значение для стабилизации напряжения (см. рисунок 2.4.2).

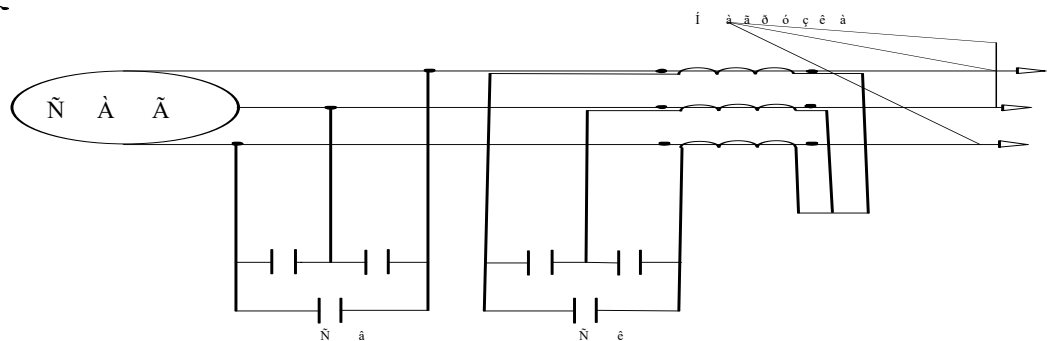


Рисунок 2.4.2. Схема продольно-емкостной компенсации

Представленные выше методы и средства регулирования напряжения, содержащие дроссели-насыщения с массивными ферромагнитными сердечниками и с серийными трансформаторами, при продольно-емкостной компенсации используются на САГ. При их работе на автономных микроГЭС без специально подготовленных электромехаников будут возникать существенные проблемы.

Довольно хорошо знакомы аппараты для регулирования напряжения автономных САГ с конденсаторными батареями, используемыми для возбуждения, к которым следует отнести дроссели магнитных усилителей, имеющие достаточно сложные обмотки и тяжелые ферромагнитные сердечники. Их характеристические объемно-массовые параметры весьма значительны, но при этом они все-таки остаются достаточно не простыми в электронно-механических аспектах.

Исходя из вышесказанного, возникла потребность в разработке электронного регулятора емкостного тока для использования его в ССОДРН для САГ.

Как было отмечено выше, сущность ССОДРН для САГ на рассматриваемой микроГЭС заключается в регулировании рабочего скольжения генератора. Действительно, ранее было показано, что САГ представляет резонансный LC -контур, в котором индуктивность L является нелинейной за счет насыщения ферромагнитного сердечника, выполненного из электротехнической стали. В более ранних конструкциях даже использовали отдельный насыщающий дроссель. Однако здесь впервые предложена совершенно новая конструкция регулятора, в которой изменяется не индуктивность, а реактивный ток емкости. Сама емкость остается постоянной. Это существенно упрощает конструкцию, а следовательно, и уменьшает стоимость микроГЭС, поэтому эту конструкцию будет выгодно устанавливать даже на водотоках с малым расходом воды, которые раньше считали совершенно нерентабельными. На разработанный регулятор реактивного тока для САГ с постоянной емкостью (патент РФ на изобретение № 2394355 от 10.07.2010. Бюл. № 19).

Сущность регулирования реактивного тока заключается в том, что при регулировании изменяется активное сопротивление, включенное последовательно с выбранной неизменной емкостью. Одновременно меняется и реактивная (емкостная) составляющая тока. Конечно, изменение емкостного тока сопровождается заметным нарастанием потерь активной мощности в регулируемом сопротивлении. Конечно же, эти потери

осознаны, так как регулятор в конструктивном отношении оказывается очень простым и дешевым. Тем не менее в этой ССОДРН имеются два режима, которые не сопровождаются потерями активной мощности. Действительно, этих потерь нет, когда сопротивление регулируемого резистора равно нулю или бесконечности. Проведенный экономико-технический анализ дал возможность сделать вывод о том, что лучше принять указанные выше активные потери.

Схема разработанного регулятора приведена на рисунке 2.4.3.

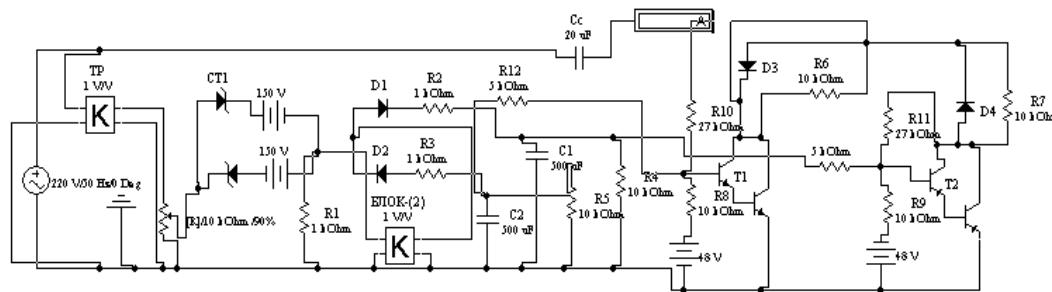


Рисунок 2.4.3. Схема электронного регулятора емкостного тока ССОДРН для САГ

Схема набрана на компьютере в программе EWB по тем же обоснованиям, что и в случае применения ее для анализа самого САГ. Напряжение статора САГ здесь моделируется источником напряжения U_{cm} , с номинальной частотой $f = 50$ Гц. Далее этот источник подключен к идеальной модели измерительного трансформатора (Tr) напряжения, выполненного на блоке усиления – К. При анализе в окне указанного блока – К можно очень быстро изменять его коэффициент трансформации. Далее для организации измерительного элемента, определяющего установку начала регулирования, устанавливаются встречно включенные стабилитроны СТ1, СТ2. Видно, что здесь использована эквивалентная схема стабилитрона на идеальном диоде с подбором от источника постоянного напряжения. Установка момента стабилизации и пробоя стабилитрона здесь выполняется достаточно эффективно. Конечно, здесь вполне возможно установить заданный стабилитрон из набора, предлагаемого программой EWB.

На резисторе R1 выделяются «верхушки» синусоиды, прошедшие порог стабилизации. Далее планировалось ставить операционный усилитель для регулируемого усиления этих «верхушек», но здесь очень удобно поставить еще один блок усиления К2. Затем полученное напряжение выпрямляется диодом D1, который через резистор R2 заряжает конденсатор C1. Таким образом, на конденсаторе C1 появляется выпрямленное

напряжение, которое полностью подготовлено к управлению транзисторами Т1 и Т2. Те же процессы наблюдаются с диодом D2, но здесь получаем отрицательное управляющее напряжение. Резисторы – R4, R5 разряжают конденсаторы – C1 и C2, при понижении величины регулируемого напряжения статора U_c .

Регулирующим элементом в данной системе являются два составных транзистора Т1 и Т2, выполненных, как видно, по схеме Дарлингтона (составные транзисторы). Каждый составной транзистор проводит свою полярность тока через силовые диоды – D3, D4. Сами составные транзисторы в дальнейшем были собраны на высоковольтных транзисторах типа *KT-808*. Сопротивления R6, R7 для силовой модели не нужны, но при реализации ее в схеме EWB они необходимы для сглаживания точки перегиба вольт-амперной характеристики виртуального диода. Начальная точка смещения для транзисторов задается резисторами R8, R9. Эти резисторы запитаны от отдельных аккумуляторов, заряжаемых от миниатюрной солнечной батареи оперативным током [107].

Резисторы отрицательной обратной связи R10, R11 включены между коллектором каждого составного транзистора – К и его базой – Б. Величина этих сопротивлений очень важна, так как она в значительной степени определяет крутизну регулировочной характеристики регулятора. Регулируемый переменный ток от электронной схемы через амперметр – А и силовой конденсатор – C_c поступает на статор САГ, с напряжением U_{cm} . Резисторы R12, R13 определяют величину запирающего тока в базы транзисторов Т1 и Т2 от сглаживающих конденсаторов C1 и C2. Таким образом, при увеличении напряжения на статоре U_{cm} выше номинального напряжения генератора это напряжение с вторичной обмотки измерительного трансформатора T_p пробивает стабилитроны СТ1 и СТ2, и его верхушки выделяются на сопротивлении R1 и затем усиливаются блоком К. На диодах D1 и D2 происходит разделение импульсов по знакам и заряд конденсаторов C1 и C2. Если напряжение на статоре генератора $U_{ст}$ равно номинальному напряжению, то составные транзисторы открыты таким смещением через R8, R9 и через амперметр-А идет некоторый ток с большим содержанием емкостной составляющей. Даже если напряжение статора понизилось по любой причине, ток, проходящий через стабилитроны СТ1 и СТ2, резко снижается и уменьшается. Так же уменьшается ток через резисторы R12 и R13, поступающий в базы транзисторов. И так как эти токи были запирающими, то транзисторы начинают открываться, и

увеличивается ток через конденсатор C_c , поступающий в ветвь намагничивания статора генератора. Частота поля статора снижается, скольжение увеличивается, и напряжение U_{cm} начинает подтягиваться к номинальному значению. Обратная картина имеет место при случайном повышении напряжения на статоре, например, при отключении части нагрузки [131,134,135,137,140].

Аналитическое исследование системы: САГ, электронного регулятора, частотомера и двигательной нагрузки представляет собой сложную задачу. Эту задачу можно решить математическим моделированием с использованием компьютерной программы EWB, представленной на рисунке 2.4.4.

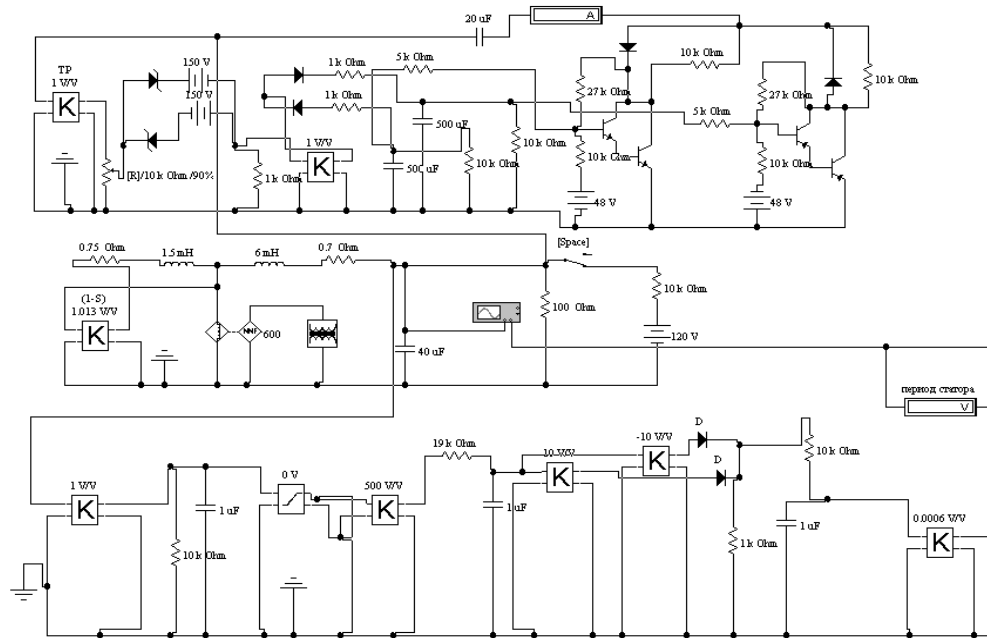


Рисунок 2.4.4. Компьютерная схема системы: САГ, частотомер, регулятор и нагрузки

На рисунке 2.4.5 представлены внешние характеристики САГ при различных режимах работы:

- 1) кривая 2 ($\cos\varphi = 1$) – это работа генератора только на активную нагрузку без регулятора;

- 2) кривая 1 ($\cos\varphi = 0.8$) – работа генератора на двигательную нагрузку без регулятора;
- 3) кривая 3 ($\cos\varphi = 0.8$) – работа генератора с регулятором.

Работа САГ на двигательную нагрузку без ССОДРН позволяет использовать мощность источника на 10÷20 % при низких качественных показателях электроэнергии. Работа САГ только на активную нагрузку, без ССОДРН позволяет использовать только 50 % мощности источника.

Работа САГ на двигательную нагрузку с ССОДРН дает возможность использовать 100 % мощности источника при хороших, качественных показателях ЭЭ.

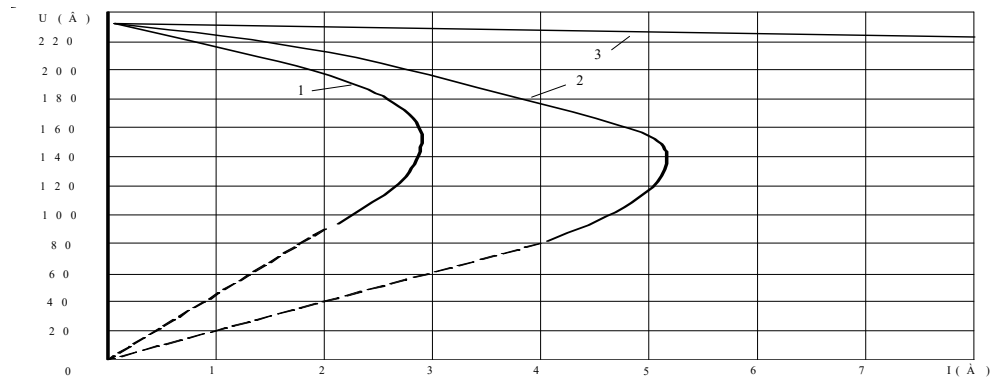


Рисунок 2.4.5. Внешние характеристики САГ при различных режимах работы

На рисунках 2.4.6 и 2.4.7 представлены характеристики изменения напряжения и тока в зависимости от скольжения при $\cos\varphi = 1 \div 0,8$ соответственно.

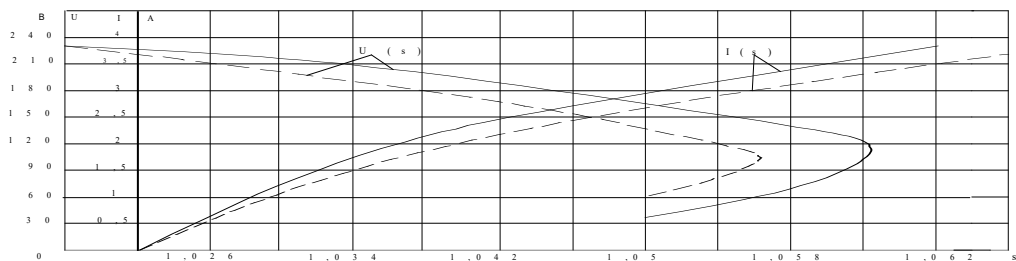


Рисунок 2.4.6. Зависимость напряжения и тока от скольжения при $\cos\varphi = 1$

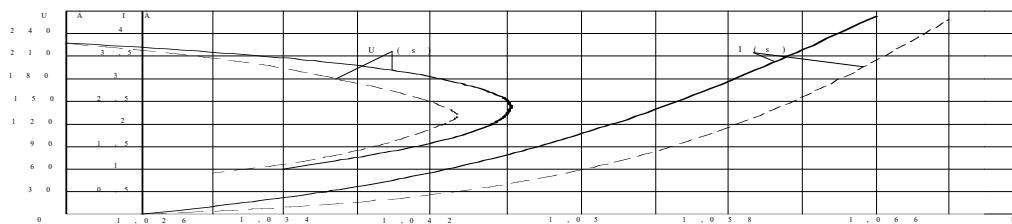


Рисунок 2.4.7. Зависимость напряжения и тока от скольжения при $\cos\varphi = 0,8$

При увеличении скольжения от 1,018 до 1,06 ток изменяется от 0 А до 3,5 А почти по линейной зависимости, напряжение при этом уменьшается с 230 В до 160 В. После увеличения некоторого скольжения происходит развозбуждение генератора, эти характеристики получены на компьютерной модели в программе EWB.

На рисунке 2.4.7 сплошными линиями показаны результаты на физической модели, а пунктирными линиями – на компьютерной модели в программе EWB[135,137,158,161].

Расхождения между экспериментальными характеристиками САГ физической и компьютерной модели находятся в пределах 4–7 %.

2.5. Исследование работы асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором (АДсКР) в режиме генератора для микроГЭС

Промышленностью по хорошо отработанным технологиям выпускается большое разнообразие АДсКР по типу исполнения, мощности, скорости вращения. Это позволяет создавать САГ на их основе, сочленяющиеся с гидротурбинами различных размеров и мощностей. Поэтому в разрабатываемой микроГЭС в качестве генератора используется трехфазный серийный АДсКР общепромышленного использования, к статорным обмоткам которого параллельно подключаются конденсаторы возбуждения.

При расчете СВК и передаточного механизма необходимо знать электромагнитный момент САГ, который может быть определен по известной формуле:

$$M = \frac{m_1 P}{\omega_1} \cdot \frac{U_1^2 \frac{r_2'}{s}}{\left(\frac{r_2'}{s}\right)^2 + x_k^2} \quad (2.5.1)$$

где m_1 – число фаз; p – число пар полюсов; ω_1 – угловая частота вращения поля статора; U_1 – напряжение на зажимах статора; $x_k = x_1 + x_2'$ – индуктивное сопротивление короткого замыкания АДсКР.

Очевидно, что вращающий момент АДсКР:

- пропорционален квадрату напряжения фазы;
- является сложной функцией скольжения.

Придавая скольжению значение $s = 1$, получается значение для выражения начального пускового момента:

$$M = M_n = \frac{m_1 P}{\omega} \cdot \frac{U_1^2 r_2'}{(r_2')^2 + x_k^2} \quad (2.5.2)$$

Для определения критического скольжения определяем производную момента по скольжению $dM/ds = 0$, при этом рассчитываем критическое скольжение $s_k = \pm \frac{r_2'}{x_k}$. Положительное значение скольжения соответствует двигательному режиму, а отрицательное – генераторному. Подставив s_k в формулу, находим максимальный момент:

$$M = M_{\max} = \frac{m_1 p}{\omega_1} \cdot \frac{U_1^2 x_k}{x_k^2 + x_k^2} = \frac{m_1 p}{\omega_1} \cdot \frac{U_1^2}{2 x_k} \quad (2.5.3)$$

Выясним составляющую механико-характеристических параметров, воспользовавшись формулой Клосса

$$M = \frac{2 M_{\max}}{\frac{s}{s_k} + \frac{s_k}{s}} \quad (2.5.4)$$

при $s_k = const$.

Данное выражение необходимо разделить на две составляющие:

1) зона малых скольжений $s/s_k \approx 0$, при этом механико-характеристические параметры больших скольжений принимает вид, показанный на рисунке 2.5.1. Тогда $M = \frac{2M_{\max} \cdot s}{s_k}$ и является линейной функцией.

2) для зоны $s_k/s = 0$, при этом $M = \frac{2M_{\max} \cdot s_k}{s}$ и характеристика $M = f(s)$ приобретает гиперболический вид. Перегрузочную способность АДсКР определяем по выражению $\beta = M_{\max}/M_n$, обычно она составляет 1,7 – 2,2.

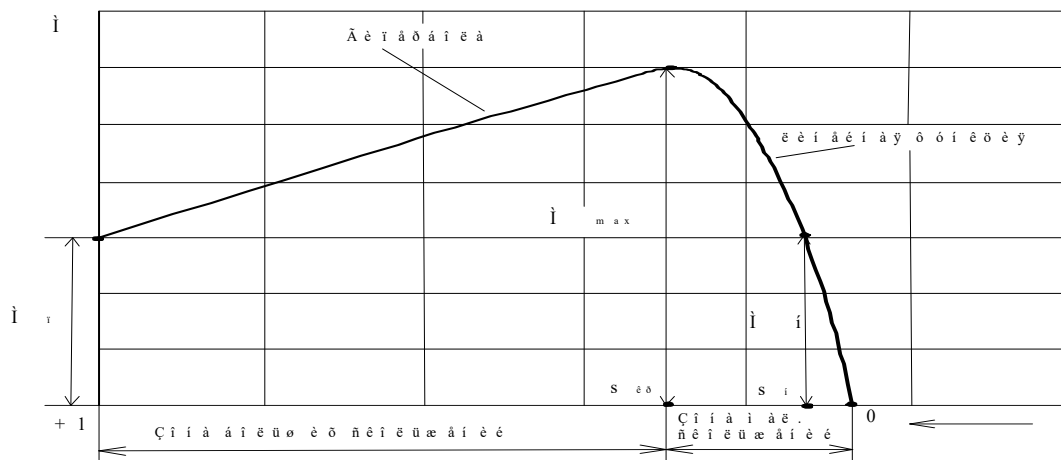


Рисунок 2.5.1 - Механико-характеристические параметры АДсКР

Устойчивая работа системы, включающей АДсКР и приводной механизм, достигается при $M = M_c$, где M_c – это обратный момент рабочей машины. Это равенство не может выполняться длительно из-за возможной небольшой волатильности режима. Если после сокращения волатильности система возвращается в исходное состояние, определяемое равенством $M = M_c$, то она является устойчивой.

Нарисуем полную механическую характеристику при различных режимах работы АДсКР. В данном случае механическая характеристика АДсКР в режиме генератора описывается линейной зависимостью, представляемой жирной линией, и будет иметь вид, показанный на рисунке 2.5.2.

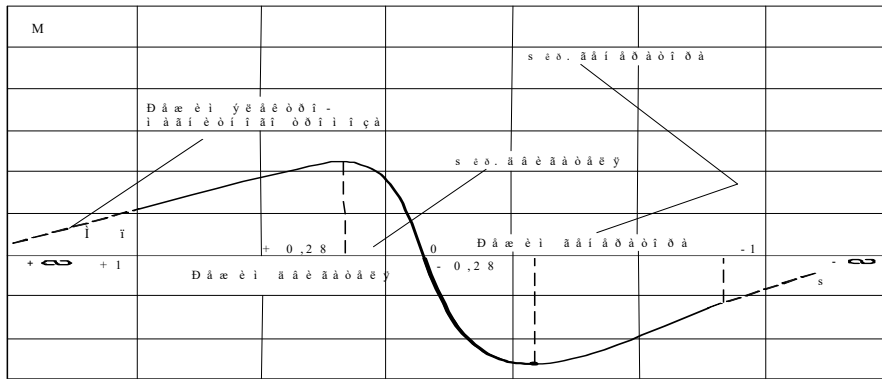


Рисунок 2.5.2. Механико-характеристические параметры АДсКР

$$M = \frac{2 M_{\max} \cdot s}{s_k} = -7 M_{\max} \cdot s \quad (2.5.5)$$

Для исследуемого АДсКР $r_2' = 0,85 \text{ Ом}$; $x_k = 3 \text{ Ом}$, отсюда $s_k = -0,28$. Произведя подстановку максимального момента выражения, получим значение момента вращения генератора.

$$M_{\text{АДсКР}} = -7 \frac{m_1 P}{\omega_1} \cdot \frac{U_1^2}{2 x_k} \cdot s \quad (2.5.6)$$

Исследованием механико-характеристических параметров асинхронного двигателя получено выражение, являющееся формулой момента АДсКР в режиме генератора (РГ) от скольжения. [93,135,137,155,158].

2.6. Экспериментально-исследовательские изыскания применения АДсКР в РГ

Получение экспериментально-исследовательских характеристических параметров автономного САГ на базе асинхронного двигателя при режимах его возбуждения и развозбуждения было проведено на лабораторном стенде. Её принципиальная электрическая схема изображена на рисунке 2.6.1.

Важнейшая составляющая этой лабораторной установки – АДсКР и приводной двигатель, установленные на общей раме. В качестве САГ применяется стандартный АДсКР типа АИР80А2У3. Он имеет следующие параметры:

- 1) рабочее напряжение $U_n = 380 \text{ В}$;
- 2) активная мощность $P_n = 1,5 \text{ кВт}$;

- 3) рабочий ток фазы статора $I_n = 3,26 \text{ A}$;
- 4) частота вращения ротора $n_n = 2880 \text{ мин}^{-1}$;
- 5) частота питающей сети $f = 50 \text{ Гц}$;
- 6) коэффициент мощности $\cos\varphi = 0,85$.

В качестве приводного двигателя используется двигатель постоянного тока с независимым возбуждением (ДПТНВ) типа 2ПН100LYХЛ4 с активной мощностью $P_n = 2,2 \text{ кВт}$ и частотой вращения ротора $n_n = 3150 \text{ мин}^{-1}$.

Мощность СВК можно рассматривать как линейную функцию расхода воды, в связи с этим в качестве приводного двигателя, имитирующего работу водяного колеса, применяется ДПТНВ.

Ротор САГ и якорь ДПТНВ соединены между собой муфтой. Изменение скорости вращения ротора САГ и мощности ДПТНВ осуществляется за счет изменения напряжения питания на якоре и обмотки возбуждения автотрансформатора Т марки РНО-250-10. Напряжение сети через автомат QF подается на автотрансформатор. С вторичной обмотки автотрансформатора напряжение подается на однофазные мостовые выпрямители (В1-В4) и далее поступает на якорь и обмотку возбуждения ДПТНВ.

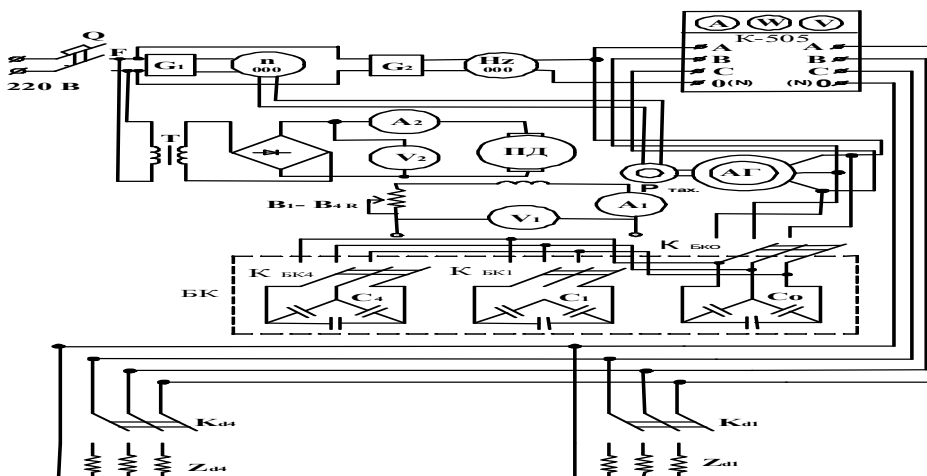


Рисунок 2.6.1. Принципиальная электрическая схема лабораторной установки для исследования режимов работы автономного САГ

Регулировка частоты вращения ротора ДПТНВ осуществляется как следствие изменения коэффициента трансформации на автотрансформаторе

(АТр) за счет изменения активного сопротивления реостатом $R_{ов}$ в обмотке возбуждения. Для получения данных по току и напряжению в цепях якоря и в обмотке возбуждения предусмотрены амперметры А2 и А1, вольтметры V2 и V1 соответственно. Класс точности этих измерительных приборов – 1,5.

Контактор $K_{бко}$ дает возможность получать как мягкое, так и жесткое возбуждение САГ. Также при помощи контакторов $K_{бк1}$, $K_{бк4}$ параллельно основной ступени батареи конденсаторов возбуждения C_0 осуществляется подключение еще четырех ступеней емкости С1-С4, что дает возможность изменять емкость конденсаторов возбуждения в диапазоне от 8 до 16 мкФ на фазу с шагом в 2 мкФ. При помощи измерителя RLCT-22 проверяется емкость каждой батареи, максимальная погрешность которой составляет 5 %.

При проведении экспериментально-исследовательских работ проводится регулировка скоростных параметров АДсКР, при этом меняются схемы соединения статорных обмоток и конденсаторов возбуждения.

Контроль скорости вращения ротора АДсКР производится при помощи электронного тахометра, который устанавливается на одном валу с ДПТНВ.

Комплектный измерительный прибор К-505, имеющий класс точности - 0,5, используется для получения значений тока, напряжения, мощности во всех трех фазах САГ. Для определения частоты тока применяется электронный прибор ЧЗ-54, в состав которого входит блок питания G_2 и аналоговой цифровой шкалы H_z . Также у этой лабораторной установки имеется возможность включения в цепь САГ различной активной нагрузки в виде четырех последовательно соединенных реостатов типа РПШ-2 с сопротивлениями: 1 – 500 Ом, 2 и 3 – 100 Ом и 4 – 40 Ом.

При проведении эксперимента включением автоматического выключателя QF подается напряжение на блоки питания тахометра G_1 и частотомера G_2 . После установления напряжения на обмотке возбуждения ДПТНВ увеличивается напряжение на якоре, что приводит к пуску ДПТНВ и увеличению вращения якоря. При определенной скорости вращения ротора и включенном рубильнике $K_{бко}$ с емкостью C_0 наступает возбуждение САГ.

По экспериментальным данным из рисунков 2.6.2 и 2.6.3 можно заключить, что в относительных единицах значения скоростей возбуждения и развозбуждения совпадают и нелинейно убывают с увеличением приведенной емкости конденсаторов.

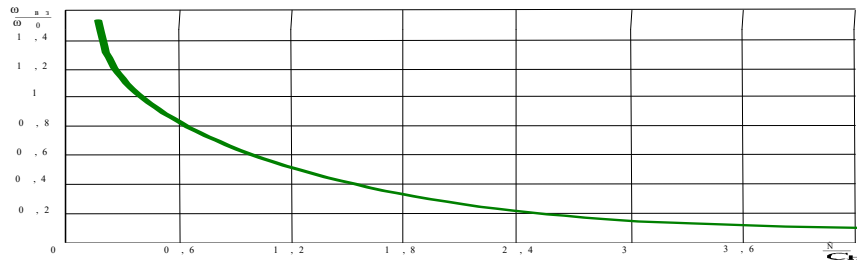


Рисунок 2.6.2. Зависимость скорости возбуждения от величины емкости

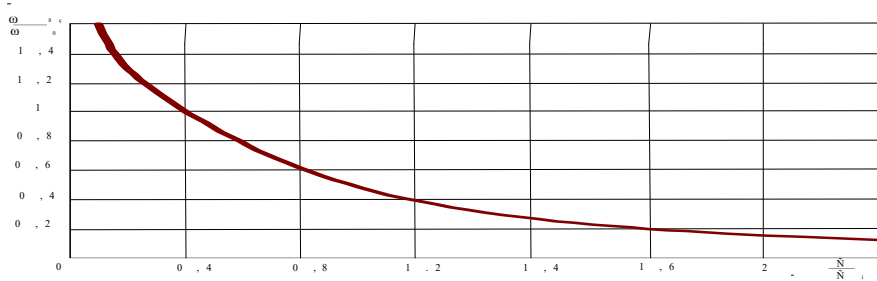


Рисунок 2.6.3. Зависимость скорости развозбуждения от величины емкости

Из рисунков 2.6.2 и 2.6.3 видно, что с увеличением емкости конденсаторов скорости развозбуждения и возбуждения уменьшаются по гиперболическому закону:

- в 2,2 раза при изменении емкости от $0,2C_n$ до C_n ;
- в 1,4 раза при изменении емкости от C_n до $2C_n$;
- в 1,2 раза при изменении емкости от $2C_n$ до $3C_n$.

Таким образом, на холостом ходу возбуждение и развозбуждение САГ происходит примерно при одних и тех же скоростях вращения ротора.

На рисунках 2.6.4 и 2.6.5 представлены зависимости напряжений возбуждения ($U_{вз}$) и развозбуждения ($U_{рз}$) от величины приведенной емкости конденсаторов. По оси ординат отложены значения напряжения возбуждения и развозбуждения, приведенные к номинальным напряжениям (U_n). Из полученных результатов становится видно, что относительные значения напряжений возбуждения и развозбуждения практически совпадают и нелинейно уменьшаются с возрастанием емкости конденсаторов.

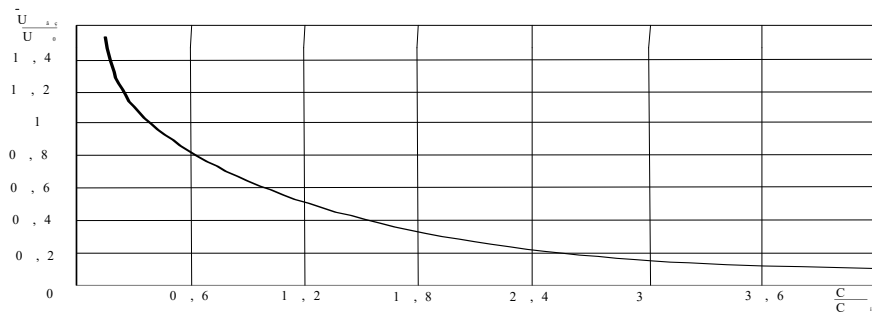


Рисунок 2.6.4. Зависимость напряжения возбуждения от величины емкости

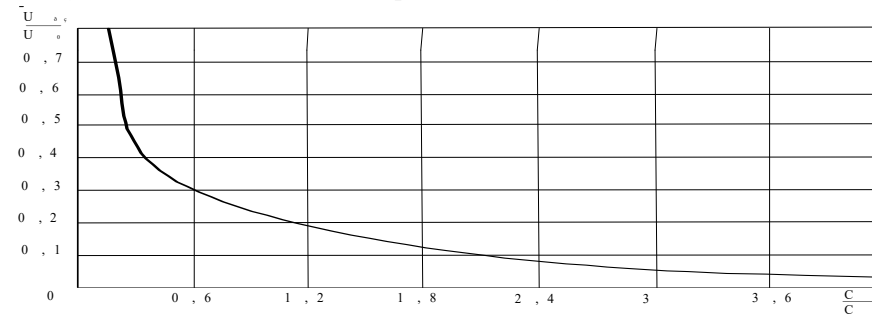


Рисунок 2.6.5. Зависимость напряжения развозбуждения от величины емкости

Исходя из результатов характеристических параметров, полученных в результате проведенных экспериментов, становится очевидно, что при увеличении значения емкости конденсаторов возбуждения величины отношений напряжений при работе САГ без нагрузки существенно уменьшаются.

На рисунках 2.6.6, 2.6.7, 2.6.8, 2.6.9 показаны зависимости относительных скоростей и напряжений возбуждения и развозбуждения ($\omega_{вз}/\omega_0$), ($\omega_{рз}/\omega_0$), ($U_{вз}/U_n$) и ($U_{рз}/U_n$), соответственно, от величины отношений емкости (C/C_n) конденсаторов возбуждения под нагрузкой.

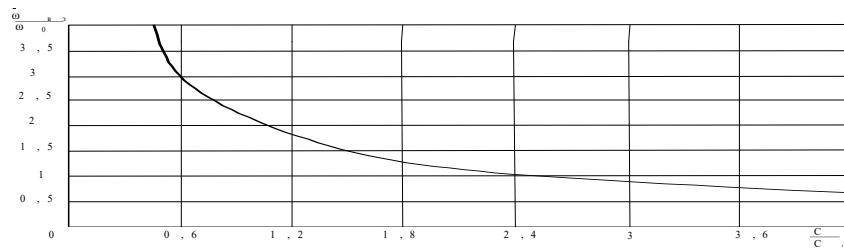


Рисунок 2.6.6. Зависимость скорости от величины емкости под нагрузкой

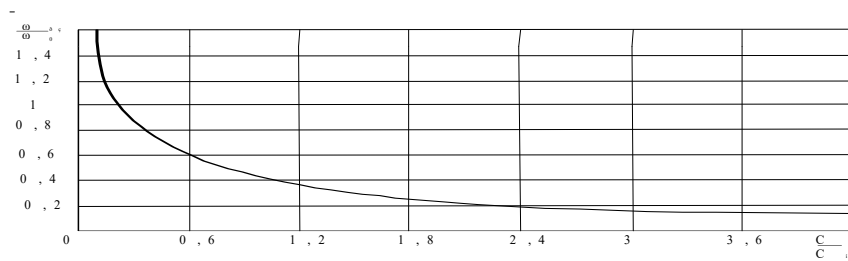


Рисунок 2.6.7. Зависимость скорости развозбуждения от величины емкости под нагрузкой

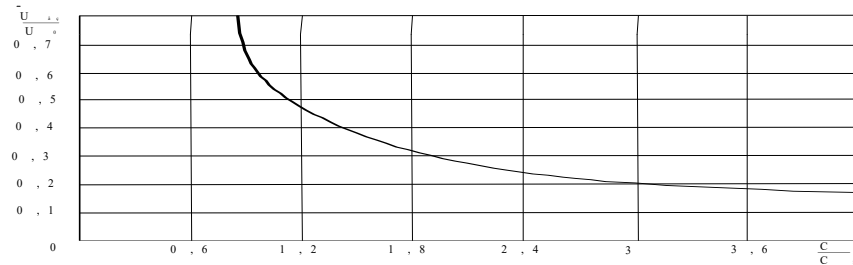


Рисунок 2.6.8. Зависимость напряжения возбуждения от величины емкости под нагрузкой

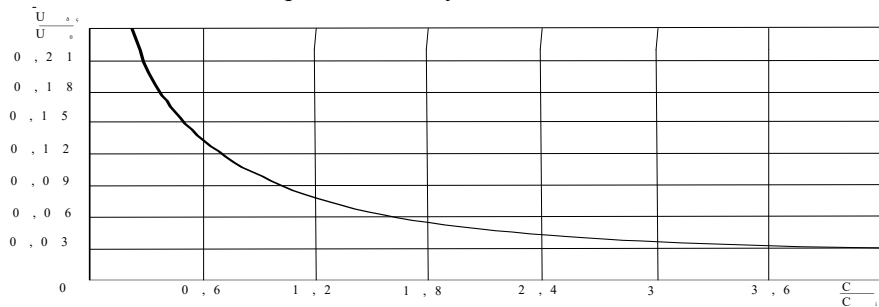


Рисунок 2.6.9. Зависимость напряжения развозбуждения от величины емкости под нагрузкой

При работе САГ на холостом ходу скорости возбуждения и развозбуждения имеют одинаковые значения, а под нагрузкой – скорость возбуждения больше скорости развозбуждения на 20 %. При этом скорости возбуждения и развозбуждения при работе САГ под нагрузкой больше, чем на холостом ходу, на 35 и 16 % соответственно. А вот напряжение возбуждения на холостом ходу и под нагрузкой совпадает, при том что напряжение развозбуждения на холостом ходу в 2,5 раза больше, чем под нагрузкой.

Полученные результаты исследования режимов возбуждения и развозбуждения САГ дают возможность определить значения, соответствующие основополагающей емкости конденсаторов возбуждения, которые не превышают их рабочих значений.

Из этих характеристических особенностей видно, что при изменении нагрузки, подключаемой параллельно конденсаторам возбуждения от 500

Ом до 40 Ом, ток нагрузки увеличивается от 1 А до 3,5 А. При этом на валу САГ повышается тормозной момент, в результате которого частота вращения ротора уменьшается с 50 Гц до 49,5 Гц, и это в свою очередь увеличивает скольжение s до 1,07.

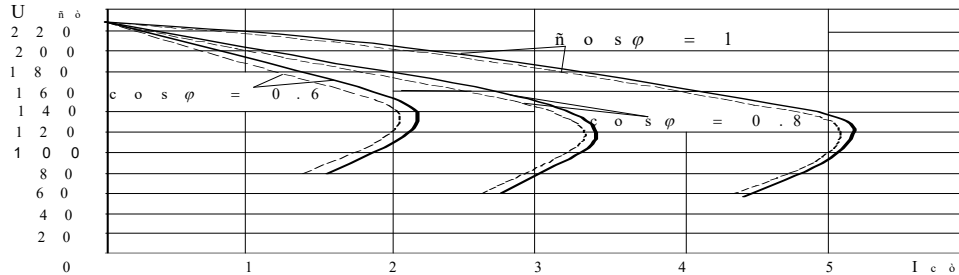


Рисунок 2.6.10. Внешние характеристики САГ при $\cos\varphi = 0,6 \div 1$

На рисунке 2.6.10 виден одинаковый характер изменения ГЛ 1-3. При увеличении тока нагрузки напряжение нелинейно уменьшается в диапазоне тока от 1 А до 3,5 А, напряжение уменьшается от U_n до $0,7U_n$. При дальнейшем увеличении нагрузки напряжение резко снижается, и происходит развозбуждение САГ. Самым тяжелым режимом работы является подключение активно-индуктивной нагрузки с $\cos\varphi = 0,6$. Здесь САГ несет только 10 % от номинальной мощности. При подключении активной нагрузки $\cos\varphi = 1$ САГ несет до 50 % от номинальной мощности [93,135, 137,155,158,161,164,165, 241].

2.7. Конструктивные элементы системы микроГЭС

Система микроГЭС состоит из СВК, звездочки, редуктора, карданного вала, САГ, системы стабилизации напряжения и подключаемой нагрузки.

В качестве первичного двигателя используется СВК с внешним диаметром $d = 2,2$ м, с внутренним диаметром $d = 1,7$ м, с шириной 0,6 м.

Вращающий момент от вала первичного двигателя – гидротурбины к редуктору передается через звездочку с коэффициентом увеличения 4, цепную передачу и карданный вал. Редуктор, соединяющий вал гидротурбины с валом САГ, имеет передаточное число 40 и состоит из 4 пар цилиндрических шестеренок, размещенных в специальном корпусе, в

который заливается автомобильное минеральное масло для смазки. Карданный вал вставляется в подшипник, жестко закрепленный на подставке СВК. На этом же конце карданного вала насаживается малая звездочка. Малая звездочка соединяется с большой звездочкой цепной передачей. Диаметр малой звездочки в четыре раза меньше большой. Большая звездочка устанавливается на одном валу с СВК, со своим подшипником. СВК имеет свои два подшипника и одинаковую частоту вращения с большой звездочкой, равной $n_{СВК} = 19$ об/мин. Карданный вал вращается с частотой вращения $n_{к.в.} = 76$ об/мин. На выходе редуктора имеем $n_p = 3040$ об/мин. САГ вращается с частотой вращения $n_{САГ} = 3040$ об/мин, что необходимо для электрической машины, имеющей одну пару полюсов.

На рисунке 2.7.1 представлена конструктивная схема микроГЭС, на которой (1) – САГ, (2) – редуктор, (3) – вал, соединяющий САГ и редуктор, (4) – карданный вал, (5) – малая звездочка, жестко насаженная на карданный вал, (6) – цепная передача от большой звездочки к малой звездочке, (7) – большая звездочка, (8) – удлиненный вал, на котором находится большая звездочка и СВК, (9) – подшипники, закрепленные на удлиненном валу (8), (10) – СВК.

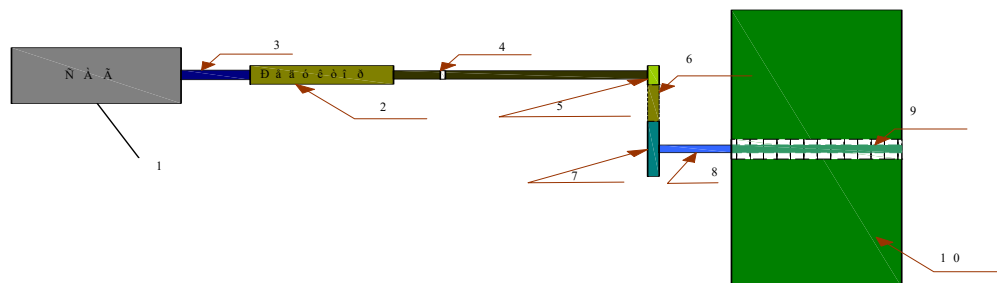


Рисунок 2.7.1. Конструктивная схема микроГЭС

В качестве САГ на микроГЭС использован трехфазный АДсКР мощностью 5 кВт, напряжением 220 В и частотой 50 Гц.

Поставщиком реактивной мощности для САГ является батарея статических конденсаторов. На микроГЭС для возбуждения САГ к выводам его статорной обмотки подключена батарея конденсаторов типа МБГЧ общей емкостью 72 мкФ (по 24 мкФ на фазу, соединенных по схеме треугольник) [93,122,123,129].

На рисунке 2.7.2. изображен внешний вид СВК в слесарно-сборочной мастерской до установки.



Рисунок 2.7.2. Внешний вид натурно-опытного(Н-О) образца до установки

На рисунке 2.7.3. представлено начало испытаний Н-О образец микроГЭС.



Рисунок 2.7.3. Начало испытаний установки СВК

На рисунке 2.7.4 представлено СВК для определения водного потенциала. Для проверки теоретических и лабораторных положений проведены Н-О эксперименты [123,129].

Программой Н-О экспериментов предусмотрено определение параметров привода СВК, САГ, совокупного системного оборудования для регулирования напряжения (ССОДРН), нагрузки, с целью создания надежного и качественного питания потребителей, а также оценки эксплуатационно-технической работы микроГЭС.



Рисунок 2.7.4. Оценка водного потенциала

На рисунке 2.7.5 показан монтаж СВК и сочленение СВК валом.



Рисунок 2.7.5. Сочленение СВК с валом

2.8. Объектно-характеристические эксперименты Н-О образца микроГЭС

Решение выше поставленных задач проводилось на Н-О образчике микроГЭС показанном на рисунке 2.7.3.

Испытания САГ с ССОДРН проводились в работе, как на активную нагрузку при $\cos\varphi = 1$, так и на активно-индуктивную нагрузку при $\cos\varphi = 0,8$.

На рисунке 2.8.1 представлена внешняя характеристика работы САГ для нескольких режимов. Подключалась как активная, так и двигательная нагрузка с автоматической системой регулирования напряжения с помощью новой электронной схемы.

Работа САГ на активную нагрузку $\cos\varphi = 1$ без автоматического регулирования напряжения позволяет использовать до 40 % мощности источника (кривая 1). При подключении двигательной нагрузки с $\cos\varphi = 0,8$ без ССОДРН есть возможность использовать мощность источника только на 10 % при низком качественном показателе электроэнергии (ГЛ-2).

Электронная ССОДРН позволяет улучшить внешние характеристики при работе генератора как на активную $\cos\varphi = 1$, так и на двигательную нагрузку $\cos\varphi = 0,8$ (кривые 3 и 4). ССОДРН позволяет использовать САГ на 100 % при хороших качественных показателях ЭЭ.

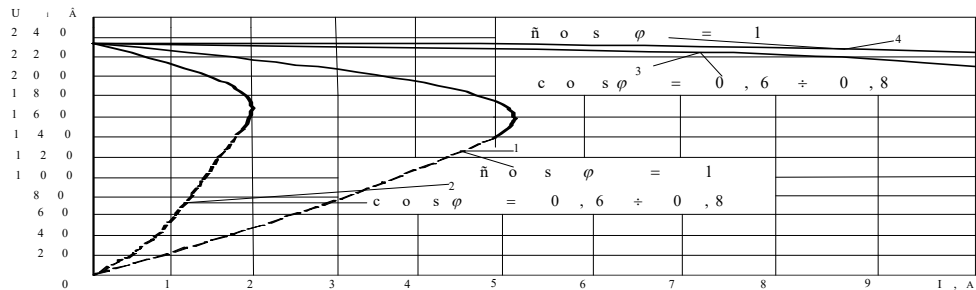


Рисунок 2.8.1. Внешние характеристики САГ для нескольких режимов работы

На рисунке 2.8.2 представлены рабочие характеристики САГ с ССОДРН, работающего с постоянной скоростью вращения.

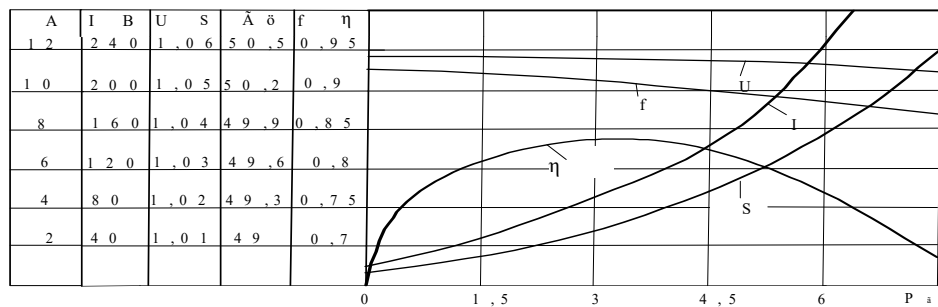


Рис.2.8.2. Рабочие характеристики САГ с ССОДРН

Напряжение на нагрузке изменяется, как было показано выше, в пределах $\pm 4\%$. Анализируя рабочие характеристики, можно утверждать, что САГ обладает достаточно жесткими характеристиками частоты и напряжения и высоким КПД, достигающим 82–83 % при загрузке САГ от 20–120 % от номинальной мощности, скольжение изменяется в пределах $0,01 \div 0,06$ [93,122,130].

2.9. Проверка устойчивости работы микроГЭС при различных режимах работы

2.9.1. Проверка микроГЭС при холостом ходе

Меня напряжение при помощи регулирования скорости вращения первичного двигателя, устанавливалось напряжение микроГЭС в диапазоне от 200 до 240 В, частота тока при этом соответствовала от 45 до 53 Гц. Колебания напряжения САГ ввиду неравномерности работы первичного двигателя гидротурбины составляли в среднем 2 % от номинального напряжения.

Колебания скорости вращения САГ проверялись по относительному изменению показаний частотомера и находятся в диапазоне изменения напряжения $U = 200\text{--}240$ В, $\Delta f = \pm 3,5$ Гц, что соответствует около 1,5 %.

При установлении напряжения холостого хода, равного $U_{x.x.} = 240$ В, частота тока при этом получалась равной $f = 50$ Гц. За время испытания в режиме холостого хода в течение 30 минут, колебания напряжения и частоты составляют ± 2 % и $\pm 1,5$ % относительно средних значений.

2.9.2. Работа микроГЭС под нагрузкой

Замерялись следующие параметрические величины: линейное напряжение, ток нагрузки фазы, мощность фазы, частота тока. В качестве нагрузки использовались осветительные приборы, холодильник, телевизор, электродрели, сварочный аппарат небольшой мощности, инкубатор. В таблице 2.9.1 приведены средние значения измеренных величин.

Изменение напряжения микроГЭС от холостого хода до максимального значения нагрузки, принятых в данных испытаниях по среднему значению, составило $U_{x.x.} = 240$ В, $U_{\text{раб.мах.}} = 220$ В, $\Delta U = 20$ В, что составило около 8 %.

Таблица 2.9.1

Внешняя характеристика микроГЭС под нагрузкой

№ п.п.	Электробытовые приборы	U , В	I , А	P , Вт	f , Гц	$\cos\varphi$
1	Холостой ход	240	-	-	52	-
2	Освещение	230	2	1000	51.8	0.99
3	Телевизор,	220	4	2000	51.7	0.98
4	Холодильник	220	4	2000	51.7	0.98

5	Стиральная машина	217	6	3000	51.4	0.95
6	Болгарка	217	8	2000	50	0.9
7	Инкубатор	215	10	5000	50	0.85

2.9.3. Наброс и сброс нагрузки

Было отмечено изменение основных величин напряжения, тока, времени при одновременном подключении к микроГЭС нагрузки. Так, при набросе 50 % от номинальной мощности микроГЭС время пуска составило 0,6 с, при этом напряжение снизилось до 190 В. Ток пуска составлял $I_{п} = 40$ А, подключение большой нагрузки привело к развозбуждению системы.

Сброс как частичной, так и всей нагрузки в целом проходил нормально. Восстановление напряжения холостого хода протекало за время менее 0,8 с.

2.9.4. Проверка режимов короткого замыкания

При трехфазном и двухфазном коротких замыканиях как при нагрузке, так и при холостом ходе, первичный двигатель – гидротурбина останавливался защитной аппаратурой, установленной на микроГЭС, срабатывал дефлектор, убирая струю воды в сторону от лопастей СВК.

2.9.5. Режим значительного увеличения воды в результате стихийных различных природных явлений

В случае экстренного увеличения воды в водоеме предусмотрены специальные отводные каналы. При увеличении уровня воды они начинают работать по принципу переливно-сливного (аварийного) устройства. Поэтому излишки воды сбрасываются через аварийный сброс, и при этом не происходит увеличения напора воды на СВК [93,122,123,129,133,134,150, 241].

2.10. Техничко-экономическое обоснование эффективности микроГЭС

Природно-климатические особенности Абхазии способствуют развитию растениеводства, овощеводства, птицеводства и животноводства. По валовой

продукции эти отрасли занимают примерно равное положение. Для развития этих отраслей необходимо электроснабжение удаленных от централизованных сетей электропотребителей, находящихся в трудно-доступных местах или в горной местности. Линии электропередачи государственной энергосистемы часто для таких потребителей находятся на расстоянии более 5 км, поэтому им для электроснабжения необходимо использовать возобновляемые источники энергии СВИЭ.

Определение экономической эффективности микроГЭС проведено в сравнении с основным существующим способом электроснабжения потребителей – государственной энергосистемой. Результаты сравнения экономической эффективности приведены в таблице 2.10.1.

Таблица 2.10.1

Расчет экономической эффективности микроГЭС

№	Статьи издержек	1-вариант микро- ГЭС (руб.)	2-вариант энергосистема (руб.)
1	Опоры с монтажом	55 000	330 000
2	Изоляция	5 000	33 000
3	Трансформаторные подстанции	-	300 000
4	Провода	4 500	30 000
5	Транспортно-технические расходы	3 000	90 000
6	Оплата работ	3 000	140 000
7	Итого	70 500	923 000

Экономическое сравнение микроГЭС по сравнению с энергосистемой дает экономию денежных средств на 1 км сооружения электрической сети порядка 852 500 руб. Кроме этого, необходимо учитывать те расходы, которые должны будут оплачиваться по тарифам за потребление электроэнергии [93,129,150,153,155,162,165].

2.11. Оптимизационно-техническое обоснование перспективности разработки, реконструкции и внедрения мини-ГЭС и МГЭС в Абхазии, для повышения общей эффективности энергетической структуры

Не вызывает больших споров, что экономическая составляющая Абхазии во многом опирается на характеристические особенности энергетической структуры. В этом контексте довольно часто упоминается обще осознанный критерий того, что стимулирующим фактором для всей системы электрификации Абхазии может и должна стать разработка, реконструкция и внедрение мини-ГЭС и МГЭС, которые назовем частью ГЭНМ или (ЧГЭНМ).

Решение этого вопроса нельзя называть легким, так как из всех действующих еще в советское время ЧГЭНМ в работе осталось их небольшое количество. При этом почти все из оставшихся в работе достаточно сильно устарели морально и физически. Поэтому им всем требуется значительная, а некоторым из них и полная реконструкция. Также следует отметить, что существенные перспективы по повышению общей эффективности энергетической структуры Абхазии находятся в плоскости не только реконструкции ЧГЭНМ, но и в области разработок и внедрения их современных образцов. При этом необходимо выделить тот факт, который определяет использование энергии небольших водотоков как одно из самых эффективных направлений.

В труднодоступных и горных районах Абхазии ЧГЭНМ могут оказаться весьма конкурентоспособными уже сейчас, в сравнении с бензиновыми переносными и дизельными стационарными электростанциями. Эти характеристики делают их достаточно востребованными у коммерчески ориентированных, небольших предприятий, различной отраслевой направленности.

Малая гидроэнергетика и, в частности, ЧГЭНМ объединяет в себе довольно большой спектр объектов гидроэнергетики, имеющих отличия между собой в мощности и типажах.

Абхазия обладает значительным гидроэнергетическим потенциалом. Здесь протекают бурные многоводные реки, которые имеют значительные перепады в диапазонах от 100 метров до 2 000 метров, но при этом все же на сегодняшний момент основное количество ЭЭ поступает с крупной Ингур ГЭС.

Однако в Абхазии имеется большое число небольших рек, которые тоже могут быть использованы для строительства на них ЧГЭНМ.

Очень много функциональных определяющих есть у малых речных водотоков. Во многом возможность выделять незначительные водные потоки из всей водной структуры Абхазии достаточно неопределенна и во многих

аспектных направлениях полагается на географо-расчетные тенденции. Также распределение рек по размерной классификации обычно не принимается во внимание, в отличие от вида использования их ресурсного потенциала.

Еще одним направлением гидрофизической субъективизации рек является величина усредненного обще годового расхода водных масс. Параметрические особенности рельефов опять же в свою очередь вносят свой вклад в типичность водных потоков в зависимости от их размеров.

Опираясь на описанные выше характеристики водотоков, принято считать малыми те горные реки, чья длина меньше 60 км, а площадь водного бассейна не больше 110 км². В аспект типичности речных водотоков также можно отнести глубины на плесах в отношении к средней ширине водных масс, характеристические параметры глубин дренажирования подземных горизонтов, а также к небольшому водотоку имеет смысл относить реку, имеющую открытый водосбор, который не охватывает подземные потоки всех горизонтов объектно-активного водосмешивания.

Рассматривая гидроэнергетические ресурсы, водные потоки делят по значениям потенциально-возможных мощностей (П-ВМ). Реки, имеющие водные массы с П-ВМ не более 1 600кВт в условиях горных местностей, относятся к малым.

Иррационально-агрессивное использование ресурсных возможностей малых водотоков, то есть их загрязнение и истощение, как правило, обычно приводит к необходимости неотложного проведения обще-природоохранных мероприятий. С этих позиций малые водные потоки имеют значительное отличие от больших водных масс. Крупные реки в основном загрязняются от объектно-локализованных источников, тогда как небольшие реки отрицательное воздействие получают от рассредоточено-загрязняющих источников. Эти условия также могут служить аспектом отнесения рек к малым.

На территории Абхазии протекает около 24 рек, которые можно отнести по классификации к малым и крупным, что показано в таблице 2.11.1.

Таблица 2.11.1

Количество малых и крупных рек на территории Абхазии

№ п/п	Названия рек Абхазии	Длина реки (км)	Площадь бассейна реки (км ²)	Среднегодовой расход воды реки (м ³ /с)	Сезонные колебания уровня воды в реке (м)
1.	Бзыбь	110	1510	97	10 - 15
2.	Кодор	84	2051	144	8 – 11
3.	Ингур	213	4060	170	7 – 10
4.	Псоу	53	421	49,2	0,7 – 1,4
5.	Аапста	35	243	35,3	0,5 - 1,3
6.	Сакен	34,7	233	34,5	0,4 – 1,2
7.	Гумиста	31,4	576	33,3	0,4 - 1,2
8.	Галидзга- (Аалдага)	27,5	483	29,4	0,6 – 1,1
9.	Гега	25,6	421	28,7	0,6 – 1,1
10.	Омаришара	24,8	397	25,9	0,5 – 1
11.	Кяласур	15,8	220	21,8	0,4 – 0,9
12.	Цхенис - Цкали	14,8	187	19,3	0,4 – 0,8
13.	Мокви	14,2	336	18,1	0,3 – 0,6
14.	Гечрипш	12,9	175	17,9	0,3 – 0,6
15.	Айцентука	12,8	275	15,3	0,3 – 0,6
16.	Джирхуа	12,7	285	16,4	0,3 – 0,6
17.	Юпшара	12,6	270	17,6	0,3 - 0,6
18.	Окум	11,9	165	14,5	0,2 - 0,5
19.	Дурипш	11,8	155	15,7	0,2 – 0,4
20.	Лашапсе	7,8	85	6,8	0,1 – 0,4
21.	Шура	7,6	75	4,3	0,1 – 0,4
22.	Хьпста	7,5	80	5,7	0,1 - 0,2
23.	Марамба	7,3	78	4,8	0,1 – 0,2
24.	Чхалта	5,3	57	3,9	0,1 – 0,2

Важнейшей характеристической особенностью реки является ее водный бассейн, который представляет собой весь сток воды – поверхностный и подземный. Водные бассейны водотоков разделяются между собой водораздельными линиями, которые, как правило, проводят по самым высоким точкам территории для поверхностного водосбора [153,155].

Все дождевые осадки, которые выпадают в водном бассейне реки, стекают в самую низкую часть местности, и она носит название тальвега. В том случае, если тальвега имеет явно выраженный уклон в определенную сторону, образуется водный поток с направлением в эту сторону, а все это направление принято называть долиной реки. При этом область долины, которая подвергается затоплению во время половодья и паводков определена как речная пойма. Выбранное водным потоком ложе, в котором водные массы двигаются до поймы, называется руслом реки. Каждое русло имеет свои границы, которые обозначаются берегами, при этом верхние бровки берегов называются бровками.

Для энергopotенциальной характеристики водного потока необходимо видеть ее продольный профиль, который показан на рисунке 2.11.1. Вместе с продольным профилем весьма целесообразно расположить ГЛ изменения площади водосбора, что позволяет визуальнo определить общую параметрическую площадь водосбора.

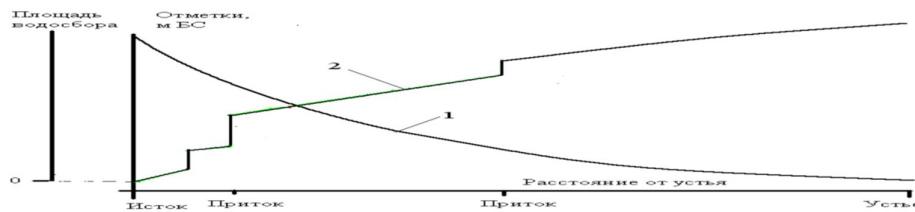


Рисунок 2.11.1. Продольный профиль реки (1) и график площади водосбора (2)

Для получения характеристически качественно-количественных параметров по водному потоку необходимым является проведение экспериментно-настроенных наблюдений (Э-НН) на водомерных пунктах. Эти наблюдения дадут полную гидрогеографическую картину изученности реки, то есть охарактеризуют обобщенно-собранные сведения о водомерных пунктах в различные временные периоды (Чугаев 1982).

В случае недостаточности данных, полученных в результате Э-НН дат таяния ледников, вполне возможно использовать данные, полученные по водным потокам, являющимся аналогичными. При этом расчетную размерность растаявшего горного ледника можно определить по формуле:

$$h = 11\sqrt{\Sigma v} , \quad (2.11.1)$$

где $\sqrt{\Sigma v}$ – представленное значение суммы всех значений среднемесячных температур воздуха от ноября до марта.

Определение стоков за календарный год обычно принято называть усредненным значением годовых расходов, модульным значением или слоем стока водных масс. В связи с тем, что эти значения имеют тенденцию меняться год от года, их принято выбирать с некоторой повышающей характеристикой. Все усредненные величины обозначенных выше характеристических параметров принято называть усреднено-многолетними, при этом все связующие их характеристики можно описать такой формулой:

$$Q_{\text{ср.мн.}} = W_{\text{ср.мн.}} / T_0 \quad (2.11.2)$$

где $Q_{\text{ср.мн.}}$ – усредненный многолетний расход водных масс, м³/с; $W_{\text{ср.мн.}}$ – усредненный многолетний объем годового стока водных масс; T_0 – временно-обеспеченный диапазон, который приравнивается календарному году.

Усредненные статистические величины, выбранные за промежуток времени, при котором они не подвергаются изменениям, обозначают уровнем нормы водостока.

Самый большой водосток выражается в виде самых значительных величин расходов водных масс, но при этом для получения согласованной определенности появляется необходимость рассматривать отдельно моменты половодья и периоды дождевых паводков.

Помимо уже перечисленных параметрических характеристик, самый значительный водосток вполне может быть представлен статистическими данными, распределенными в гидрографической форме.

Обозначенной характеристической особенностью самого малого водостока является его усреднено-расходное значение за временной период, равный месяцу. При этом расходы рассматриваются отдельно для зимней и летне-осенней межени [153,155,162,165,170,171,177,184].

Некоторым небольшим водным массам свойственно такое явление, как пересыхание в летний период и промерзание зимой. Это их характеристическое свойство показано на рисунке 2.12.2 и носит название ГЛ расходов водотоков. При этом на рисунке отдельно изображаются ГЛ для открытого русла водотока в летний и зимний периоды.

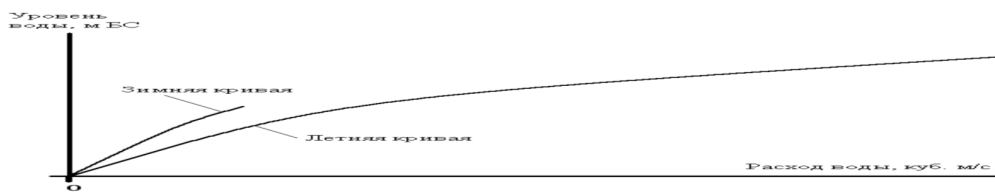


Рисунок 2.11.2. ГЛ расходов водотока

На рисунке 2.11.2 изображена зимняя ГЛ, которая соответствует низким определено-установленным уровням зимней межени, при этом летняя ГЛ показывает уровни, соответствующие половодью и дождевым паводкам.

В случае наличия статистических данных, полученных в результате наблюдений, ГЛ расходов изображаются по величинам уровней и расходов за календарные даты, достаточно близкие. Если же таких статистических данных нет, то ГЛ расходов для летнего открытого русла водотока вполне можно получить расчетным путем, используя следующую формулу:

$$Q = h^{1,5+y} B \sqrt{J/n_p} \quad (2.11.3)$$

где Q – общий расход водотока, $\text{м}^3/\text{с}$; n_p – теоретически-выверенная неровность русла водотока, то есть его поймы; $h^{1,5+y}$ – усредненная глубина водотока, м; B – ширина водотока, м; J – расчетно-обоснованный уклон водного потока.

Используя все перечисленные выше формулы и полученные при их помощи численные значения, можно подойти к основному теоретически составленному аспекту, который показывает, что присутствует объективно-существующая реальность, заключающаяся в необходимости строительства современных, а также в реконструкции действующих ЧГЭНМ в Абхазии.

Основным условием восстановления ЧГЭНМ, а также по необходимости проведения реконструкции является использование всего того, что имеет сейчас хоть какую-то материальную ценность из сохранившегося оборудования, зданий и деривационных сооружений.

Многие ЧГЭНМ в Абхазии находятся в эксплуатации более 50 лет, при том что некоторая часть из них уже в нерабочем состоянии более 30 лет. На большинстве из действующих ЧГЭНМ не проводились крупномасштабные работы по реконструкции. Несмотря на проводимые ремонты и частичную

модернизацию, на этих ЧГЭНМ достаточно высокая аварийность, снижены энергетические показатели, высокие эксплуатационные издержки.

Обследования некоторых, сейчас находящихся в нерабочем состоянии, ЧГЭНМ показали, что: проточно-направленные части гидротурбин порой достаточно изрядно изношены, а это понижает их характеристические параметры; обмотки генераторов также показывают не лучшие данные и не выдерживают повышенных нагрузок; в плохом состоянии находятся подпятники и подшипники, при этом значительно уступают современным по надежности; очень устарели структуры системного регулирования гидротурбин, генераторов, автоматизации, защиты, управления, связи.

Большинство неработающих ЧГЭНМ в Абхазии не выдерживают критических оценок к требованиям, соответствующим сегодняшним условиям безопасности производимых различных работ, а также технически-обоснованным вариантам обеспечения защиты окружающей географо-гидрологической среды.

Также недостаточно впечатляют характеристики вентиляционных систем и канализаций, при этом многое гидромеханическое оборудование затронуто коррозионными процессами. А вот общее состояние гидродеривационных объектно-встроенных сооружений характеризуется неплохими сохранно-действующими кондициями. Все эти и некоторые другие параметрические составляющие дают возможность не абстрактно рассуждать, а конкретно рассматривать вопросы по внедрению новых, восстановлению неработающих и реконструкции действующих ЧГЭНМ

При этом на некоторых сейчас действующих ЧГЭНМ вполне возможно повышение установленной мощности в результате увеличения значений напора путем изменения подпорного уровня в сторону увеличения, проведения очистных работ в нижнем бьефе и уменьшения потерь в водоводно-приемных сооружениях. Даже обычная замена гидроэнергетического оборудования (ГЭО) на современное даст возможность увеличить значения установленной мощности на 30 %. В связи с этим проведение реконструкторских работ на действующих ЧГЭНМ чаще всего подразумевает абсолютно-востребованную замену всего ГЭО, а также проведение всех необходимых строительно-восстановительных работ (С-ВР). Финансово-экономическая, объективно-существующая реальность по проведению всех реконструкторских и С-ВР на ЧГЭНМ возможна в результате проведения полного структурного обследования гидроэнергетических сооружений и электросилового оборудования, и при

этом сопутствующих проектных проработок в виде технико-экономических расчетов [171,177,184, 220].

За годы эксплуатации на многих действующих ЧГЭНМ в Абхазии изменилась гидро-географическая структурно-ориентированная ситуация. При этом оказалась не вполне адекватной по современным нормам общая установленная мощность. Расширение этих ЧГЭНМ возможно при строительстве дополнительного здания и установке дополнительных гидроагрегатов. Практическая возможность такого решения определяется компоновкой гидроузла и бывает эффективна.

Требованием времени на сегодняшний день является постепенный переход на автоматизированные системы управления. При переходе управления агрегатами на микропроцессорную систему управления предполагается провести полную реконструкцию оборудования центрального пульта управления.

Также имеет смысл рассмотреть некоторые достоинства ЧГЭНМ для условий Абхазии. Им присущи все плюсы, свойственные крупным гидроэлектростанциям. Они предоставляют возможность получать энергию автономным, находящимся в труднодоступных и горных местах, не имеющим централизованного электроснабжения потребителям. При этом ЧГЭНМ не имеют некоторых недостатков, характерных для больших гидростанций. Это, например, значительное сокращение отрицательного воздействия на природу.

Далее рассмотрим для примера реальное состояние одной из ЧГЭНМ Абхазии, показанной на рисунках 2.11.3, 2.11.4, 2.11.5. Был проведен осмотр Баслат-ЧГЭНМ мощностью 0,4 МВт, которая находится на реке Баслат в границах города Сухум. Она была построена в 1910 г., реконструирована в 1950 г, с тех пор не было проведено ни одного ремонта, модернизации или реконструкции. При этом она не действует уже значительное время [153,187,189,199, 203, 204, 205, 207, 208].

В этом случае ввиду того, что никакого пригодного оборудования ЧГЭНМ уже нет, можно говорить только о полном ее восстановлении. При этом целесообразно сразу проводить полную реконструкцию бывшего проектно-расчётного оборудования этой ЧГЭНМ в сторону увеличения ее общей установленной мощности. Для этого необходимо проведение ряда мероприятий, к которым можно отнести следующие:

- 1) проведение перепроектирования еще сохраненной в некотором виде деривационной системы, с максимально возможным при этом

увеличением общего расхода воды и с добавлением подводящих каналов (ПК);

2) проработка и выбор оптимального количества гидроагрегатов с учетом дополнительного количества ПК;

3) приобретение современного оборудования для ЧГЭНМ.

При выполнении этих мероприятий вполне можно добиться увеличения мощности Баслат-ЧГЭНМ после полной реконструкции до 1 МВт.



Рисунок 2.11.3. Баслат-ЧГЭНМ



Рисунок 2.11.4. Шлюзовой затвор на Баслат-ЧГЭНМ

Таким образом, напрашивается вывод о том, что реконструкция и внедрение ЧГЭНМ может стать одним из направлений повышения эффективности энергосистемы Абхазии, так как подобных ЧГЭНМ около 10. При введении в перспективе их всех в работу структурность системы электроснабжения Абхазии может значительно улучшиться. То есть вполне может сойти на нет кризис пиковых нагрузок, особенно в отопительный период [207, 208, 229, 233, 236, 239].

2.12. Проведение исследований и внедрений в техно-методическом парке Сухум ГЭС

Для проведения внедрений и исследований в области ГЭНМ нам радушно предоставили всю техническую и материальную площадку действующей Сухум ГЭС. Начатые исследования носят системно – оптимизационный характер и относятся практически ко всем аспектам работы гидроэлектростанции. Сухум ГЭС имеет отличные характеристические особенности во всех узлах и системах, но как говорится прогрессу и оптимизации нет пределов и границ. Поэтому и исследования наши затрагивают очень широкий спектр технических и аппаратных направлений работы ГЭС. Конечно же наши исследования носят больше характер теоретических изысканий, но они подразумевают и внедрение наших интересных идей в реальную структуру техно-обучающего парка Сухум ГЭС, как минимум с целью создания много-вариантных учебно-методических объектов для лучшего их понимания практикантами и студентами, которые уже есть и надеемся, которых с нашей помощью станет больше.

Любую ГЭС начинают рассматривать с ее речного стока определяя его, как вероятностный процесс. Он является результатом выпадения над водосборным бассейном всевозможных осадков, их испарений и выхода подземных вод в русло реки. Большое количество факторов определяют речной сток. Все эти факторы имеют неоднозначность и носят в большинстве своем случайный характер, а это создает трудности для долгосрочного предсказания речного стока. Поэтому на сегодняшний день нет никакой возможности делать хотя бы условно - точный прогноз по речному стоку хотя бы на два года[184, 220].

Предсказание речного стока в настоящее время возможно лишь на два-три месяца. Для водохранилищ с многолетним регулированием это создало необходимость математического описания речного стока, как случайно-стохастического процесса. На основании такого математического описания можно не проводя прогнозирование речного стока, получать достаточно точные его характеристики.

К главным характеристикам речного стока можно отнести:

1. Параметры твердого стока реки и ее ледообразования, если они есть;
2. Значения минимальных, средних и максимальных речных стоков за день, неделю, месяц, квартал и год;
3. Общая волатильность речного стока в разрезе сезонных и многолетних временных периодов.

Для створа реки в котором спроектирован гидроузел эти характеристики речного стока получены путем объективно-расчетного наблюдения. Такая гидрометрическая информация представляет собой календарный ряд.

На практике исходную гидрометрическую информацию можно находить путем непосредственного применения календарного ряда, с последующей статистической обработкой их результатов, либо предварительной статистической обработкой стоковых данных с созданием математической модели процесса речного стока и дальнейшем проведении водноэнергетических расчетов. На рисунке 2.12.1 показаны каналы сброса воды на Сухум ГЭС[171,177].



Рисунок 2.12.1. Сброс воды с работающих силовых агрегатов Сухум ГЭС

На рисунке 2.12.2 представлен общий вид речного стока возле электрической станции Сухум ГЭС.



Рисунок 2.12.2. Речной сток возле Сухум ГЭС

Так как речной сток относится к непрерывным процессам, то для достаточно точного математического описания стока нами совместно с инженерами Сухум ГЭС начато проведение регулярных визуальных и метеорологических наблюдений за расходами воды в реке. Для этих целей используется специальное метеорологическое оборудование находящиеся на самой высокой точке Сухум ГЭС. При этом нам представляется весьма целесообразным. при исследованиях процесса колебаний речного стока и его математического описания исходить из принятого значения временного осреднения в обобщённом гидрологическом расчете, используя для этого теоретический закон распределения вероятностей. Кроме того, хотелось бы заметить, что точные статистические данные, мы получим за 2024 год с использованием специального оборудования, которое не уступает по своему функционалу, давно используемому «Мераприбору» с регистрационно-передающей системой МП-РПС-01. Полученные данные планируются нами

использовать в двухпараметрическом гамма-распределении, называемом кривой Пирсона III типа, и имеющей следующий вид:

$$F(Q, \gamma, 1) = \frac{\gamma^\gamma}{\Gamma(\gamma)Q} \int_0^Q e^{-\frac{\tau t}{Q}} \left(\frac{t}{Q}\right)^{\gamma-1} dt \quad (2.12.1)$$

Где Q- расход воды в реке; γ – коэффициент вариативности; t – шаг рабочего дневного временного периода; τ – коэффициент временной экспоненциальности.

Мощностный режим Сухум ГЭС и режим выработки ею электрической энергии определяется спросом потребителей. В связи с этим становится очевидным то, что водноэнергетическое регулирование неотъемлемо связано с определением оптимальных режимов ГЭС. Из этого можно сделать вывод о том, что расчеты регулирования стока водохранилищем Сухум ГЭС при работе являются расчетами оптимальных режимов ГЭС. То есть проводимые нами исследования речного стока являются весьма актуальной оптимизацией и однозначно выбранный путь данных исследований целесообразен [204, 205, 207, 208].

Рассмотрим суточное регулирование речного стока, при котором естественные расходы многих рек остаются неизменными, за исключением периодов половодий. При этом режим работы Сухум ГЭС имеет несколько другой вид; в период половодий он, обычно остается постоянным, а вот в другие периоды становится непредсказуемо-переменным. Вследствие чего расходы проходящие через гидротурбины Сухум ГЭС при непредсказуемо-переменном режиме, оказываются тоже непредсказуемо-переменными, часто меняясь от значений близких к нулю до полной расходно-пропускной способности. В результате в некоторую часть суток получается большой приток, а в другую часть суток малый приток. Отсюда становится вполне понятно, что суточное регулирование заключается в том, чтобы в часы небольшой нагрузки на электрическую сеть запасать в водохранилищах избыточный приток, а вот в часы пиковых нагрузок его расходовать. Такое эффективное регулирование будет повышать участие Сухум ГЭС в общем покрытии пиковых нагрузок всей энергосистемы Абхазии.

Также нужно рассмотреть недельное регулирование речного стока. В нерабочие дни нагрузка потребителей электрической энергии существенно снижается, что позволяет Сухум ГЭС несколько понизить свою мощность до значений меньше тех, которые она могла бы вырабатывать, работая на естественном расходе воды. При этом получающийся избыток воды идет на заполнение водохранилища, сработанного во время рабочих дней недели.

При недельном регулировании, так же как и при суточном регулировании вполне можно повысить общую мощность Сухум ГЭС, однако получаемая при этом энерго-эффективная работа ГЭС будет проходить на пониженных напорах.

Общим для суточного и недельного эффективно-оптимизированного регулирования речного стока на Сухум ГЭС будет несколько равномерная проточность при условиях общего неравномерного режима расхода воды на ГЭС.

При этом следует принимать во внимание, что оптимизация управления режимами работы Сухум ГЭС, в основном проводится при высокой степени неопределенности, с точки зрения недостаточной полноты и объективности начальной информационной составляющей. Такое положение дел обусловлено присутствием элементов случайности в формировании речного стока, графиков нагрузок всей энергосистемы, в величинах имеющихся мощностей Сухум ГЭС, на определенный момент времени, а также энергооборудования и используемых энергетических ресурсов. Из этого, определенно можно отметить, что оптимизация режимов работы Сухум ГЭС при длительном эффективно-оптимизированном регулировании речного стока, относится к решению задачи в детерминированной формулировке. При этом к основному условию вполне можно отнести создание достоверной исходной информационной аспектности, хотя в общей ее части.

Детерминированной информацией считается та, которая определяется совершенно однозначно и не имеет случайных погрешностей. В нашем случае, такой информацией является установленная мощность Сухум ГЭС, её схемы и параметрические особенности линий электропередач, характеристики электрооборудования, систем управления и релейной защиты, а также объекты относящиеся к гидросооружениям. Также к этому виду информации относят данные в которых имеется некоторая погрешность, но которая при расчетах не оказывает влияние на общую погрешность выходных данных. Например, прогнозно-статистические данные по суточному и недельному эффективно-оптимизированному регулированию речного стока на Сухум ГЭС.

Однако все же стоит отметить, что одной из главных особенностей суточного и недельного графиков регулярно-плановой нагрузки на Сухум ГЭС является их неравномерность, что предъявляет непростые требования к общему режиму работы гидроэлектростанции. Так, во время пиковых нагрузок Сухум ГЭС загружается полностью. Остальное время

загруженность системы меньше максимальных значений, что приводит к необходимости поиска оптимизированного числа и состава, электрооборудования ГЭС включенного в работу.

Из всего выше сказанного напрашивается вывод, из которого становится очевидно, то что ни эксплуатационная, ни исследовательская задача не имеет простого и быстрого решения в общем виде. Решение возможно получить только численно-расчетными методами. Отсюда возникает необходимость знать и понимать особенности решаемых задач, которые во многом определяются их постановкой. При этом важно заметить, что обязательно учитывать и физический смысл получаемого решения, так как это позволит не получать серьезных ошибок [204, 205].

Еще одним направлением нашей оптимизационно-исследовательской работы в техно-методическом парке Сухум ГЭС являются: гидротурбины, электромашинные генераторы, система стабилизации выходного напряжения, гидротехнические сооружения, запорная арматура и свободно-добавочная нагрузка.

На Сухум ГЭС используются реактивные поворотно-лопастные гидротурбины для мощных силовых агрегатов. Гидротурбины «Пельтона» применяются в работе дополнительных гидрогенераторах не большой мощности. Для определения мощности, которая развивается гидротурбиной можно определить используя следующую формулу:

$$P_{ГТ} = \gamma \frac{Q H}{\Omega} \eta_{ГТ} \quad (2.12.2)$$

Где γ – вес единицы объёма воды; Q – расход воды; H – рабочий напор; Ω – угловая частота вращения гидротурбины(ГТ); $\eta_{ГТ}$ – коэффициент полезного действия гидротурбины(КПДГТ).

Также следует выделить тот факт, что мощность и частота вращения гидротурбины соответствует полной расчетной мощности генератора, его массе, габаритным характеристикам, и стоимостным параметрам. Обычно все эти параметры объединены таким соотношением:

$$\frac{D^2 l_{\delta} \Omega}{P_{ГТ}} = \sigma \frac{1}{A B_{\delta}} \quad (2.12.3)$$

Где D – внутренний диаметр статора электрического генератора(ЭГ); l_{δ} – расчетная длина воздушного зазора ЭГ; $P_{ГТ}$ – расчетная полная мощность ГТ ; Ω – частота вращения ГТ; A – линейная нагрузка; B_{δ} - магнитная индукция в воздушном зазоре ЭГ; σ – коэффициент пропорциональности.

При достаточно постоянных величинах мощности гидрогенератора его объем, который характеризуется произведением $D^2 l_{\delta}$ зависит напрямую от Ω – частоты вращения ГТ. Поэтому скоростные ГТ дают возможность применять ЭГ имеющие неплохие массогабаритные параметры и не высокую цену. В тех случаях, когда Ω – частоты вращения ГТ имеет значения не превышающие 350 об/мин имеет смысл использовать мультипликативное устройство, что в результате позволит увеличить общий КПД гидроэлектростанции[204, 205, 207, 208].

На Сухум ГЭС имеется микро ГЭС, всей своей мощностью. введенное в общее электроэнергетическое пространство гидроэлектростанции, но одним из основных смыслов ее использования является исследование и нахождение новых решений в части асинхронных и синхронных генераторов небольшой мощности. В этом направлении мы уже достаточно плотно начали наше сотрудничество с инженерами Сухум ГЭС, имея на перспективном исследовании достаточно широкий спектр задач, решение которых в результате позволит значительно оптимизировать применение этих электрических машин на различных электростанциях. На рисунке 2.12.3 показан асинхронный двигатель работающий в режиме генератора.



Рисунок 2.12.3. Асинхронный двигатель в режиме генератора, с системой стабилизации напряжения и элементом альтернативной дополнительно-свободной энергией (АД-СЭ), мощностью 104 кВт на Сухум ГЭС

В качестве электроэнергетических агрегатов на микро ГЭС чаще всего используются ЭГ переменного тока либо асинхронного, либо синхронного типа. Гидрогенераторы на базе асинхронных машин имеют высокую надежность, небольшие массогабаритные характеристики и не большую стоимость. Это можно отнести к плюсам, этого типа электрических машин используемых в режиме генератора. К минусам относится обязательное применение конденсаторных батарей для самовозбуждения и дальнейшей работы, а также некоторая сложность в стабилизации выходного напряжения.

Синхронные электрические машины используемые в генераторном режиме по сравнению с асинхронными машинами такой же мощности имеют несколько большие габариты и вес и более высокую стоимость. При этом они имеют меньшую мощность возбуждения и большую простоту возбуждения и регулирования выходного напряжения. А это во многих случаях делает их более предпочтительными для применения их на гидроэлектростанциях ограниченной мощности.

В зависимости от условий эксплуатации энергоагрегата, вполне оправдано использовать асинхронный генератор, если ГЭС работает на мощную электрическую сеть, как например Сухум ГЭС, но также вполне его применять и на автономную нагрузку.

К важнейшим показателям качества источников электрической энергии относятся параметрические характеристики выходного напряжения. В связи с этим, вполне оправдано считать систему стабилизации напряжения одним из самых важных элементов электрогенераторов.

Основные типы стабилизации параметрических характеристик электрической энергии подразделяются на системы со стабилизацией частоты выходного напряжения при переменной частоте вращения ГТ и на системы, которые стабилизируют частоту вращения гидроагрегата. Для того, чтобы несколько упростить конструкцию ЭГ и ГТ следует применять способ стабилизации параметров ГЭС, который заключается в регулировке величины ее электронагрузки. Менять значения нагрузки источника электрической энергии можно подключая на выход ЭГ регулируемо-полезной нагрузки (Р-ПН). Этот метод стабилизации дает автоматическое распределение электрической энергии между потребителями, некоторые из которых могут увеличивать или уменьшать потребляемую мощность.

Главным достоинством такого способа является получение стабилизации частоты вращения ГТ.

Ещё одним нашим направлением исследования и объективно-востребованного структурно-перспективного внедрения в технометодическом парке Сухум ГЭС является наша работа над улучшением пусковых, эксплуатационных параметров асинхронных генераторов(АГ) с неодимовыми постоянными магнитами. Данное исследование дало положительные результаты и плане увеличения общей мощности АГ. Особенно данный АГ с неодимовыми магнитами интересен для удаленных потребителей электрической энергии. Наши экспериментально-теоретические исследования на действующей модели АГ с элементом альтернативной дополнительно-свободной энергией (АД-СЭ) в Сухум ГЭС определили не только массу положительных моментов в его работе, но и создали предпосылки для дальнейшей оптимизации его эксплуатационных характеристик. Например, нами произведено расчетно- обоснованное пояснение необходимости проведения натурных экспериментов с целью использования более габаритного элемента АД-СЭ (маховика) , для несколько большего увеличения общей установленной мощности АГ. При этом обязательно добавлять конденсаторные батареи пропорционально увеличивающейся мощности АГ, для улучшения его пусковых параметров. Но в этом случае также придется внести некоторые изменения в систему стабилизации выходного напряжения, которая показана на рисунке 2.12.4.



Рисунок 2.12.4. Шкаф системы регулирования выходного напряжения АГ с элементом АД-СЭ

Еще одним направлением нашей совместной работы с инженерами Сухум ГЭС является конструкционная разработка нового типа ротора для АГ, на неодимовых постоянных магнитах, показанного на рисунке 2.12.5.



Рисунок 2.12.5. Ротор АГ с неодимовыми магнитами имеющий улучшенные характеристики по мощности

Мощность АГ с неодимовыми магнитами получается пока на 10% процентов больше установленной мощности стандартного образца генератора. Однако есть перспективы, которые мы видим и уже работаем ними. К примеру, добавляя в электрическую схему АГ с неодимовыми магнитами и резонансно – индуктивные последовательно, соединенные элементы, выходит дополнительная прибавка по АД-СЭ, еще 10 %. Этот опыт проведен нами на лабораторной установке небольшой мощности. Результаты оказались весьма впечатляющими. И создают высокий мотивационный эффект в нашем сознании, так открывают весьма интересные перспективы при масштабировании этой лабораторной установки до значительных мощностей[199, 203, 207].

Таким образом, напрашивается вывод о том, что целесообразность и перспективность нашей совместной работы с сотрудниками и инженерами Сухум ГЭС весьма плодотворна и востребована. На сегодняшний момент, исследования и внедрения, проводимые нами в техно-методическом парке Сухум ГЭС, однозначно являются объективно-востребованными.

ВЫВОДЫ по главе2

1. Среди СВИЭ в Абхазии гидроэнергетика занимает лидирующую позицию, так как имеются очень большие реки, к которым можно отнести Ингур, Кодор, Бзыбь, Псоу и Гумисту.

2. Высокая энергетическая плотность водного потока и временная стабильность стока горных рек Абхазии позволяет использовать более простые и относительно недорогие системы генерирования и стабилизации основных параметров произведенной электрической энергии. В результате гидроэлектростанции дают более дешевую электрическую энергию по сравнению с энергетическими установками, работающими на других видах СВИЭ.

3. В настоящее время в Абхазии практически не используется гигантский гидроэнергетический потенциал водостоков с напором 0,8 м – 10 м и мощностью до 100 кВт.

4. При разработке математической модели САГ определённую трудность представляет учёт нелинейности и неоднозначности кривой намагничивания машины. Однако переход к вращающимся потокоцеплениям позволяет дать некоторые рекомендации по учёту этих обстоятельств.

5. Разработанная новая схема замещения САГ в программе EWB позволяет изучать его работу с любыми электронными схемами регулирования в объеме всех электронных и других ресурсов, представленных программой.

6. При проведении исследований определено, что существенные перспективы по повышению общей эффективности энергетической структуры Абхазии находятся в плоскости не только реконструкции ГЭНМ, но и в области разработок и внедрения их современных образцов. При этом необходимо выделить тот факт, который определяет использование энергии небольших водотоков, как одно из самых эффективных направлений.

7. Становится очевидным, что целесообразность и перспективность нашей совместной работы с сотрудниками и инженерами Сухум ГЭС весьма плодотворна и востребована. На сегодняшний момент, исследования и внедрения, проводимые нами в техно-методическом парке Сухум ГЭС, однозначно являются самыми объективно-востребованными.

ГЛАВА 3. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНО-ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СОЛНЕЧНО – ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ В УСЛОВИЯХ АБХАЗИИ

3.1. Определение полезной солнечной энергии для различных территорий Абхазии

С-ЛР – экологически чистый СВИЭ, который лежит в основе почти всех источников энергии Земли. Объемы **С-ЛР**, поступающие на Землю в течение двух недель, превосходят весь энергопотенциал мировых ресурсов органического топлива.

Все мировое сообщество достаточно сильно озабочено постоянно увеличивающимися запросами в области энергопотребления, что приводит к необходимости поиска различных направлений для удовлетворения этих запросов. При этом ресурсно-содержащая база СВИЭ весьма ограничена, и выработка электро-тепловой энергии на их основе уже явно ведет к экологическим глобальным проблемам.

Буквально до последнего времени в областях энергетики было заметно тенденциально-направленное развитие в основном тех энергетических субъектов, которые давали значительный, а главное, быстрый экономико-расчетный эффект.

Осознано понимание всем мировым сообществом достижения предельных значений отрицательного влияния жизнедеятельности всего человечества на экологическую составляющую Земли. Сохранение природно-климатического баланса на хорошем уровне является важнейшим вопросом, который неумолимо встал перед всем родом человеческим. В связи с этим все направления развития энергетических отраслей должны выработываться на основе структурно-ориентированных эколого-экономических приоритетов.

Энерго-объемность общемировой структуры выработки ЭЭ и ТЭ прямо пропорциональна увеличению числа людей на планете Земля. При этом самое существенное увеличение производства энергии наблюдается в СВИЭ.

Источники энергии, основанные на энергии Солнца (ЭСол), в соответствии со статистическими данными получили ускорение роста после 2012 года. Это было связано с применением необычных подходов к физико-экспериментальным направлениям СВИЭ и, в частности, ЭСол.

В настоящее время из всех видов СВИЭ наибольшими темпами растет

энергетика, основанная на ЭСол, при этом она дает прирост выработанных мощностей, около 20 % в год.

Принимая во внимание данные компетентных энерго-совместимых ведомств, можно сделать вывод, что энергостанции на основе ЭСол примерно в ближайшие 50 лет смогут производить до 30 % от всей востребованной электро-тепловой энергии. А это может сократить увеличение углекислого газа почти на 7,5 млрд т.у.т. в год.

Заявления некоторых объективно влияющих на мировую энергетическую политику организаций приводят к пониманию того, что после 2017 года статус наиболее приоритетных источников энергии признают во всем мире за СВИЭ. Этому обстоятельству служит ряд объективно-сконструированных аспектов, к числу которых можно отнести следующие:

- 1) настроения, имеющие общеполитическую структурированность;
- 2) возрастающая технологическая обобщённость всех производственных карт, которые существенно увеличивают стоимостную конкурентность средств производства энергии на созданных базах СВИЭ;
- 3) возрастающая необходимость скорого решения вопросов, связанных с эколого-энергетической безопасностью всей Земли.

Главным трендовым направлением в области увеличения энергообеспеченности современного мира является разработка и строительство структурно-ориентированных энергетических объектов небольшой установленной мощности на основе СВИЭ.

Предлагаемое направление носит не только фундаментальный характер, но и является чрезвычайно актуальным особенно для Абхазии, где более 20 % территории не охвачено централизованными сетями энергоснабжения, что характерно для сельскохозяйственного сектора в обеспечении автономными системами энергоснабжения хозяйств агропромышленного комплекса и удаленных горных поселений. Особо актуальным является использование собственных источников энергии на основе СВИЭ в Абхазии.

Экономическое развитие Абхазии, основанное на активизации малого предпринимательства, в значительной степени обусловлено необходимостью вовлечения в хозяйственный оборот новых, не освоенных территорий, которые в большинстве случаев не имеют развитой инфраструктуры и не обеспечены энергоресурсами. Такое положение характерно, в первую очередь, для сельскохозяйственного

сектора, причем не только на территориях страны, не охваченных централизованным энергоснабжением.

Прогноз развития электроснабжения сельского хозяйства Абхазии исходит из того, что централизованная подача электроэнергии будет оставаться доминирующей на достаточно длительный период, и именно в решение проблемы энергосбережения в сельском хозяйстве существенный вклад могут и должны внести СВИЭ. Таким образом, технологическая потребность сельского хозяйства страны в использовании СВИЭ состоит в:

- 1) решении проблемы энергоэффективности и энергосбережения в сельскохозяйственном производстве;
- 2) обеспечении автономными системами энергоснабжения хозяйств АПК и сельских поселений, поскольку в настоящее время не менее 30 тысяч человек населения не обеспечены централизованными системами энергоснабжения;
- 3) в создании дублирующих систем энергоснабжения на случай аварийного отключения централизованных сетей.

Необходимо подчеркнуть, что указанное использование энергетических ресурсов СВИЭ, как правило, не загрязняет окружающую среду, снимая экологическую напряженность (и соответствующие финансовые затраты, в том числе после аварий), вызываемую обычными энерговырабатывающими предприятиями.

Источники на основе ЭСол в соответствии с прогнозами приобретают быстрый рост на базе использования принципиально новых необычных подходов к физическим принципам преобразования ЭСол. На основании преобразования С-ЛР за счет фотоэлектрических модулей (ФЭМ) в электрическую энергию и прямого преобразования в ТЭ разрабатываются и используются наиболее перспективные сегодня типы солнечных энергетических установок – солнечные фотоэнергетические устройства (СФЭУ) и солнечные коллекторы (СК).

Основные проблемы использования ФЭМ состоят в увеличении их КПД и существенном понижении тарифной цены, вырабатываемой ЭЭ.

Наиболее кардинальным способом одновременного решения этих проблем является проведение серьезных исследовательских работ в этом направлении и дальнейшим использованием систем ФЭМ с концентраторами солнечной энергии (СЭ).

Разработка и создание теплофотоэлектрических модулей (ТФЭМ) (в англоязычной транскрипции «photovoltaic-thermal, PVT-modules)

являются одним из важнейших направлений развития солнечной энергетики в мире. Это обусловлено повышением эффективности преобразования СЭ путем получения ЭЭ и ТЭ в одном устройстве.

Актуальной является разработка научных основ создания, исследования свойств и принципов функционирования, включая концентрирование СЭ, с целью определения предельных характеристик и направлений перспективных разработок ТФЭМ.

Создание ТФЭМ на основе проведения теоретического обоснования, разработок и экспериментальных исследований всего комплекса систем: ФЭМ, концентраторов, новых типовых моделей приемников С-ЛР и систем слежения, увеличение выработки ЭЭ и ТЭ, при этом еще значительное увеличение температуры теплоносителя решает проблему повышения эффективности и снижения себестоимости производства тепла и электричества для автономных потребителей.

Основы в области СВИЭ закладывали и развивали ряд ученых и организаторов разработок: Алферов Ж.И., Лидоренко Н.С., Фортов В.Е., Стребков Д.С., Андреев В.М., Shockley W., Reed V.A., Duffie J.A., Beckman W.A., Coen M.H., Fritzsche H., Ovshinsky S.R., Farber, Hjukjuju, Fahrenbruch A.L., Walmiki M.M., а также исследователи в созданных ими научных и производственных коллективах.

Ученые из Англии создали универсальную гибридную систему на базе СФЭУ, которая превращает то место, где она расположена, в энергогенераторный аппарат (Э-ГА). Все современные гелио-системно-выполненные устройства полностью схожи по характеристическим свойствам с Э-ГА, при этом они способны производить ЭЭ и ТЭ одновременно. Еще Э-ГА называют РVT-панелями, собранными в обобщенно-концептуальном объединении фотоэлектрических батарей и обычных солнечных коллекторов.

Работа с расчетно-проектными моделями Э-ГА проводилась и проводится многими учеными. При этом за основу тепловых характеристик приняты алгоритмы, которыми пользовался в своих трудах W.A. Beckman. Он опирался в своих расчетно-изыскательских работах на компьютерную программу TRNSYS исходя из того, что изоляция моделей Э-ГА прозрачна.

На сегодняшний день остаются нерешенными, выходящими на уровень проблем, задачи:

- 1) более детально-ориентированное исследование характеристических

составляющих ФЭМ во всем спектре С-ЛР и при различных температурах;

- 2) определение степени воздействия С-ЛР в зависимости концентрации на СФ-ЭУ при неопределенном перераспределении температурных зависимостей по всей площади приемника.

Общепринятые методологические особенности проведения расчетов для получения электро-тепловых характеристических параметров Э-ГА созданы с учетом обобщающих формул энергетического обмена с применением аспектности подобия при симметрично-равнозначном повышении температур на стенках устройства [1, 2, 3,10, 11,17, 44].

Таким образом, результатом решения этих задач при проведении последовательно-объективного и в то же время фундаментально-теоретического исследования в комплексе СФЭУ в роли Э-ГА предполагают выделение серьезных предпосылок для создания в перспективе весьма эффективного технико-технологичного оборудования для электроснабжения удаленных от централизованных сетей автономных энергопотребителей.

3.2. Расчеты обобщающей вариативности от использования преобразователей С-ЛР

Для всех физико-химических процессов, происходящих на Земле, важнейшим источником энергии является С-ЛР.

Поступление и отражение С-ЛР от земной поверхности можно отнести к основному аспекту формирования погодно-климатических зон. Поэтому с этой связи очень важна точная оценка ресурсно-содержащей основы С-ЛР как важнейшего СВИЭ.

В первую очередь необходимо выяснить энергопотенциальные характеристические параметры С-ЛР и их линейной зависимости в определении эффективности работы солнечных электро-тепловых установок (СЭ-ТУ).

При этом очень важно понимать, что все человеческое сообщество огромными шагами приближается к границе, после которой приоритет в использовании обычных источников энергии будет уменьшен в пользу СВИЭ. А это наводит на мысль о том, что уже сейчас весьма целесообразно проводить анализа-экономическую выборку перед тем как

принимать решение о применении того или иного источника энергии.

Принято считать, что максимальная мощность С-ЛР равняется 1350 Вт/м^2 , которую можно получить днем, в горах, где воздух абсолютно чист и прозрачен. Исходя из этого можно с уверенностью утверждать, что применение СЭ-ТУ практически на всей территории Абхазии будет весьма выгодно, что показано на рисунке 3.2.1.



Рисунок 3.2.1. Потенциальные гелиоэнергетические ресурсы (кВт·ч/м² год) Абхазии

При приближении Солнца к закату длины спектральных волн С-ЛР увеличиваются, а это приводит к увеличению потерь СЭ. В свою очередь значительно увеличивается рассеяние С-ЛР при прохождении через облака. Используя статистические усредненные данные, получаем коэффициент – ρ_A пропускной способности облаков, при помощи многолетних метеонаблюдений в Абхазии получаем таблицу 3.2.1.

Таблица 3.2.1

Усредненные государственные значения пропускной способности облаков

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ρ_A	0,76	0,82	0,81	0,86	0,83	0,85	0,85	0,85	0,85	0,87	0,86	0,80

Наличие в атмосфере Земли водных паров снижает мощность потока С-ЛР на территории Абхазии до значений, близких к 1200 Вт/м^2 . При этом спектрально-волновые коэффициенты пропускания С-ЛР для территории Абхазии получены методологически выверенными сопоставлениями определенно-установленных спектральных активностей (рис. 3.2.2).

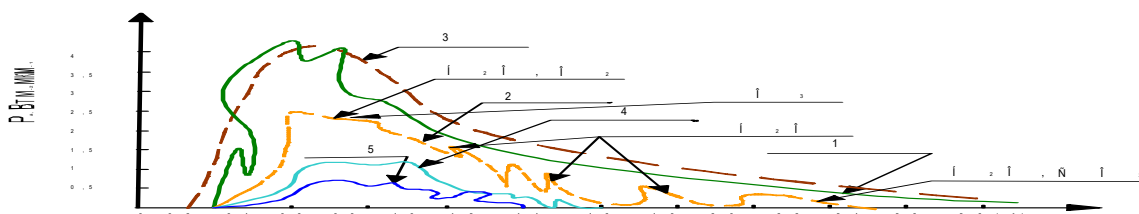


Рисунок 3.2.2. Методологически выверенные сопоставления определенно-установленных спектральных активностей

На рисунке 3.2.3 изображена в виде ГЛ абсолютная выверенность пропускного коэффициента от спектральной длины волны С-ЛР

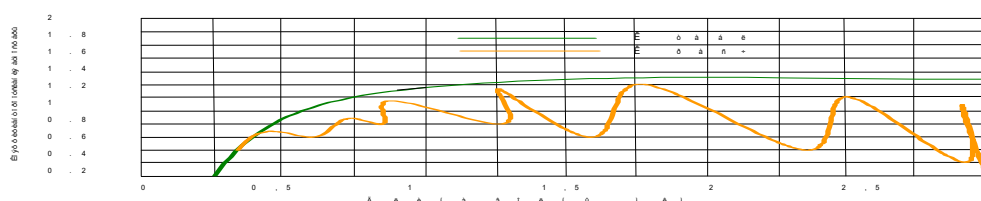


Рисунок 3.2.3. ГЛ абсолютной выверенности пропускного коэффициента от спектральной длины волны С-ЛР

В таблице 3.2.2 представлены обобщённо-усредненные метеорологические данные по С-ЛР в Абхазии в прямой зависимости от природно-климатических и обстоятельственно-суммированных условий [1, 3,14, 18, 25, 44, 48, 49, 64, 65].

При рассмотрении значений из таблицы 3.2.2 становится очевидным та фактическая аспектность, которая показывает понижение С-ЛР с января по март в Абхазии.

Таблица 3.2.2

**Обобщённо-усредненные метеорологические данные по С-ЛР
в Абхазии**

	Февраль	Июль	Год	Широта
--	---------	------	-----	--------

Страна	МДж/м ²	кВтч/м ²	МДж/м ²	кВтч/м ²	ГДж/м ²	кВтч/м ²	°
Республика Абхазия	124,9	34,7	823,5	247,8	5,51	1423,1	43

Таким образом, использование преобразователей С-ЛР зависит от спектрально-волнового коэффициента пропускания СЭ через облачность, отношения поступающей С-ЛР на поверхность и ее отражением, а также влиянием природно-климатических зон. И все это подталкивает к пониманию того, что применение в Абхазии СЭ-ТУ весьма перспективно и целесообразно.

3.3. Определение реальной востребованности при использовании фотоэнергетических устройств (ФЭНУ)

На сегодняшний момент ФЭНУ уже достаточно много применяются для электрификации электропотребителей, находящихся вне зон централизованного электроснабжения. Все они абсолютно безвредны в эколого-социальном плане и при этом обладают еще способностью работать при минимальном внимании со стороны обслуживающего персонала.

ФЭНУ состоят из солнечных панелей, закрепленных на специализированных металлических сборных конструкциях. У них есть два режима работы, к первому из которых можно отнести стационарный режим, а вторым является режим слежения за Солнцем с применением трекера (см. рисунок 3.3.1).



Рисунок 3.3.1. Режим слежения за Солнцем с применением трекера

Концентраторы С-ЛР используются для ФЭНУ с тепло - циклическими структурами преобразования, в которых применяются в качестве энергопреобразователей паротурбины. У системно-ориентированных концентрирующих устройств (С-ОКУ) важнейшим вопросом является повышение объемно-структурной плотности С-ЛР на приемнике с целью увеличения теплового коэффициента полезного действия(ТКПД)

При создании таких ФЭНУ применяется три типажных С-ОКУ:

- 1) структурно-башенные концентраторы (см. рисунок 3.3.2);
- 2) ФЭНУ с параболоидно-встроенным концентратором при наличии одноосной системы слежения;
- 3) ФЭНУ с параболоторическообразными фигурами при присутствии двухосных систем слежения.

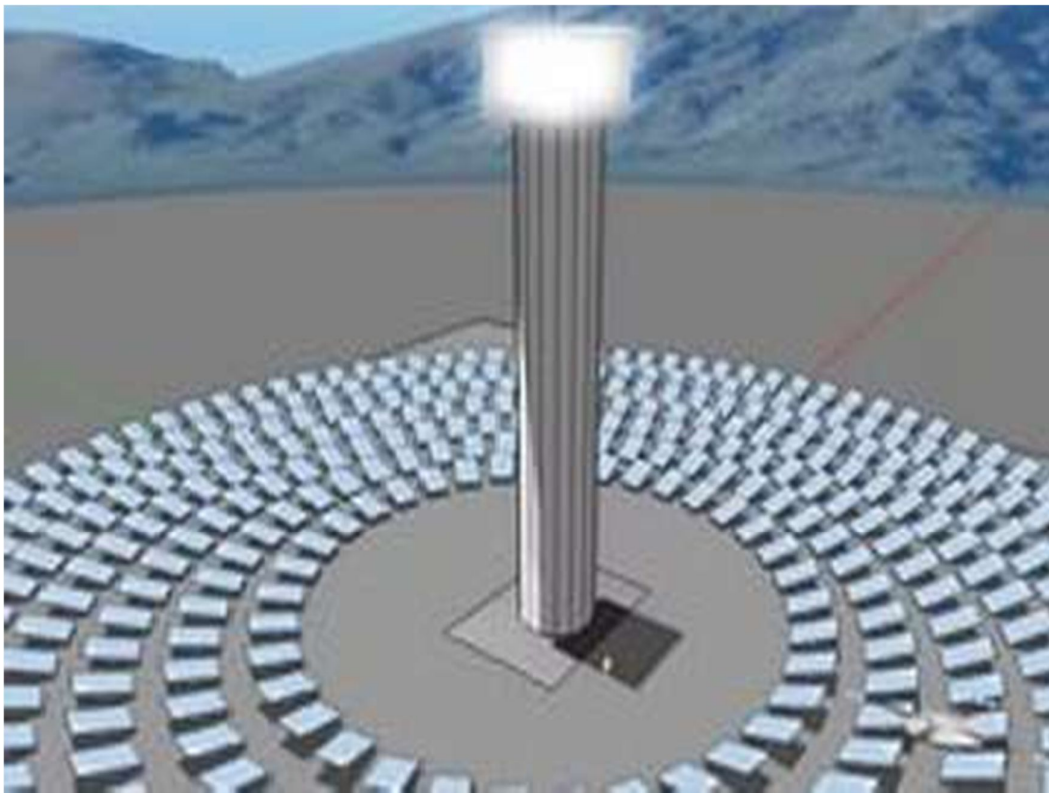


Рисунок 3.3.2. ФЭНУ с С-ОКУ в виде структурно-башенного концентратора

Это С-ОКУ, как правило, может состоять из нескольких тысяч зеркал, которые концентрируют С-ЛР на приемник, при этом значения СЭ могут увеличиваться в 900 раз, при высоте башни от 10 до 170 метров, площади зеркал от 3 до 110 м². В роли теплоносителя может использоваться обычная дистиллированная вода, которая в структурно-башенном концентраторе нагревается до 570° Цельсия.

ФЭНУ с параболоцилиндрическими концентраторами и одноосными системами слежения, преобразовывающие С-ЛР в ЭЭ, показаны на рисунке 3.3.3.



Рисунок 3.3.3. ФЭНУ с параболоидно-встроенным концентратором при наличии одноосной системы слежения

Параболоидно-встроенный концентратор с одноосной системой слежения – это ФЭНУ, в котором зеркала параболической формы переориентируются вслед за движением Солнца и при этом создают фокусировку волн С-ЛР на теплообменном устройстве. Такое С-ОКУ вполне может увеличить значения СЭ в 120 раз и поднять температуру теплопереносящей специальной масленичной субстанции до 420° Ц. Эта масленичная субстанция через теплопередающее устройство отдает свою тепловую энергию водяному пару, который в свою очередь приводит во вращение паровую турбину на электростанции.

На современном технико-технологическом уровне развития уже имеются ФЭНУ с тепловыми аккумуляторами (ТА) в виде больших сферических сосудов с расплавленной солью, способных находиться в режиме ожидания до 10 часов.

Такие ФЭНУ имеют конструктивно-встроенные структурно-системные элементы, к которым относится приёмник С-ЛР, преобразующий СЭ в ТЭ с

нагревом теплоносителя и дальнейшим переносом этого теплоносителя к ТА. Существуют две конструктивно-принципиальные схемы. В одной схеме происходит нагревание теплоносителя в приемнике С-ЛР, а затем следует подгрузка ТА, который сам прогревает рабочее тело. В данной схеме ТА выполняет функцию буферной зоны, а сама связь с тепловым устройством происходит при помощи теплообменника.

По другой схеме в самом приемнике С-ЛР происходит нагрев рабочего тела. При этом связь с тепловым устройством происходит в результате вывода некоторой части рабочего тела, которое было нагрето ТА без промежуточно-встроенных элементных устройств.

При сравнении этих двух схем становится очевидно, что в первой схеме происходит большой температурный дисбаланс между нагревающим элементом приёмника и охлаждающей структурой ТА. При этом следует заметить, что во второй схеме ТЭ несколько уменьшается при процессе аккумуляции и обратном циклическом возвращении. Из этих двух схем возможно получить обобщающие теоретически-скомпилированное обоснование того, что всякая энерготепловая установка будет достаточно стабильно работать в случае, когда графику потребления соответствует режим дневной или недельной ритмичности. При этом встает достаточно остро вопрос запаса энергии на случай максимально пиковых нагрузок потребления. И в эти моменты становится весьма важно наличие эффективных ТА, применяющих в своей работе теплоносители, у которых подъем температурных параметров, а затем их спад сопровождается фазово-встроенными переходами. Основная задача состоит в создании аспектно-оптимизированных соотношений между временными периодами подзарядки и разрядки ТА.

Особенно важным элементом ФЭНУ, которая используется для получения горячей воды, является коллектор С-ЛР (КС-ЛР). В обычных конструкциях вакуумных КС-ЛР для путей, по которым передается теплота, применяются медно-тепловые трубки. Их нагрев происходит внутри вакуумных остекленных емкостей, при этом полученное от них тепло поднимается в верхнюю зону устройства и там уже осуществляется процесс конденсации.

В двухконтурных ФЭНУ используются вакуумные КС-ЛР для почти круглогодичного нагрева воды и отопления автономных частных домовладений. На рисунке 3.3.4 показан типаж ФЭНУ с вакуумным КС-ЛР, который предназначен для производства и аккумуляции ТЭ.

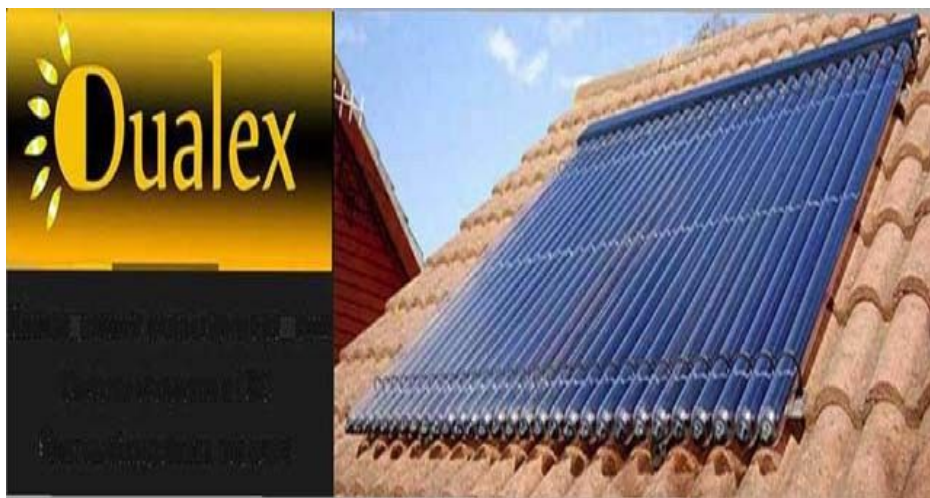


Рисунок 3.3.4. Типаж ФЭНУ с вакуумным КС-ЛР

Также существует еще типаж вакуумных КС-ЛР, в которых используются медно-тепловые трубки, имеющие U-ную форму. В них применяется структурно-замкнутый контур, по которому в нижней зоне трубки двигается теплоноситель, имеющий небольшие температурные характеристики, но, нагреваясь достаточно скоро, перемещается в верхнюю зону КС-ЛР, благодаря чему такие коллекторы имеют большую эффективность в сравнении с обычными.

Весьма интересными вполне можно назвать гибридные ФЭНУ, которые обладают способностью производить ТЭ и ЭЭ одновременно. Такие ФЭНУ представляют из себя симбиоз фотоэлектрической панели и КС-ЛР, их принято называть PVT-панелями. Их важнейшим достоинством вполне определенно можно считать, возможность понижения температурных параметров фотоэлементов за счет применения в тепловой зоне КС-ЛР теплоносителя, так как при увеличении температурных значений фотоэлемента существенно снижается эффективность производства ЭЭ. В данном устройстве теплоноситель работает как охлаждающая жидкость и может поддерживать стабильные температурные значения в районе 45°C , что в свою очередь значительно улучшит обще-эксплуатационные характеристики гибридных ФЭНУ по сравнению с обычными ФЭМ [57, 99,100, 112,144,151, 167, 168].

Использование гибридных ФЭНУ предполагает структурно-комплексное энергообеспечение потребителей, находящихся вне территорий

централизованного энергоснабжения, как ЭЭ, так и ТЭ. При этом следует заметить, что для эксплуатации гибридных ФЭНУ с максимально возможными значениями эффективности необходимо применять их в режимах работы, соответствующих низкопотенциальным источникам энергии, то есть температурные характеристики на фотоэлементах не должны превышать 45°C. Гибридный ФЭНУ, созданный по новейшим технико-технологическим структурированным проектам, показан на рисунке 3.3.5.

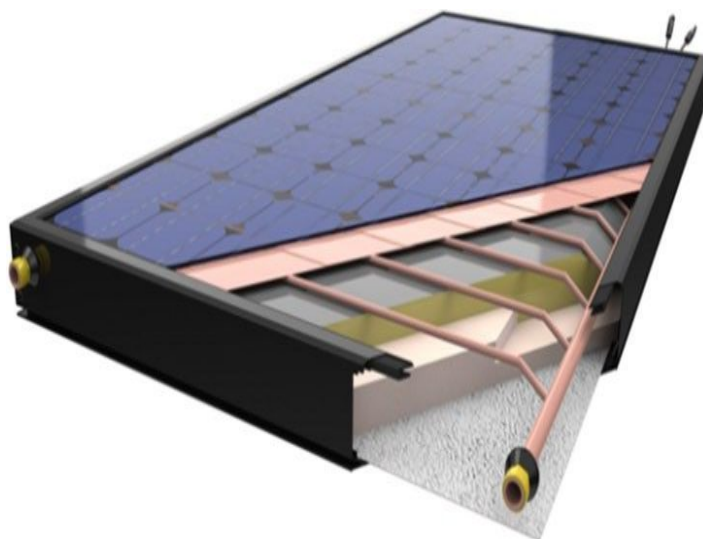


Рисунок 3.3.5. Гибридный ФЭНУ, созданный по новейшим технико-технологическим структурированным проектам

Такие гибридные ФЭНУ, созданные на базе КС-ЛР и ФЭМ, дают возможность одновременно нагревать воду и производить ЭЭ. В таких гибридных устройствах применяются неокругленные медно-тепловые трубки в форме прямоугольников, а эта типажность позволяет получать оптимизированно-расчетную объемность от С-ЛР. При этом такая структурность медно-тепловых трубок существенно понижает общую температурную составляющую фотоэлементов по сравнению с обычными ФЭМ.

Рассмотренный выше гибридный ФЭНУ представлен на рисунке 3.3.6.



Рисунок 3.3.6. Гибридный ФЭНУ, созданный на базе КС-ЛР и ФЭМ

Преимущества гибридных концентрирующих ФЭНУ перед плоскими состоят в том, что требуется значительно меньшее количество материалов для КС-ЛР и ФЭМ, а также в несколько больших температурных характеристических параметрах теплоносителя, что в совокупности создает условия для выработки большей ЭЭ и ТЭ. Однако имеются некоторые недостатки, к которым следует отнести системы слежения за Солнцем, которые повышают сложность и стоимость конструкции, а также создают достаточно высокие температурные режимы работы ФЭНУ, приводящие к понижению их общей проектной эффективности [3, 132, 168, 169, 218, 221, 223, 224, 225].

Обобщенно-расчетная модель таких гибридных концентрирующих ФЭНУ базируется на алгоритме решений, полученных в результате скрупулёзных исследований в области КС-ЛР без прозрачной изоляции. При этом она является самой значимой среди подобных типовых моделей, так как рассматривает самое большое количество параметрических характеристик, оказывающих влияние на различные режимы работы ФЭНУ в целом. Эта модель является универсальной и вполне подходит и для концентрирующих, и для плоских ФЭНУ. По своей сути эта универсальная

расчетная модель является обобщённой моделью Хоттель – Уилера, которая учитывает и вырабатываемую ЭЭ на ФЭМ. Эта модель показана в уравнении (3.3.1) для расчета тепловой мощности для нестационарного режима работы:

$$C_{eff} \frac{dT_m}{dt} = G_{red} \Sigma \cdot \eta_o \cdot (1 - b_u \cdot u) + (b_1 + b_2 \cdot u) \cdot (T_m - T_{umg}) + q_{kond} - q_{nutz} \quad (3.3.1)$$

где C_{eff} – абсолютно эффективная теплоемкость (кДж/(кг·К));

T_m – усредненная температурная характеристика КС-ЛР, (°С);

G_{red} – С-ЛР, приходящая на приемник (Вт/м²);

η_o – оптико-устойчивая эффективность КС-ЛР;

b_u – коэффициент скоростно-ветровой;

u – скоростной параметр ветра (м/с);

b_1 – коэффициент тепловыделяемых потерь КС-ЛР (м²К);

b_2 – коэффициент отношения тепловыделяемых потерь от скоростных параметров ветра (м³ К²);

T_{umg} – температурные характеристические особенности окружающей среды (°С);

q_{kond} – характеристические параметры конденсационного тепловыделения (Вт/м²);

q_{nutz} – параметрические характеристики тепловыделяемой мощности (Вт/м²).

При стабильно установленной С-ЛР, равной 1200Вт/м², вполне возможно получение общепольной мощности до значений, равных $P_{\max} = 1070$ Вт, при соотношении 1 : 3 произведённой ЭЭ к ТЭ [2, 3, 50, 57, 157, 170].

Таким образом, весьма целесообразно проведение оценочных сопоставлений эколого-экономических особенностей С-ЛР как одного из самых перспективно-эффективных СВИЭ, не оказывающего никаких вредных воздействий на природно-климатические характеристические свойства Земли.

3.4. Исследование характеристически-обоснованных свойств, работающих в реальных условиях ФЭМ

Для производства ЭЭ и ТЭ вполне возможно применение когенерационно-обусловленных аппаратов, входящих в структуру систем, использующих С-ЛР при максимально предельных значениях эффективности фотоэнергетических элементов.

Современные теоретические исследования создали предпосылки, выявления базовых физических принципов для увеличения КПД фотоэнергетических преобразователей С-ЛР, основным среди которых можно считать применение сконцентрированного волнового солнечного излучения. Оно создает возможности вплотную приблизиться к предельным, теоретически-полученным величинам КПД у гомогенных ФЭМ.

Важнейшим направлением в создании достаточно эффективных структурных систем энергопитания является достижение максимально предельных значений КПД при различных характеристических особенностях С-ЛР, то есть при неоднозначно-постоянных интенсивностях попадания ее на Ф-ЭМ.

В типажной теоретически созданной ФЭМ при высоких параметрах концентрации С-ЛР в модели линейно-направленного фототока вольтамперная характеристика определялась по следующему выражению:

$$U = \frac{A_{кр} k_0 T}{q} \ln \left(\frac{I_{\phi} - I}{I_0} + 1 \right) - IR, \quad (3.4.1.)$$

где I_{ϕ} – величина, определяющая силу фототока (А) для линейно-приближенной концентрации С-ЛР при попадании ее спектральных волн на ФЭМ; R – величина сопротивления ФЭМ (Ом·см). Параметрально-характеристическое значение неровности ГЛ вольтамперной характеристики обозначается как ($A_{кр}$) и определяется аспектными особенностями р-п-перехода.

Рассматриваемый метод на базе феноменологически разработанной теории предельно допустимых фотоэнергетических и температурных режимов применялся для определения параметров вольтамперных характеристик, работающих в реальных условиях ФЭМ в полном соответствии с его эквивалентной схемой замещения, показанной на рисунке

3.4.1.

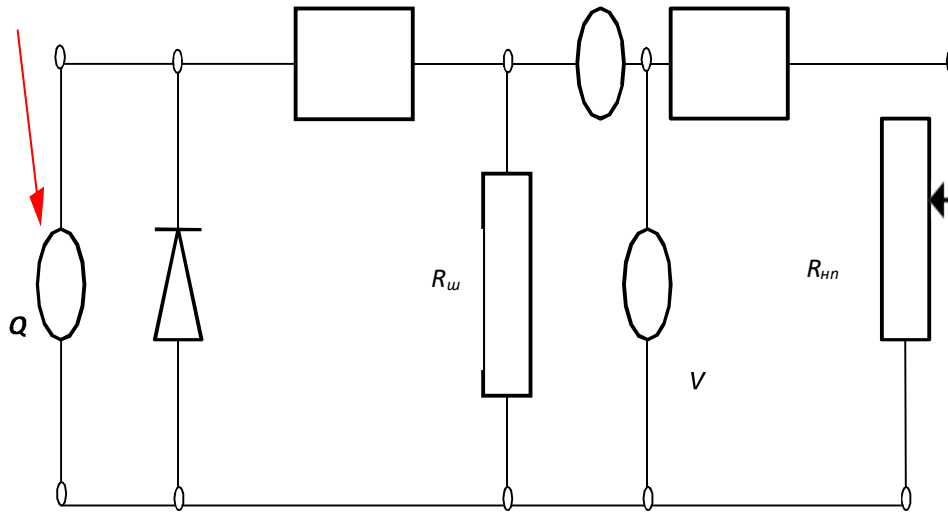


Рисунок 3.4.1 . Эквивалентная схема замещения ФЭМ для определения параметров вольтамперных характеристик работающих в реальных условиях

Составными частями схемы являются: Q – генератор фотоэлектрического тока; A – прибор для измерения силы тока (амперметр); V – прибор для измерения напряжения (вольтметр).

Значения тока и напряжения в зависимости от линейно-приближенной концентрации С-ЛР и прогрева ФЭМ при последовательном полном сопротивлении, состоящем из суммы сопротивлений переднего и базового слоя, определялись в соответствии со структурно созданной системой уравнений, представленных следующими формулами:

$$U_{\text{пр}} = \frac{[U_{\text{ххпр}} + \Delta U_T K_{\text{п}}](R_{\text{нп}} + R_{\text{пр}})}{(R_{\text{нп}} + R_{\text{пр}}) + R_{\text{пс}} + R_{\text{б}}} \quad (3.4.2)$$

$$I_{\text{п}} = [I_{\text{кэп}} - (I_{\text{ш}} \left(\frac{n}{N_n}\right)) \left(1 + \frac{n}{N_n}\right)] (1 - K_n) \quad (3.4.3)$$

где $K_{\text{п}} = \left(\frac{n}{N_{\text{п}}}\right)^{\alpha^*}$, $\alpha^* = \left(1 + \frac{n}{N_n}\right) \left[\frac{E_g}{U_{\text{ххпр}}}\right]$,

$$\Delta U_T = U_{\text{ххпр}}(T) - U_{\text{ххпр}}(T_0), \quad I_{\text{кэп}} = \eta_{\text{опт}} K I_{\text{кэпр}},$$

$$I_{\text{ш}} = \frac{U_{\text{ххпр}} K}{(R_{\text{ш}} + \Sigma R)}, \quad \Sigma R = R_{\text{пс}} + R_{\text{б}}$$

где $\eta_{\text{опт}}$ – оптически-выверенный КПД, K – обуславливает концентрацию, $I_{\text{кэпр}}$ – обозначает предельно-возможный ток при коротком замыкании, выражается в (А), при значениях концентрации ($K = 1$); $I_{\text{ш}}$ – величина шунтирующего тока (А); n – имеет пределы изменения от 1 до 7; $R_{\text{ш}}$ – величина шунтирующего сопротивления (Ом); $R_{\text{нп}}$ – значения внешнего сопротивления, измеряемого в (Ом); $R_{\text{пр}}$ – величина сопротивления соединительных проводов в (Ом); ΣR – суммарное значение внутренних сопротивлений в (Ом); $R_{\text{пс}}$ – величина сопротивления переднего слоя в (Ом); $R_{\text{б}}$ – величина, соответствующая сопротивлению базы в (Ом).

Предельно возможные значения вольтамперно-параметрических характеристик определялись на базе феноменологически разработанной теории предельно допустимых фотоэнергетических и температурных режимов с использованием формул, представленных выше. При этом $U_{\text{ххпр}}$ – величина предельно-допустимого напряжения холостого хода, находилась в прямой зависимости от температурных режимов; $I_{\text{кэп}}$ – значение тока, которое линейно зависимо от оптического КПД ($\eta_{\text{опт}}$) рабочей поверхностной площади ФЭМ. Также следует отметить, что для расчетов вольтамперных характеристик использовались следующие сопротивления ФЭМ: переднего слоя, зашунтированного слоя и базового слоя, а также сопротивлений нагрузки и проводов.

Вольтамперные характеристики, находящиеся в непосредственной зависимости от различных шунтирующих сопротивлений, характеризующиеся технико-технологическими особенностями производства ФЭМ, показаны на рисунке 3.4.2.

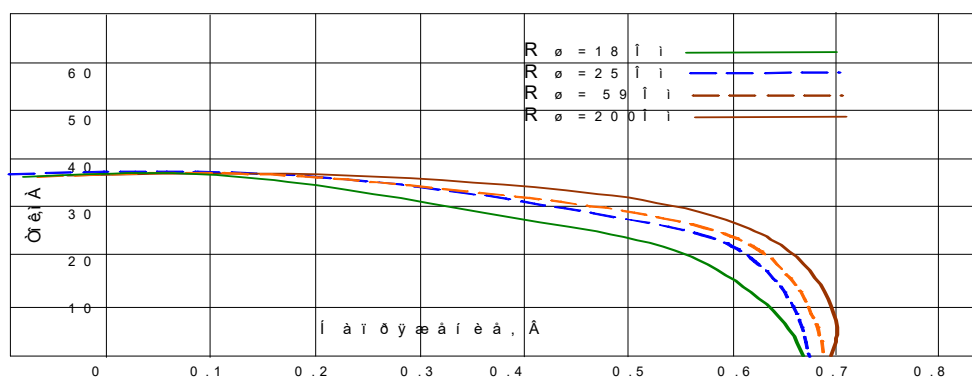


Рисунок 3.4.2. Вольтамперные характеристики, находящиеся в непосредственной зависимости от различных шунтирующих сопротивлений

Расчетно-выверенная прямая зависимость КПД от значений шунтирующих сопротивлений ФЭМ, показана на рисунке 3.4.3.

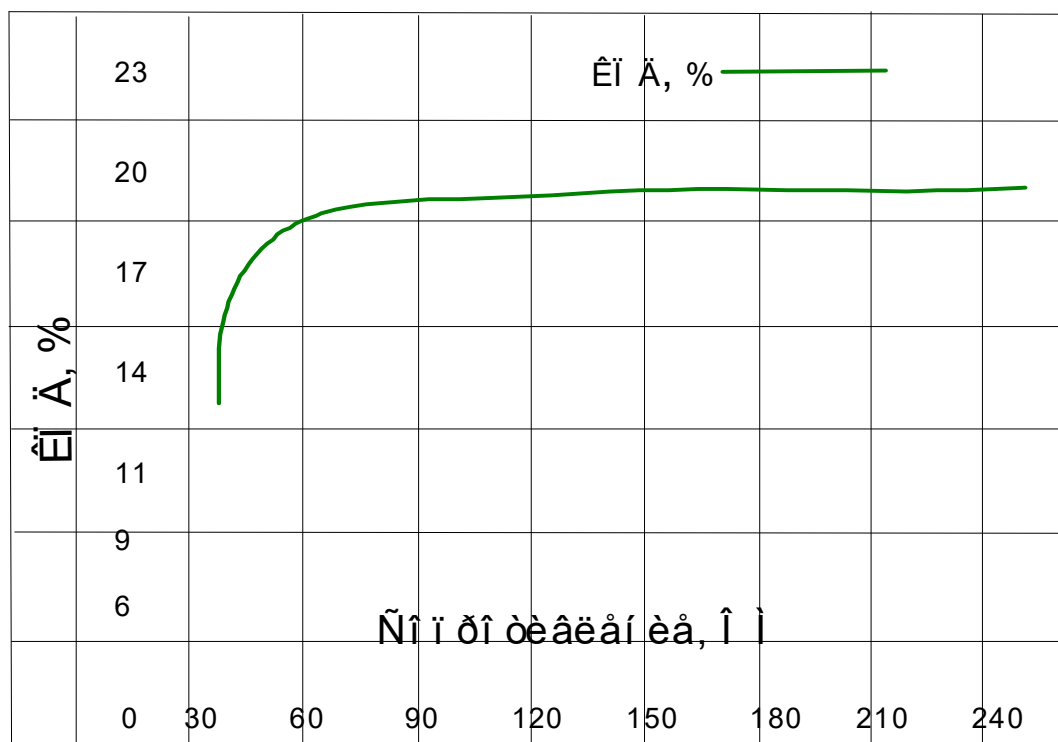


Рисунок 3.4.3. Расчетно-выверенная прямая зависимость КПД от значений шунтирующих сопротивлений ФЭМ

Из выше показанных рисунков 3.4.2 и 3.4.3 следует отметить, что при уменьшении шунтирующего сопротивления падают значения вольтамперных характеристик, а при величинах шунтирующих напряжений, находящихся ниже 55 Ом, замечается резкое падение КПД.

На рисунке 3.4.4 показаны графически-зависимостные отношения напряжения холостого хода от значений шунтирующих напряжений ФЭМ, полученных на базе феноменологически разработанной и фундаментально-скомпилированной теорий.

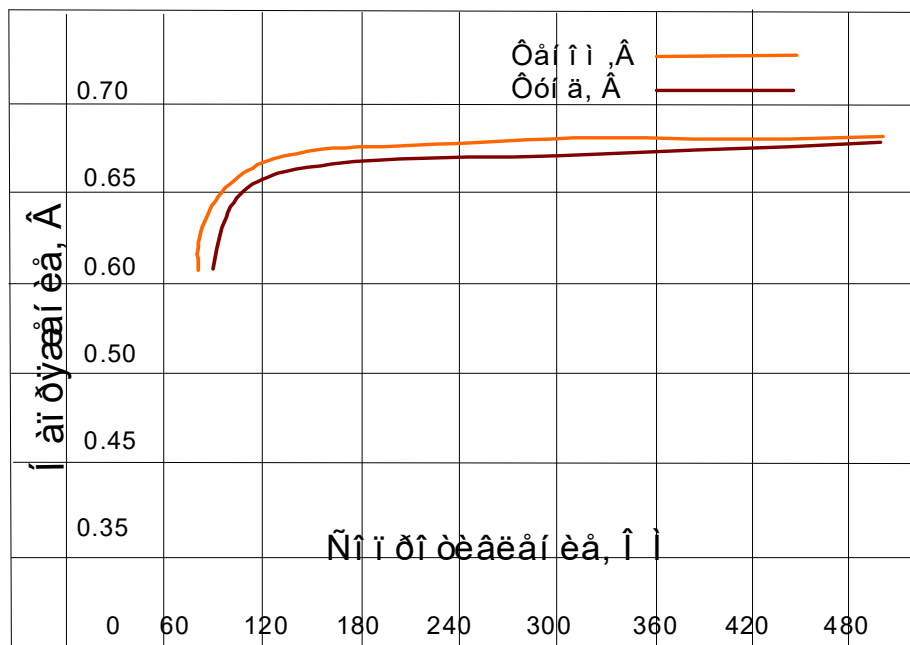


Рисунок 3.4.4. Графически-зависимостные отношения напряжения холостого хода от значений шунтирующих напряжений ФЭМ

При этом следует выделить то, что зависимостные отношения напряжения холостого хода от значений шунтирующих сопротивлений ФЭМ высчитывались с использованием формулы, соответствующей фундаментально-скомпилированной теории, которая представлена ниже:

$$U_{xx} = \frac{AkT}{q} \cdot \ln\left[\left(\frac{I_{\phi}}{I_0} + 1\right) - \frac{U_{xx}}{I_0(R_{ш} + R)} \cdot \left(1 - \frac{qR}{AkTI_{\phi}}\right) \exp\left(\frac{qU_{xx}}{AkT}\right)\right] \quad (3.4.4)$$

Также принималось во внимание то, что величина шунтирующего сопротивления определялась значением торцевого шунтирующего тока ФЭМ в полном соответствии с эквивалентной схемой, показанной на рисунке 3.4.1. Исходя из полного соответствия характеристических параметров, полученных на основе феноменологически разработанной и фундаментально-скомпилированной теорий, можно заметить ту очевидность, которая указывает на очевидную правомерность рассмотренной выше эквивалентной схемы [142, 145, 148, 155, 224, 225, 226].

Таким образом, определено, что можно производить расчеты на основе

обеих теорий, как феноменологически разработанной, так и фундаментально-скомпилированной и при этом получать достаточно точные прогнозные параметрически-скомпилированные энергетические характеристики ФЭМ.

3.5. Разработка и исследование математически-имитационного моделирования ФЭМ в компьютерной программе Matlab/Simulink

Исследования фотоэлектрической энергии, как источника энергии в различных компьютерных приложениях в настоящее время расширяются. Это чистый СВИЭ, который имеет достаточно существенные устойчивые ресурсы. В настоящее время фотоэлектрические элементы применяются в системах водоснабжения, кондиционерных и солнечных электростанциях, а также в районах, удаленных от централизованных электрических сетей. Исходя из этого, вполне можно принимать их эффективность весьма впечатляющей и значимой. При этом важным следует считать возможность определения выходных параметрических характеристик ФЭМ при воздействии на них различных природных факторов. Также значимым можно считать сравнение эффективности ФЭМ, созданных из разных материалов. Для получения максимально возможных характеристик ФЭМ необходимо точно знать значения её предельной мощности. При этом необходимо создать такой режим, при котором мощность будет наибольшей, вне зависимости от изменений окружающих условий. В случае проработки ФЭМ применяют имитирующие компьютерные программы, которые позволяют получать их достаточно точные характеристические параметры.

Направления разработки и исследования на базе современных программно-расчетных элементов математически-имитационных компонентно-объектных структурных систем электроснабжения на основе СВИЭ является весьма целесообразными. Они позволяют делать обобщённый сравнительно-расчетный анализ вариантов создания параметриально-оптимизированных систем с различными режимами их функционирования.

Для того чтобы ФЭМ работали с максимальными значениями мощности, чрезвычайно важно их направлять на волны С-ЛР под углом в 90° . Однако добиться такого угла попадания С-ЛР на поверхность

ФЭМ круглый год практически невозможно. Поэтому следует довольствоваться самой высокой точкой над поверхностью Земли для расположения там ФЭМ, что даст реально максимальную мощность. При этом перед монтажом ФЭМ важно знать территориально-оптимальную ориентацию в пространстве. Также следует определить самый рациональный и постоянный в течение всего календарного года, угол наклона (β), который определяется как угол между горизонтальной поверхностью Земли и плоскостью ФЭМ.

Самый оптимизированный угол наклона (β) для Республики Абхазия определен, и он находится в диапазоне от $\beta = 35^\circ$ до $\beta = 45^\circ$. При монтаже ФЭМ с $\beta = 45^\circ$ поступление С-ЛР будет меньше почти на 7 % с января по май из-за дождевых осадков, по сравнению с углом наклона в $\beta = 35^\circ$. На рисунке 3.5.1 показан угол наклона (β) ФЭМ по отношению к горизонтальной земной поверхности.

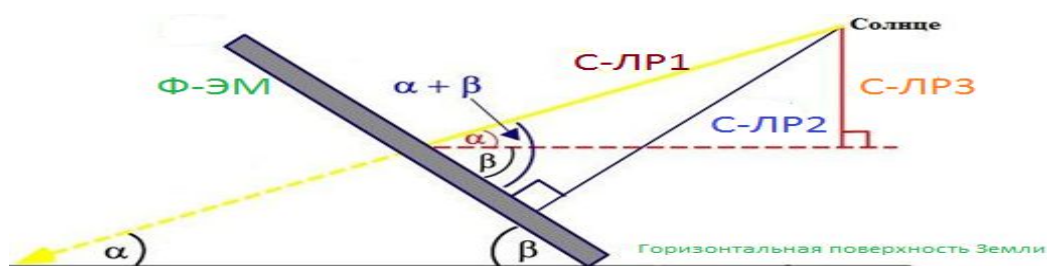


Рисунок 3.5.1. Угол наклона (β) ФЭМ по отношению к горизонтальной земной поверхности, С-ЛР – волны солнечной лучистой радиации

Предполагается, что монтаж ФЭМ в Абхазии целесообразно делать на крышах домов, угол наклона у которых обычно находится в диапазоне от $\beta = 35^\circ$ до $\beta = 45^\circ$, что даст общий приход солнечной энергии

$$\mathcal{E}_{\text{год } \beta} = 1950 \text{ кВт ч/м}^2 \quad (3.7.1)$$

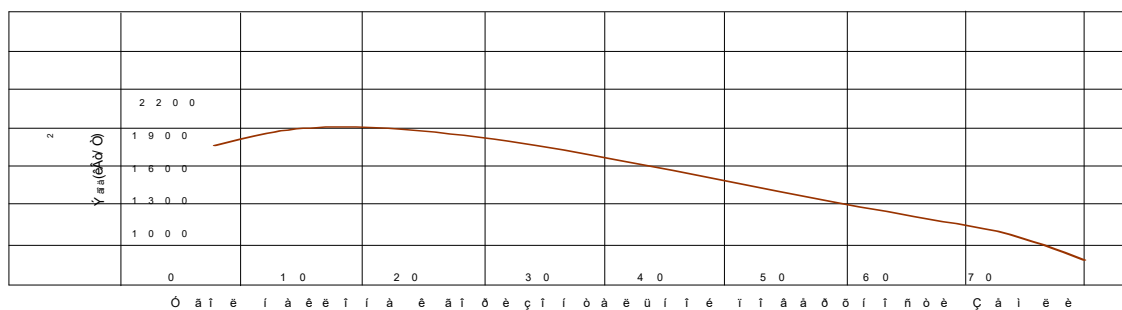


Рисунок 3.5.2. Прогнозируемая суммированная годовая энергия С-ЛР, в зависимости от угла наклона к горизонтальной поверхности Земли, в Абхазии

Зависимостное отношение прогнозируемой суммированной годовой энергии С-ЛР от угла наклона показано в таблице 3.5.1.

Табл.3.5.1.

Суммированная годовая энергия С-ЛР от угла наклона

β	0	8	16	24	32	40	48	56	64	72
Э кВт/Т ²	1780	1820	1840	1850	1880	1890	1870	1820	1750	1450

В таблице 3.5.1 показан рационально-выделенный угол наклона ФЭМ для Республики Абхазия, который даст достаточное точное прогнозируемое значение суммированной годовой энергия С-ЛР за весь период календарного года.

Принимая во внимание большое количество публикаций, были созданы обширные статистические характеристики ФЭМ, которые в свою очередь дают возможность достаточно правильного выбора типажности в зависимости от внешних условий территорий, где планируется их установка. К одним из самых эффективных фотоэлектрическим преобразователям, конечно же, следует отнести в первую очередь имеющие кристаллическую структуру ФЭМ. Следующими по очередности вполне можно считать тонкоплёночные ФЭМ. Процесс создания структурированных систем на основе монокристаллического кремния весьма затратный и трудный, что, естественно, вынуждает обратить внимание на сплавы аморфно-структурного кремния, арсенида галлия, а также поликристаллических полупроводников.

Тонкопленочные ФЭМ могут быть выполнены из нескольких утонченных слоев специально отобранных элементных материалов. Размер высоты таких слоев может варьироваться в пределах от нанометров до микрометров. Такие ФЭМ обычно производят на основе кремния и селенида галлия, но также могут быть произведены на базе теллурида кадмия и диоксида титана.

На рисунок 3.5.3 показаны полученные вольтамперные характеристики ФЭМ с различными базовыми материалами.

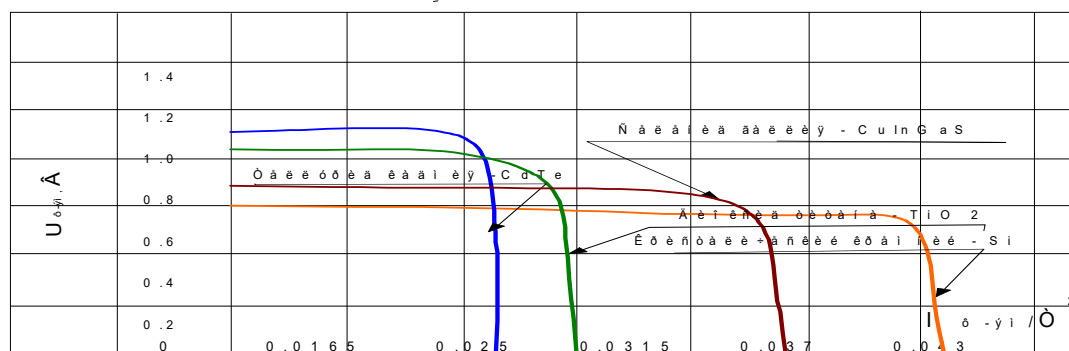


Рисунок 3.5.3. ГЛ вольтамперных характеристик ФЭМ с различными базовыми материалами

В таблице 3.5.2 представлены рабочие характеристики ФЭМ с различными базово-составляющими элементами.

Табл. 3.5.2

Рабочие характеристики различных типовых ФЭМ

Типаж ФЭМ	$I_{кз}$ (мА /см ²)	$U_{хх}$ (В)	$I_{опт}$ (мА /см ²)	$U_{опт}$ (В)	P_{max} (мВт /см ²)	η %	ξ
C-Si	40,5	0,578	39,6	0,563	23,78	24	0,834
AsGa	28,1	1,025	27,234	0,931	25,784	25	0,876
Poly-Si	37,8	0,632	36,214	0,576	19,832	20	0,825
CdTe	35,4	0,673	34,087	0,578	15,485	15,5	0,815
CuInGaSe2	25,8	0,703	24,756	0,534	19,342	19,5	0,848

В табл. 3.5.2 показаны значения следующих рабочих характеристик: $I_{кз}$ – величина удельного тока короткого замыкания, $U_{хх}$ – величина напряжения холостого хода, $I_{опт}$ – величина оптимально-удельного тока, $U_{опт}$ – величина оптимального напряжения, P_{max} – удельно-максимальная величина

рис. 3.5.4 показан теоретически-возможный предел величин удельных токов мощности, η — величина КПД при максимально возможной мощности, ξ — величина, соответствующая коэффициенту заполнения.

На короткого замыкания для различных типажных ФЭМ.

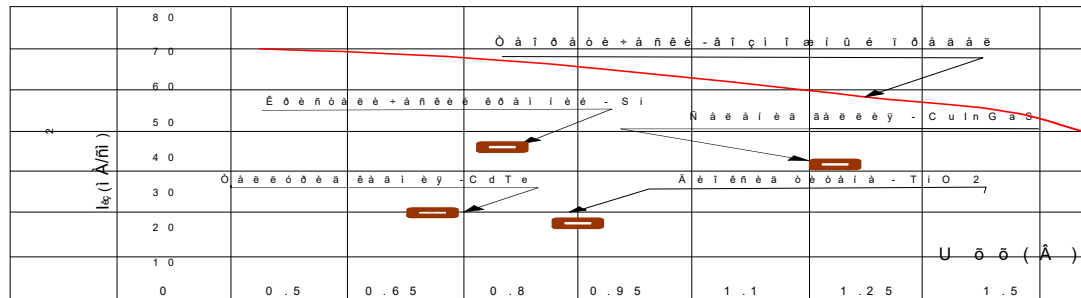


Рисунок 3.5.4. Теоретически-возможный предел величин удельных токов короткого замыкания для различных типажных ФЭМ

Рассматривая таблицу 3.5.2, можно отметить, что максимальный КПД имеют два типажных ФЭМ, которые имеют базовыми составными материалами кристаллический кремний (C-Si) и арсенид галлия (AsGa). При этом следует выделить то, что арсенид галлия значительно сложнее в производстве и более финансово емкий в сравнении с кристаллическим кремнием. Этот аспект приводит к пониманию того, что кристаллический кремний следует считать более предпочтительным при массовом производстве ФЭМ.

Важнейшим характеристическим параметром, на который опирается оценка эффективности ФЭМ, является величина коэффициента заполнения, выявляемая как отношение максимального значения мощности к произведению удельного тока короткого замыкания на величину напряжения холостого хода.

Типажные ФЭМ, получающие коммерческую составляющую, имеют коэффициент заполнения, превышающий 0,75, в то время как у фотоэлектрических преобразователей более низкой классификации этот коэффициент находится в диапазоне от 0,35 до 0,75.

ФЭМ с высоким коэффициентом заполнения имеют лучшие параметрически расчетные значения, которые получаются за счет более качественных сборно-монтажных схем.

На рисунке 3.5.5 показана вольтамперная характеристика с графической линией (ГЛ), показывающей характеристические особенности общей

мощности ФЭМ, которая генерируется при изменении значения выходного напряжения от напряжения холостого хода до нуля. При этом на этом рисунке видно, что имеется всего лишь единственная точка (С), в которой получается предельно максимальное значение полной мощности. Эту точку вполне справедливо можно считать оптимально рабочей точкой вольтамперной характеристики ФЭМ, при этом значения тока и напряжения в этой точке соответственно следует рассматривать как оптимально выбранными. Обычно при разработках ФЭМ стараются, чтобы вся работа фотоэлектрического преобразователя проходила в этой точке или вблизи этих значений.

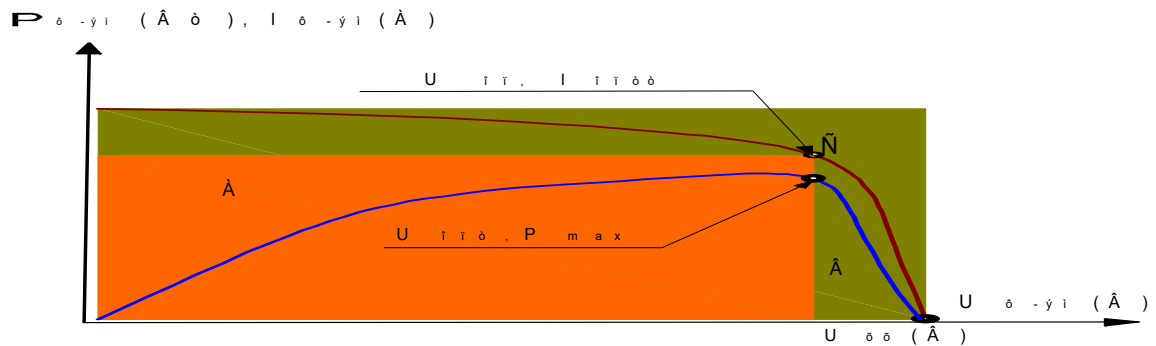


Рисунок 3.5.5. Вольтамперная характеристика с ГЛ, показывающей характеристические особенности общей мощности ФЭМ

В программе Matlab разработана и исследована универсально-выделенная модель ФЭМ, абсолютно совместимая с подразделом Sim Power Systems, которая дает возможность достаточно точно моделировать структурированную систему электрификации с учетом особенностей, влияющих на изменения волн С-ЛР в зависимости от температурных режимов окружающей среды. К важной особенности этой универсально-выделенной модели ФЭМ следует отнести вольтамперную характеристику, которая проходит по трем условно взятым значениям. Этими значениями являются величины: ток короткого замыкания, напряжение холостого хода и предельно - максимальная мощность ФЭМ. На рисунке 3.7.6 показана модель ФЭМ, который состоит из источника тока (PV1) и источника напряжения (U), а также резистора (r) и диода (VD). Рассчитаны характерно-параметрические значения ФЭМ с вольтамперными характеристиками, близкими к реальному фотоэлектрическому преобразователю, следующим формулам:

$$U_{xx} = U + U_{VD} + I_{кз} \cdot r, \quad (3.5.2)$$

$$U_{\text{опт}} = (I_{\text{кз}} - I_{\text{опт}}) \cdot r + U_{VD} + U, \quad (3.5.3)$$

Используя выражения (3.7.2) и (3.7.3), определены напряжение источника (U) и сопротивление резистора (r), используя следующие формулы:

$$U = U_{\text{xx}} \frac{k_i + k_u - 1}{k_i} - U_{VD}, \quad (3.5.4)$$

$$r = \frac{u_{\text{xx}}}{I_{\text{кз}}} \left(\frac{1 - k_u}{k_i} \right) \quad (3.5.5)$$

На рисунке 3.5.6 показана смоделированная типовая модель ФЭМ, которая предоставляла возможность проводить исследования в компьютерной программе Matlab при совместной работе сразу нескольких источников питания.

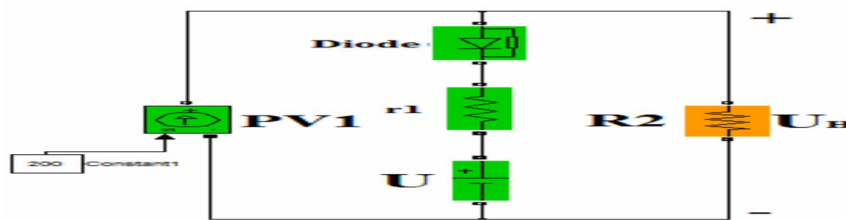


Рисунок 3.5.6. В программе Matlab показана универсально-выделенная модель ФЭМ, полностью совместимая с подразделом Sim Power Systems

При моделировании в этой программе ток короткого замыкания, напряжение холостого хода и предельно-максимальная мощность находились в полном соответствии со значениями реальной вольтамперной характеристики ФЭМ. Также в подпрограмме был создан блок, моделирующий в точности характеристические параметры вольтамперной характеристики реального ФЭМ, показанный на рисунке 3.5.7.

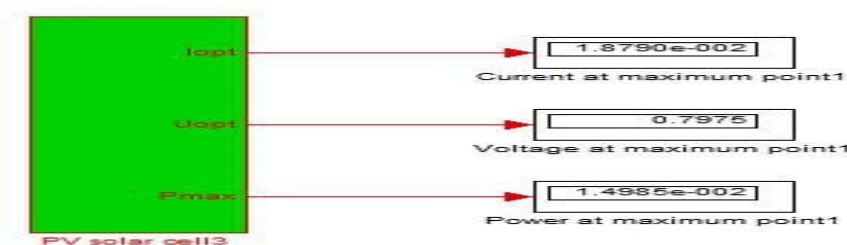


Рисунок 3.5.7. Блок, моделирующий в точности характеристические параметры вольтамперной характеристики реального ФЭМ

Для того чтобы этот блок начал работать в программе Matlab, он был присоединен к другим управляемо-выбранным источникам, как показано на рисунке 3.5.8.

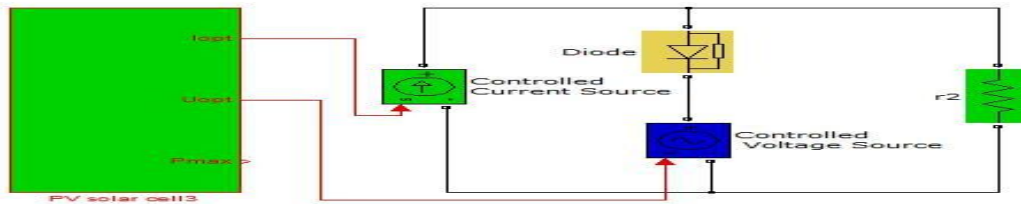


Рисунок 3.5.8. Блок, моделирующий вольтамперные характеристики в сборной схеме в разделе Sim Power System программы Matlab

Далее была создана полная схема ФЭМ с блоком, моделирующим вольтамперные характеристики в общекompилированной структурной сборке, показанной на рисунке 3.5.9.

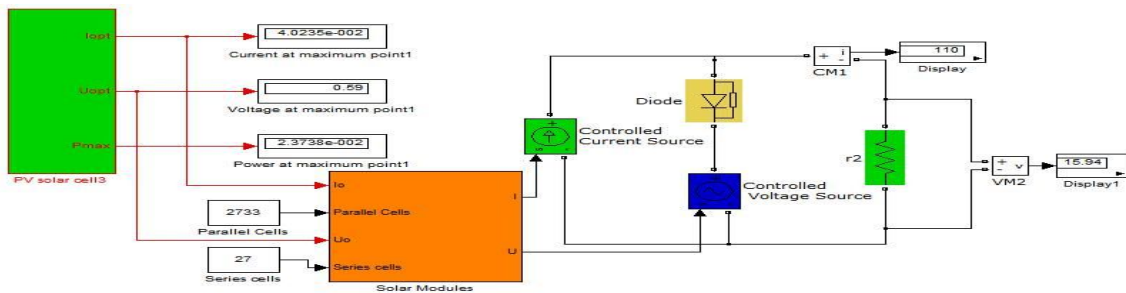


Рисунок 3.5.9. Полная схема ФЭМ с блоком, моделирующим вольтамперные характеристики в общекompилированной структурной сборке, в разделе Sim Power System программы Matlab

На рисунке 3.5.10 показана графическая линия темно-коричневого цвета, которая соответствует вольтамперной характеристике, полученной из универсально-выделенной модели ФЭМ, представленной на рисунке 3.7.6. Графическая линия красного цвета соответствует вольтамперным характеристикам, полученным уже из полной схемы ФЭМ, с блоком, моделирующим вольтамперные характеристики в общекompилированной структурной сборке, изображенным на рисунке 3.7.9 [3, 148, 152, 155, 225].

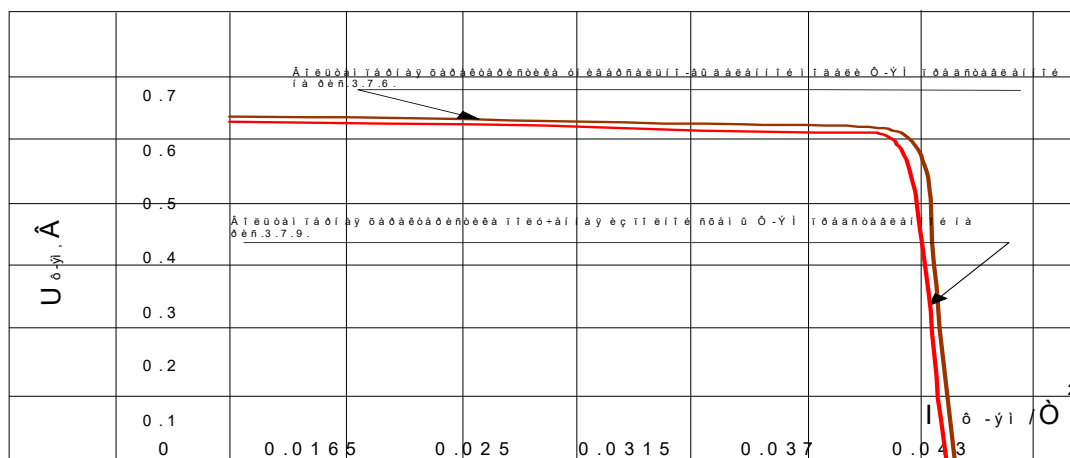


Рисунок 3.5.10. Вольтамперная характеристика, полученная из универсально-выделенной модели ФЭМ

3.6. Техничко-экономическое обоснование высокой эффективности автономной фотоэлектрической станции собранной из ФЭМ, по сравнению с другими обычными и СВИЭ

Для электрификации удаленных от централизованных сетей электропотребителей существует несколько вариационных направлений. Если за основное направление в нашем случае рассматривать электроснабжение за счет использования автономной фотоэлектрической станции, собранной из ФЭМ, то за другие альтернативные источники вполне можно взять, к примеру, бензиновый генератор и автономную ветровую электростанцию.

Автономная ветровая электростанция при средней скорости ветра 5–7 м/с вполне может вырабатывать до 5 кВт ЭЭ. Если учесть ее цену вместе с амортизационными и эксплуатационными расходами при 10-летнем цикле работы, вырабатываемая ею ЭЭ будет стоить примерно 5 руб за кВт·ч. При

большой средней скорости ветра цена на ЭЭ будет ниже примерно на 1,2 руб за каждый кВт·ч.

При использовании бензогенератора для получения 5 кВт необходимо затрачивать около 1 литра бензина за час работы. В течение 10 лет при непрерывной 12-часовой работе он истратит 43 200 литров. При самых усредненных значениях бензина (50 руб/литр) около 2 160 000 рублей будет потрачено на топливо в течение 10 лет, без учета дополнительных расходов на техническое обслуживание и логистические общие расходы. Исходя из вышеперечисленных значений цены на топливо, а также коэффициента технико-эксплуатационной нагрузки, получаем стоимость вырабатываемой ЭЭ бензогенератором в диапазоне от 12–15 руб. за 1 кВт·ч.

Теперь произведем расчет стоимости ЭЭ, полученной от автономной фотоэлектрической станции. При предельно-максимальной мощности нагрузки равной $P_{max,наг.} = 5\text{кВт}$, значение общей потребляемой энергии за 12 часов непрерывной работы будет примерно равно $\mathcal{E}_{за 12 ч.} = 60\text{кВт} \cdot \text{ч}$.

Для определения удельно-расчетной стоимости инвертора необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$C_{и} = P_{max,наг.} \cdot \zeta_{и} = 5\text{кВт} \cdot 13500 \text{руб.}/\text{кВт} = 67\,500 \text{руб.} \quad (3.6.1)$$

где $\zeta_{и}$ – удельная стоимость инвертора, которая равна

$$\zeta_{и} = 13500 \text{руб.}/\text{кВт} \quad (3.6.2)$$

Удельная стоимость одного ФЭМ может быть взята из коммерческих прайс-листов, лидирующих на рынке солнечных электростанций, дилерских фирм. Цены на ФЭМ достаточно сильно варьируются, в зависимости от цен на комплектно-сборочные элементы и стоимостные нагрузки логистических путей доставки. Поэтому усредненная цена на ФЭМ будет самым оптимально-выверенным вариантом, это показано в следующем выражении:

$$\zeta_{ф-эм} = 15000 \text{руб.}/\text{кВт}, \quad (3.6.3)$$

где $\zeta_{ф-эм}$ – усредненная удельная стоимость ФЭМ.

С целью определения удельно-расчетной стоимости ФЭМ использовалась следующая формула:

$$C_{\text{ф-эм}} = P_{\text{max,наг.}} \cdot \zeta_{\text{ф-эм}} = 5\text{кВт} \cdot 15000 \text{ руб./кВт} = 75000 \text{ руб./кВт}, \quad (3.6.4)$$

где предельно-максимальная мощность нагрузки – $P_{\text{max,наг.}} = 5\text{кВт}$.

Удельная стоимость одного гелевого аккумулятора была взята из коммерческих прайс-листов. Она находится в ценовом диапазоне, который возможно отразить следующим значением:

$$\zeta_{\text{АБ}} = 11000 \text{ руб./кВт}.$$

С целью определения удельно-расчетной стоимости гелевых аккумуляторов использовалась следующая формула:

$$C_{\text{АБ}} = P_{\text{max,наг.}} \cdot \zeta_{\text{АБ}} = 5\text{кВт} \cdot 11000 \text{ руб./кВт} = 55000 \text{ руб./кВт}, \quad (3.6.5)$$

где предельно-максимальная мощность нагрузки определяется по следующему выражению: $P_{\text{max,наг.}} = 5\text{кВт}$.

При этом полная стоимость всей автономной фотоэлектрической станции была получена, с применением такой формулы:

$$C_{\text{сум.за 10 лет}} = (C_{\text{и}} + C_{\text{ф-эм}} + C_{\text{АБ}}) \cdot k_{\text{аморт.}} = (67\,500 \text{ руб.} + 75\,000 \text{ руб.} + 55\,000 \text{ руб.}) \cdot 2 = 394\,000 \text{ руб.}, \quad (3.6.6)$$

где $k_{\text{аморт.}} = 2$ – амортизационно-расчетный коэффициент, учитывающий непрерывную работу автономной фотоэлектрической станции, с текущими ремонтно-профилактическими заменами оборудования, имеющего естественный временной износ.

При этом потребляемая энергия за 10 лет определялась по следующей формуле:

$$Э_{\text{за 10 лет}} = 10_{\text{лет}} \cdot \text{Кол. дней в году} \cdot Э_{\text{за 12 ч.}} = 219\,000 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \quad (3.6.7)$$

Для определения удельной стоимости ЭЭ за 10 лет непрерывной работы автономной фотоэлектрической станции использовалась следующая формула:

$$C_{\text{ед.ЭЭ 10лет}} = \frac{C_{\text{сум.за 10 лет}}}{\text{Э}_{\text{за 10 лет}}} = \frac{394000}{219000} = 1,79 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч} \quad (3.6.8)$$

На рисунке 3.6.1 показана в графической форме удельная стоимость ЭЭ для автономной фотоэлектрической станции, бензинового генератора и автономной ветровой электростанции.

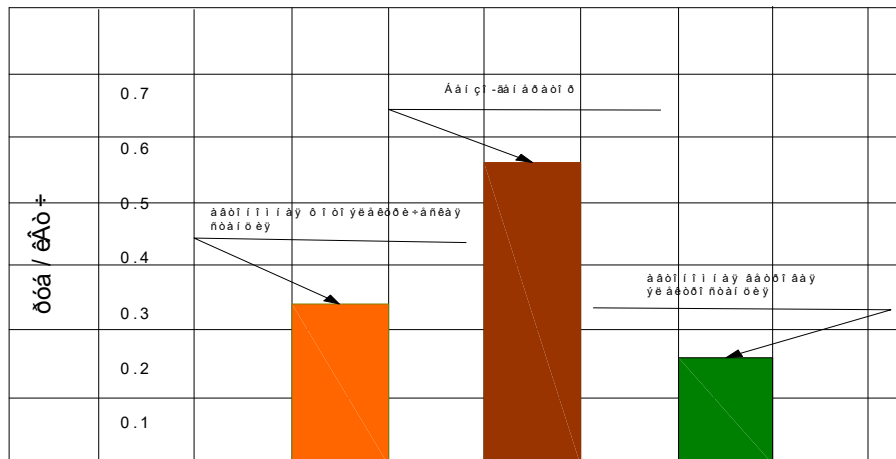


Рисунок 3.6.1. Сравнение удельных стоимостей ЭЭ для автономной фотоэлектрической станции, бензинового генератора и автономной ветровой электростанции

Таким образом, из рисунка 3.6.1 наглядно видно, что удельная стоимость автономной фотоэлектрической станции несколько больше, чем у автономной ветровой электростанции, но значительно меньше, чем у бензинового генератора. При этом резервы уменьшения стоимости автономной фотоэлектрической станции есть, и они лежат в плоскости уменьшения общеамортизационных расходов. На эти расходы прямое влияние оказывает качество материалов, из которых делаются сборно-составляющие элементы автономной фотоэлектрической станции [3, 6, 152, 154,164].

ВЫВОДЫ к главе 3

1. Всем мировым сообществом полностью осознан тот факт, что уже произошло достижение предельных значений отрицательного влияния жизнедеятельности человечества на экологическую составляющую Земли. В связи с чем, развитие энергетических отраслей стало вырабатываться на основе эколого-экономических приоритетов.

2. Главным трендовым направлением в области увеличения энергообеспеченности Абхазии, вполне может стать разработка и строительство структурно-ориентированных энергетических объектов небольшой установленной мощности на основе СВИЭ.

3. Проведенные исследования показали, что эффективное использование преобразователей С-ЛР во многом зависит от спектрально-волнового коэффициента пропускания солнечной энергии, а также от влияния природно-климатических зон. При этом эти исследования привели к пониманию, целесообразности использования в условиях Абхазии солнечных электро-тепловых установок.

4. Определено, что применение концентраторов С-ЛР приводит к повышению КПД всей фотоэлектрической системы преобразования солнечной энергии, и понижает общую стоимость генерирующих фотоэнергетических станций.

5. Исследованы гибридные ФЭНУ, обладающие способностью производить ТЭ и ЭЭ одновременно. Они являются симбиозом фотоэлектрических панелей и концентраторов С-ЛР (КС-ЛР), их принято ещё называть РVT-панелями.

6. Определены вольтамперные характеристики, находящиеся в непосредственной зависимости от различных шунтирующих сопротивлений, которые характеризуются технико-технологическими особенностями работы ФЭМ.

7. В программе Matlab разработана и исследована универсально-выделенная модель ФЭМ, абсолютно совместимая с подразделом Sim Power Systems. Она предоставила возможность достаточно точно смоделировать структурированную систему электрификации с учетом особенностей, влияющих на изменения волн С-ЛР в зависимости от температурных режимов окружающей среды.

ГЛАВА 4. РАСЧЕТНО-АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОПТИМИЗАЦИОННОЕ СТРУКТУРИРОВАНИЕ СИСТЕМНЫХ ПРОБЛЕМ ПРИ

ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГИИ В УСЛОВИЯХ АБХАЗИИ

4.1. Параметро-характеристические свойства температуропроводности геотермальных источников тепловой энергии (ТЭ)

ТЭ земной поверхности может быть представлена в двух типажных формах. К первой форме следует отнести ТЭ экзогенного, то есть внешнего происхождения. Ко второй форме относится типажная форма эндогенно-характерного происхождения, которая относится к ТЭ внутреннего происхождения. При этом надо выделить первостепенные источники, которые являются источниками эндогенно-характерного происхождения:

- 1) смещения больших пластов Земли с упругими деформациями, которые вызываются тектоническими процессами;
- 2) различные виды физических и химических критериально-обоснованных процессов;
- 3) продолжающийся распад радиоактивных элементов, имеющих полураспад по временным показателям меньше, чем время образования Земли.

Незначительное количественно-процентное отношение радиоактивных элементов к основной горно-скальной породе все же оказывает огромное влияние на прогрев внутренних слоев земной коры, что в свою очередь создает предпосылки для развития процессов, приводящих к землетрясениям, различным метаморфозам и, естественно, к вулканической активности.

ТЭ, находящаяся в глубинах Земли, напрямую связана с процессами, которые предшествовали её образованию. Последняя гипотеза о происхождении планет Солнечной системы, в том числе и нашей Земли, сводится к тому, что вначале было некоторое сгущение протопланетного облачно-пылевого вещества. Это вещество вращалось вокруг Солнца, но имело внутреннюю температуру, близкую к нулевым значениям. Однако постепенно оно начало разогреваться за счет ТЭ, которая поступала в результате радиоактивного распада элементов, что в дальнейшем привело к образованию твердых оболочек Земли. По мере зонного расплавления глубинных пород происходило образование земной поверхности в ее современном виде. По мнению многих исследователей, именно зонное

расплавление привело в результате к образованию атмосферы и твердой оболочки Земли.

Температурные характеристики поверхностных слоев Земли во многом зависят от поступления ТЭ от солнца. При этом С-ЛР оказывает влияние на глубину до двух метров вглубь Земли. На глубине 24 метра находится нейтрально-годовой температурный слой, величина которого примерно равна усредненному годовому значению температуры на земной поверхности.

Гелио-термической зоной называется часть земной коры, которая находится над нейтрально-годовым температурным слоем. При этом следует отметить, что нейтрально-годовой температурный слой для разных территорий Земли находится на разных глубинах. Во многом он зависит от параметрально-характеристических особенностей теплопроводности горно-скальных пород. То есть чем больше теплопроводность горно-скальных пород, тем глубже будет нейтрально-годовой температурный слой [8,18,105,106].

Под нейтрально-годовым температурным слоем находится геотермическая зона, которая получает ТЭ прямо из глубинных недр Земли. Носителями ТЭ из гелио-термической зоны могут быть глубинные горно-скальные породы, теплопроводность которых характеризуется коэффициентом теплопроводности (λ , Вт/м °С). Величина этого коэффициента представляет собой количество ТЭ, которое проходит через изотермическую поверхность в единицу времени. Для его определения использовалась следующая формула:

$$\lambda = \frac{Ql}{S(t_2 - t_1)\tau}, \quad (4.1.1)$$

где Q – величина проходящей ТЭ через изотермическую поверхность, Дж; l – значение толщины слоя глубинной горно-скальной породы, м; S – поверхностная площадь, через которую проходит поток ТЭ, м²; $t_2 - t_1$ – величина разности температур на обратных сторонах слоя глубинной горно-скальной породы, °С.

Поры и наличие жидкостей в слоях глубинной горно-скальной породы увеличивает коэффициент теплопроводности, при этом меняется и механизм теплопереноса. Механизм кондуктивного переноса ТЭ усиливается добавлением конвективного, что в свою очередь увеличивает общую составляющую теплопереноса. У теплопроводности имеется величина,

обратная ей, и она называется тепловым сопротивлением (ε , м °С/ Вт), которое вычислялось с применением следующей формулы:

$$\varepsilon = \frac{1}{\lambda} . \quad (4.1.2)$$

Коэффициент теплоемкости (c , Дж/ кг °С) можно охарактеризовать как количество тепла, необходимое для прогревания на 1°С при неизменном давлении 1 килограмма какого-то вещества и определялся он с использованием такой формулы:

$$C = \frac{Q}{m\Delta t} , \quad (4.1.3)$$

где в данном случае Q – количество ТЭ, необходимое для прогревания вещества, Дж; m – величина массы вещества, кг; Δt – величина разности между конечной и начальной температурами при прогреве вещества, °С.

Для определения коэффициента температуропроводности применялась следующая формула:

$$\alpha = \frac{\lambda}{c\rho} , \quad (4.1.4)$$

где λ – величина теплопроводности, Вт/м °С; c – теплоемкость, Дж/ кг °С; ρ – величина, характеризующая плотность горно-скальной породы в этом случае, кг/м³.

Параметро-характеристические свойства температуропроводности глубинных горно-скальных пород во многом зависят от следующих факторо-составляющих особенностей:

- 1) при увеличении влажности растет температуропроводность, при этом она увеличивается до определенного предельного значения влажности, которая различна для разных горно-скальных пород;
- 2) увеличение значения плотности глубинных горно-скальных пород приводит к уменьшению температуропроводности;
- 3) более высокие значения температуропроводности характерны водоносным структурам горно-скальных пород, по сравнению с нефтеносными структурами, так как нефтяное тепловое сопротивление несколько больше, чем водяное.

В земной коре происходит кодуктивный перенос ТЭ, напрямую

связанный с теплопроводностью глубинных горно-скальных пород, а также конвективный перенос ТЭ, зависящий от циркуляционных процессов подземных флюидных масс, к которым можно отнести водосодержащие жидкости, нефть и газ. Конвективный перенос нельзя считать важнейшим фактором переноса ТЭ Земли, но при этом важно выделить то, что подземные воды занимают достаточно важное место в общем перераспределении тепла на нашей планете.

Водо-содержащие подземные жидкости весьма активны под влиянием гравитационных сил и находятся в непрерывном смешении с поверхностными водами. На территориях, где высокая циркуляция водосодержащих подземных жидкостей, перенос ТЭ достаточно сильно возрастает, что в свою очередь приводит к уменьшению температурного градиента. Отношение разности температур между двумя выбранными объектными позициями к глубинно-дистанционной их разности принято называть геотермическим градиентом, который определялся, при использовании следующей формулы:

$$\Gamma = \frac{t_2 - t_1}{H_2 - H_1}, \quad (4.1.5)$$

где Γ – величина глубинного градиента, м; t_2 и t_1 – разность температур между двумя выбранными объектными позициями, °С, $H_2 - H_1$ – глубинно-дистанционная их разность, м.

В практических исследованиях геотермический коэффициент выбирают из усредненного расчета, для всех земных недр равным 3°С на каждые глубинные 100 м. Присутствие геотермического коэффициента объясняется с точки зрения направленного к поверхности Земли потока ТЭ.

Геотермической ступенью принято называть промежутки земных недр, на которых температурные параметры меняются на 1 °С, и она вычислялась по такой формулой:

$$G = \frac{H_2 - H_1}{t_2 - t_1}, \quad (4.1.6)$$

где G – значение геотермической ступени, м; $H_2 - H_1$ – глубинно-дистанционная их разность, м; t_2 и t_1 – разность температур между двумя выбранными объектными позициями, °С.

Для получения взаимосвязи между геотермическим градиентом и

геотермической ступенью использовалась следующая формула:

$$G = \frac{1}{\Gamma}. \quad (4.1.7)$$

Значения геотермической ступени имеют достаточно серьезную гранично-предельную волатильность, которая зависит от теплопроводности и глубинно-характеристических особенностей глубинных горно-скальных пород, а также от динамической активности подземных жидкостей. Если брать усредненное значение геотермической ступени, то она приравнивается к 33 метрам, но в реально рассматриваемой ситуации ее значение находится в диапазоне от 15 до 105 метров. Такой диапазон получается из-за различий тектонических структур, которые подразделяются на следующие типовые виды:

- 1) старо-кристаллические глубинные щиты, у которых геотермическая ступень выбирается равной 105 метров;
- 2) платформенно-глубинные пласты земной коры, у которых геотермическая ступень находится в диапазонных границах от 40 до 70 метров;
- 3) территории с молодым вулканизмом, у которых геотермическая ступень находится в районе от 15 до 40 метров.

Для примера можно сравнить горный массив, состоящий из кристаллических пород, имеющих высокую степень теплопроводности, но небольшую геотермическую ступень, с массивом, состоящим из глины, имеющей низкую теплопроводность, но большую геотермическую ступень [8, 9, 19, 105, 106].

Земную кору на территории Абхазии вполне можно считать достаточно прогретой, при этом геотермический температурный градиент равняется примерно $4 \text{ }^\circ\text{C} / 100 \text{ м}$, а геотермическая ступень находится в диапазоне от 15 до 24 м / $^\circ\text{C}$. На глубинах около 2 500 метров в Абхазии можно наблюдать изменения температур от 75 до 105°C . На рисунке 4.1.1 представлено определенное расчетно-аналитическим путем изменение усредненно-выбранных температур, в зависимости от глубин осадочно-погружных отложений в Абхазии.

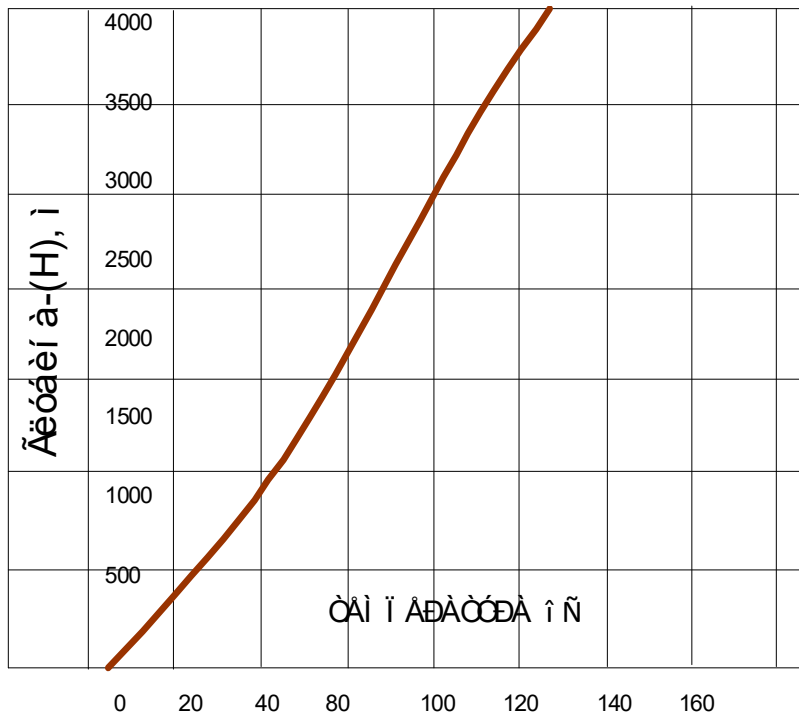


Рисунок 4.1.1. Изменение усреднено-выбранных температур в зависимости от глубин осадочно-погружных отложений в Абхазии

Таким образом, после проведения расчетных изысканий было определено, что геотермическая ступень в Абхазии меняется достаточно сильно не только в различных территориальных зонах, но и в пределах одной и той же зоны. Величина геотермической ступени зависит от глубинной дистанции и степени теплопроводности горно-скальных пород, определяющих весь геолого-составной разрез. При этом также важно выделить то, что глубинные горно-скальные породы, которые имеют разный состав, могут значительно отличаться друг от друга по уровню теплопроводности [9, 19, 21, 22, 23, 33].

4.2. Исследование геотермальных водосодержащих ресурсов по территориям Абхазии

Выборка геотермальных водосодержащих ресурсов имеет в своей аспектной сути определение масштабности водозаборного объекта при некотором снижении водяного глубинно-горизонтального уровня в скважинах. При этом должно соблюдаться общее условие, которое подразумевает сохранение качественных кондиций геотермальных водосодержащих жидкостей в течение всего эксплуатационного периода скважин.

Исследование геотермальных водосодержащих ресурсов в Абхазии было произведено по территориально-изведанным месторождениям, а также по имеющимся эксплуатационным зонам.

Прогнозно-расчетные данные по геотермальным водосодержащим ресурсам созданы на основе отдельных гидрогеологических системно-структурных форм, при этом выбраны наиболее перспективные геотермальные водосодержащие горизонты с дальнейшим их разделением на экономические или просто территориальные зоны.

По результатам оценочной выборки геотермальных водосодержащих ресурсов сделано экономико-кадастровое выделение перспективных территориальных зон по показателям, определяющим масштабность и финансово-экономическую емкость. На основании этой оценочной выборки созданы теоретические предпосылки для получения ответов на вопросы о возможности промышленной разработки геотермальных водосодержащих горизонтов и способах эксплуатации водоотборных скважин.

Для оценочной выборки геотермальных водосодержащих ресурсов применялась гидродинамическая методологически отобранная расчетная форма.

Гидродинамическая методологически отобранная расчетная форма опирается на достаточно жесткие рамки тепло-физических определений и используется в основном для пластово-структурированных систем. При этом вычисляются амплитудно-предельные изменения уровней и дебетов геотермальных водосодержащих слоев.

При эксплуатации глубинных геотермальных водосодержащих слоев проявляются их динамически неустойчивые свойства, которые приводят к долгому и нестабильному притоку водосодержащих жидкостей к

водоотборным скважинам. Параметро-характеристические амплитудно-предельные изменения уровней и дебетов геотермальных водосодержащих слоев зависят от ряда аспектных составляющих, к котором можно отнести:

- 1) суммирование дебита водоотборных скважин, а также его уровни предельно допустимой волатильности в процессе эксплуатации;
- 2) определение областей, создающих напор геотермальных водосодержащих слоев, в зависимости от граничных характеристических особенностей месторождений;
- 3) изменение водопроницаемости и пьезопроводимости по всей водоотборной зоне.

Произведение коэффициента фильтрации (k) на полную мощность водосодержащего слоя (m) называется водопроницаемостью (T) горно-скальных пород и грунтовых масс и определялось с использованием формулы:

$$T = km \quad , \quad (4.2.1)$$

где T – величина водопроницаемости, $\text{м}^2/\text{сут}$; k – величина коэффициента фильтрации; m – величина характеристических параметров мощности водосодержащего слоя геотермальных скважин, ГВт.

Водопроницаемостью считается единичная ширина геотермального водосодержащего потока, имеющего фильтрационно-допустимый расход при расчетном напоре, равном единице [19, 21, 22, 23, 33, 105].

Пьезопроводимостью геотермальных водосодержащих слоев принято считать отношение водопроницаемости (T) к гравитационно-выраженной водоотдаче (μ) и вычислялось с использованием следующей формулы:

$$\alpha = \frac{T}{\mu} \quad , \quad (4.2.2)$$

где α – величина коэффициента пьезопроводимости геотермальных водосодержащих слоев; T – водопроницаемость, $\text{м}^2/\text{сут}$; μ – гравитационно-выраженная водоотдача, $1/\text{м}^2$.

Пьезопроводимости можно определить как параметрический показатель скоростного перераспределения напора водосодержащего слоя в условиях его динамически-неустойчивых характеристических особенностей. При расчетах стационарно-устойчивого водосодержащего слоя, в котором не

происходят изменения параметрического показателя скоростного перераспределения напора, а также не рассматриваются упругие свойства воды, пьезопроводимость не учитывается.

Базовым выражением при определении прогнозируемых эксплуатационных объемов геотермального водосодержащего слоя с неменяющимся дебитом являлась формула:

$$S = \frac{Q}{4\pi km} \cdot \left[-Ei \left(-\frac{r^2}{4\alpha t} \right) \right], \quad (4.2.3)$$

где S – предельно возможная величина понижения уровня геотермального водосодержащего слоя, м; Q – величина эксплуатационного дебита водоотбора скважины, $M^3/сут$; k – фильтрационный коэффициент, м / сут; m – величина, показывающая общую мощность водоносного горизонта, м; r – значение расстояния от источника неопределенного состояния до точки, где происходит снижение уровня за некоторый временной отрезок времени, м; α – величина, определяющая пьезопроводимость, $M^2/сут$; t – величина, характеризующая время эксплуатации водоотбора скважины, сут; Ei – значение интегрально-показательной функции.

При расчетах применялось логарифмическое приближение, которое выражалось следующей формулой:

$$-Ei \left(-\frac{r^2}{4\alpha t} \right) \approx \ln \frac{2,25\alpha t}{r^2}, \quad (4.2.4)$$

где Ei – значение интегрально-показательной функции, $\ln \frac{2,25\alpha t}{r^2}$ – величина логарифмического приближения, которая приравняется к значениям интегрально-показательной функции.

При этом формула определения прогнозируемых эксплуатационных объемов геотермального водосодержащего слоя с неменяющимся дебитом в скважине выглядела так:

$$S = \frac{Q}{4\pi km} \cdot \ln \frac{2,25\alpha t}{r^2}. \quad (4.2.5)$$

Таким образом, на основании проведенного исследования был сделан вывод о том, что в условиях Абхазии, динамика геотермального водосодержащего потока к скважинам получает постоянно-устойчивый характер, когда время понижения давления во всех точках внутри фильтрационных зон становится почти одинаковым.

4.3. Исследование факторов влияющих на дебет геотермальных водосодержащих потоков водоотборных скважин

У скважин, имеющих глубинные геотермальные водосодержащие потоки с достаточно большими температурными характеристиками, снижение базового уровня в слое (S) не обязательно идентично по величине снижению уровня на выходе из скважины (S_B). Это происходит из-за появления эффектов газ-лифта и термо-лифта. При этом для определения снижения базового уровня в слое (S) и снижения уровня на выходе из скважины (S_B), которые имеют связь между собой, использовалась следующая формула:

$$S = S_B - h_{\text{тр}} + S_T + S_r, \quad (4.3.1)$$

где $h_{\text{тр}}$ – величина гидравлических потерь, м; S_T и S_r – значения, соответствующие уточняющим величинам к уровням S и S_B , учитывающие газ-лифт и термо-лифт, м.

При проведении исследований было определено, что снижение дебетового напора на выходе из скважины зависит от потерь, которые связаны с трением, а также от потерь, вызываемых гранично-конфигурационным изменением водосодержащего потока.

В связи с этим снижение уровня на выходе из скважины (S_B) превосходит снижение базового уровня в слое (S) на величину всех имеющихся потерь. Из этих потерь на трение приходится около 60 %, а оставшиеся 40 % будут составлять потери, вызываемые гранично-конфигурационными изменениями геотермального водосодержащего потока.

Для расчета величины критериальности, было использовано числовое значение Рейнольдса, представленное в следующей формуле:

$$R_e = \frac{vd}{\nu} \approx 2298, \quad (4.3.2)$$

где v – величина усреднённого значения скорости водосодержащего потока, м / с; d – величина, соответствующая диаметру подъемной (лифтовой), трубе, м; ν – величина кинематической вязкости геотермальной водосодержащей жидкости, $\text{м}^2/\text{с}$.

Для того чтобы определить дебетовые потери напора (h_l) по длине скважинной трубы как при ламинарном, так и при турбулентном движении водосодержащей жидкости, использовалась формула Дарси-Вейсбаха:

$$h_l = \lambda \frac{l v^2}{d 2g}, \quad (4.3.3)$$

где λ – значение коэффициента сопротивления по длине; l – величина длины скважинной трубы, м; v – величина скорости движения водосодержащей жидкости по скважинной трубе, м / с; d – величина диаметра скважинной трубы, м; g – величина ускорения свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$.

В случае ламинарного режима движения водосодержащей жидкости коэффициент сопротивления по длине (λ) определялся, с использованием формулы Ж.Л. Пуазейля:

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (4.3.4)$$

Для определения коэффициента сопротивления по длине (λ) при турбулентном режиме движения водосодержащей жидкости применялась формула А.Д. Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k_3}{d} + \frac{64}{Re} \right)^{0,25}, \quad (4.3.5)$$

где k_3 – коэффициент абсолютной шероховатости, мм. Величина этого коэффициента для новых труб примерно равна $k_3 = 0,035$ мм. Для труб, находящихся в эксплуатации, коэффициент абсолютной шероховатости уже имеет значение, равное $k_3 = 0,025$ мм.

В результате проведенных расчетов определено, что при увеличении общего дебита скважины и росте скоростных характеристик водосодержащей жидкости достаточно быстро увеличиваются потери напора. В таблице 4.3.1

показаны зависимости потерь напора в скважине от значений дебета и диаметра скважины, а также от длины водо-лифтовых скважинных труб.

Табл. 4.3.1

Зависимость потерь напора в скважине от значений дебета и диаметра скважины, а также от длины водолифтовых скважинных труб

$Q \text{ м}^3/\text{сут}$	d = 0,120		d = 0,140		d = 0,190	
	v, м / с	h, м	v, м / с	h, м	v, м / с	h, м
600	0,512	4,75	0,387	2,23	0,26	0,75
1200	1,034	18,34	0,786	8,94	0,46	1,87
1800	1,524	38,23	1,385	16,54	0,76	3,56
2400	2,015	69,83	1,675	32,54	1,12	6,75
3000	2,526	105,45	2,124	63,42	1,24	9,34
3600	3,043	151,45	2,487	83,12	1,46	12,89

Некоторое увеличение напора водосодержащей жидкости в скважине за счет появления эффекта, который называется газ-лифтом, определялось, с использованием такой формулы:

$$S_r = \frac{P_0 C_0 \tau}{\rho g} \left(\ln \frac{P_r}{P_B} - \frac{P_r - P_B}{P_r} \right), \quad (4.3.6)$$

где P_0 – величина атмосферного давления, Па; P_r – величина упругости газовых включений в водосодержащей скважинной жидкости; $P_B = P_0 + P_M$ – величина высокого давления на выходе из скважины, Па; P_M – величина манометрического давления, Па; C_0 – величина, обуславливающая газовый коэффициент при рабочем эксплуатационном режиме геотермальной скважины; τ – величина температурного коэффициента, равная выражению $\tau = 1 + t_B/273$; t_B – величина температуры водосодержащей жидкости на выходе из скважины, °C; ρ – величина плотности водосодержащей жидкости с учетом температурно-минерализационного состояния, $\text{кг}/\text{м}^3$; g – величина, характеризующая ускорение свободного падения условно-выбранного объекта, $\text{м}/\text{с}^2$.

Таким образом, после проведенных исследований можно с полной определенностью утверждать, что важнейшими причинами, оказывающими

влияние на дебет геотермальных водосодержащих потоков водоотборных скважин являются эффекты газ-лифта и термо-лифта [9, 19, 23, 79, 80, 106].

4.4. Разработка и исследование схемно-структурных систем геотермального теплоснабжения

Одной из важнейших особенностей геотермальных водосодержащих жидкостей является их одноразовое применение в схемно-структурных системах геотермального теплоснабжения при меняющихся температурных характеристиках. В случае постоянного дебита геотермальной скважины, в зависимости от конечной температуры сбрасываемой водосодержащей жидкости, можно подать ТЭ для достаточно большого количества потребителей. При этом максимально предельную энергоэффективность можно достичь, применяя специализированные схемно-структурные системы отопления с использованием амплитудно-пикового прогрева.

При создании схемно-структурных систем подачи ТЭ потребителям важно получить высокое значение коэффициента энергоэффективности скважины ($\eta_{\text{геот}}$), который был определен по следующей формуле:

$$\eta_{\text{геот}} = Q_{\text{ф.год}} / Q_{\text{мах.год}} , \quad (4.4.1)$$

где $Q_{\text{ф.год}}$ – величина фактического потенциала ТЭ, используемой в течение всего календарного года; $Q_{\text{мах.год}}$ – значение максимально-предельного количества ТЭ, получаемой при непрерывной эксплуатации скважины в течение всего года.

На рисунке 4.4.1 показана одна из самых несложных схемно-структурных систем подачи ТЭ потребителям, в которой водосодержащая жидкость из геотермальной скважины поступает в теплосохраняющую накопительную емкость и далее насосным агрегатом отправляется в системы отопления и горячего водоснабжения. После прохождения водосодержащей жидкости этих систем она направляется в структуру технического сброса. Использование такой несложной схемно-структурной системы возможно при условиях незначительной минерализации и отсутствии в водосодержащей жидкости опасных для здоровья человека компонентов.

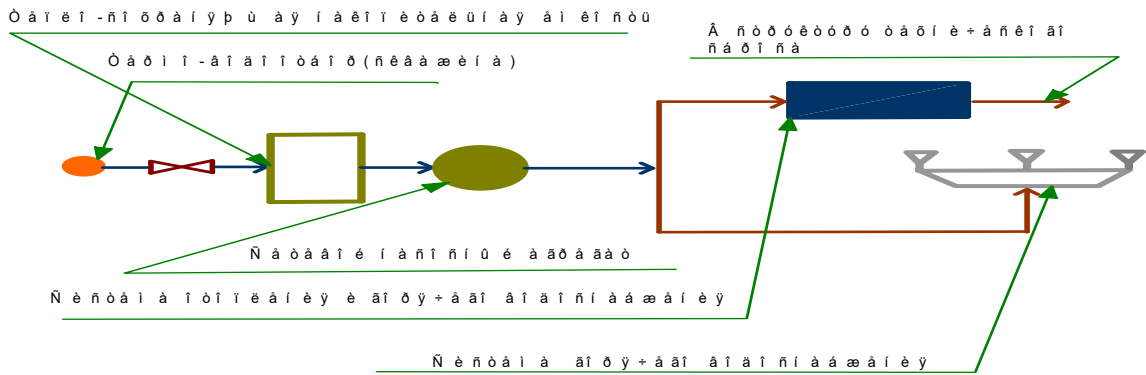


Рисунок 4.4.1. Несложная схемно-структурная система подачи потребителям геотермальной водосодержащей жидкости в системы отопления и горячего водоснабжения

В выше представленной схемно-структурной системе подачи потребителям геотермальной водосодержащей жидкости при постоянном дебите геотермальной скважины, равном по общему суммированному расходу на системы отопления и горячего водоснабжения, появляющаяся в течение суток нестабильность потребления регулируется теплосохраниющей накопительной емкостью. Во время предельно максимальных расходов геотермальной водосодержащей жидкости недостающее количество добывается из теплосохраниющей накопительной емкости и наоборот, когда наступает минимально-предельный расход, происходит накопление в неё из скважины.

В случае, если температурные характеристики геотермальной водосодержащей жидкости имеют не очень значительные параметры, находящиеся в диапазоне от 47 до 57°C, то её имеет смысл использовать в совокупности с тепловым насосом (см. рисунок 4.4.2).

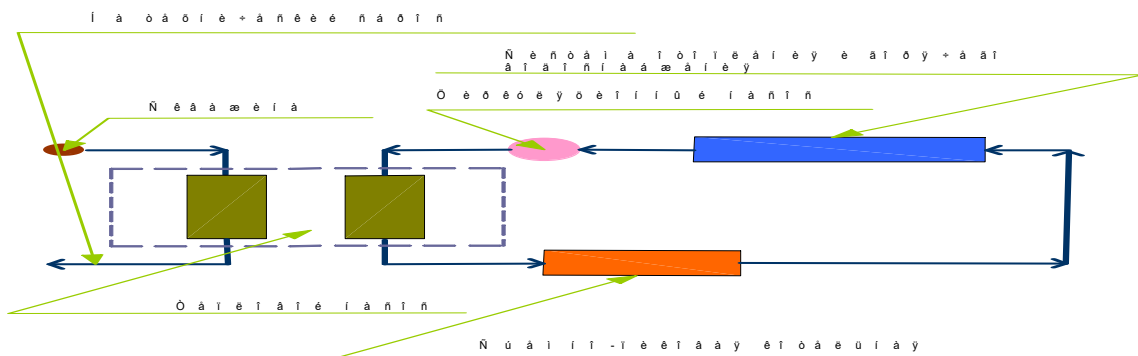


Рисунок 4.4.2. Схема системы передачи ТЭ от геотермальной водосодержащей жидкости в совокупности с тепловым насосом

В схеме, представленной на рисунке 4.4.2, геотермальная водосодержащая жидкость, поступая в испарительное устройство теплового насоса, отдает ТЭ испаряющемуся теплоносителю, при этом сама быстро охлаждается. Далее парообразный теплоноситель сжимается в компрессоре со значительным повышением своих температурных характеристических параметров. С такими параметрами парообразный теплоноситель поступает в конденсатор, где ТЭ отдается воде, которая циркулирует в системах отопления и горячего водоснабжения потребителей. В этой схеме съёмно-пиковая котельная используется в случае недостаточно высоких температурных характеристик системно-циркуляционной воды, повышая их до требуемых значений.

Выше представлена структурно-системная схема использования геотермальной водосодержащей жидкости для отопления и горячего водоснабжения жилого района с применением промежуточных теплообменников 1-й и 2-й ступеней. От работающих в параллель геотермальных скважин геотермальная водосодержащая жидкость направляется в теплообменник системы топления и теплообменник 2-й ступени системы горячего водоснабжения. Дальше водосодержащая жидкость поступает в теплообменник 1-й ступени, при температуре около 19 °С идет на технический сброс. При этом технический сброс 2-й ступени происходит при температурных параметрах, близких к 38°С, так как потребителей водосодержащей жидкости с такой температурой не существует.

Таким образом, в случаях стабильно сформированного дебита геотермальной скважины и в зависимости от конечной температуры сбрасываемой водосодержащей жидкости можно подавать ТЭ для значительного числа потребителей. При этом максимально предельная энергоэффективность достигается при использовании специализированных схемно-структурных систем отопления с применением амплитудно-пикового нагрева [193,194, 211, 228, 234].

4.5. Исследование и определение наиболее эффективных геотермально - электрических станций (Гео-ЭС)

Важнейшим направлением применения ТЭ от геотермальных водосодержащих жидкостей является получение электрической энергии. Достаточно серьезная экономичность и эффективность при немалых мощностях поставили в приоритетное положение развитие геотермально-электрических станций (Гео-ЭС). В настоящее время многие страны мира в

этом направлении имеют очень серьезные достижения. Гео-ЭС в общем объеме СВИЭ по выработке электрической энергии занимают одно из лидирующих мест. Они, имея меньшие значения суммарной мощности по сравнению с ветроэнергетикой, при этом вырабатывают больше электрической энергии, что характеризует их как высокотехнологичные электроэнергетические системы. Полученные результаты анализа экономостатистических исследований показали значительное превосходство Гео-ЭС в выработке электрической энергии по сравнению с другими СВИЭ. Этому свидетельствует самый большой коэффициент мощности, который у Гео-ЭС достигает небывалых 91%. Такие значения в разы больше, чем у солнечных и ветровых электростанций. При этом цена произведенной электрической энергии на Гео-ЭС почти в 7 раз ниже. Еще одним достоинством Гео-ЭС по сравнению с другими СВИЭ является относительно невысокий уровень капитальных и амортизационных расходов. Также следует отметить территориальную экологичность Гео-ЭС и небольшое количество выбросов вредных веществ в атмосферу.

Целесообразность строительства Гео-ЭС начинается при температурных характеристиках геотермальных водосодержащих жидкостей на выходе из скважины не менее 102°C. Однако такие температурные показатели по большей части находятся в районах вулканической активности или в пластово-разломных местах земной коры. Чаще всего в таких территориях водосодержащие жидкости представлены парогидротермами с различной степенью влажности. Для применения их в Гео-ЭС для получения электрической энергии используются две отличные друг от друга методики:

- 1) парогидротерма высокотемпературной водосодержащей жидкости в сепарирующем устройстве разделяется на влажный пар и жидкую фракцию. Далее жидкая фракция отправляется в глубинный пласт, а влажный пар подается на лопасти турбины Гео-ЭС. Данная методика является основной на многих Гео-ЭС;
- 2) бинарная Гео-ЭС, где первичную высокотемпературную водосодержащую жидкость применяют в целях подогрева. Далее происходит бинарный цикл испарения и циркуляции низкозакипающего теплоносителя во втором контуре Гео-ЭС.

На рисунке 4.5.1 показана схема Гео-ЭС, в которой парогидротерма в сепарирующем устройстве разделяется на влажный пар и жидкую фракцию. При этом жидкая фракция отправляется в глубинный пласт, а влажный пар направляется на турбину Гео-ЭС.

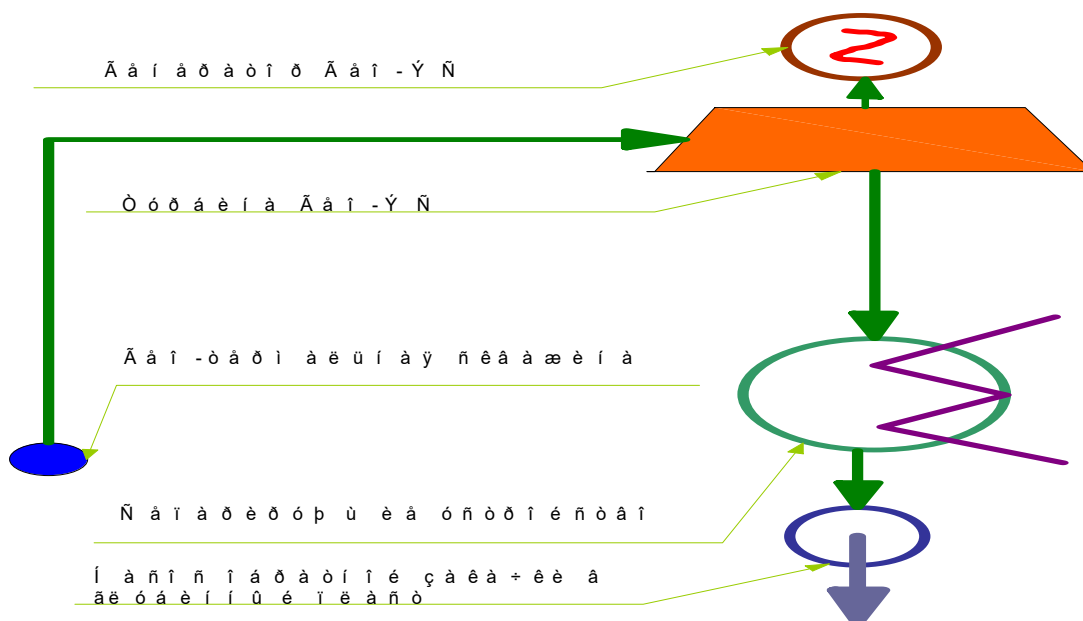


Рисунок 4.5.1. Схема Гео-ЭС, в которой парогидротерма в сепарирующем устройстве разделяется на влажный пар и жидкую фракцию

Более сложной схемой работы Гео-ЭС является бинарный цикл, при котором происходят дополнительные потери температурно-характеристического потенциала ввиду того, что для передачи ТЭ от геотермальной водосодержащей жидкости к низкозакипающему теплоносителю необходимо наличие разностных температурных показателей. При этом нижнепредельная температурная характеристика бинарного цикла имеет ограничения, связанные с выделением из водосодержащей жидкости растворенных в ней солей. На рисунке 4.5.2 показана схема Гео-ЭС с бинарным циклом испарения и циркуляцией низкозакипающего теплоносителя во втором контуре Гео-ЭС.

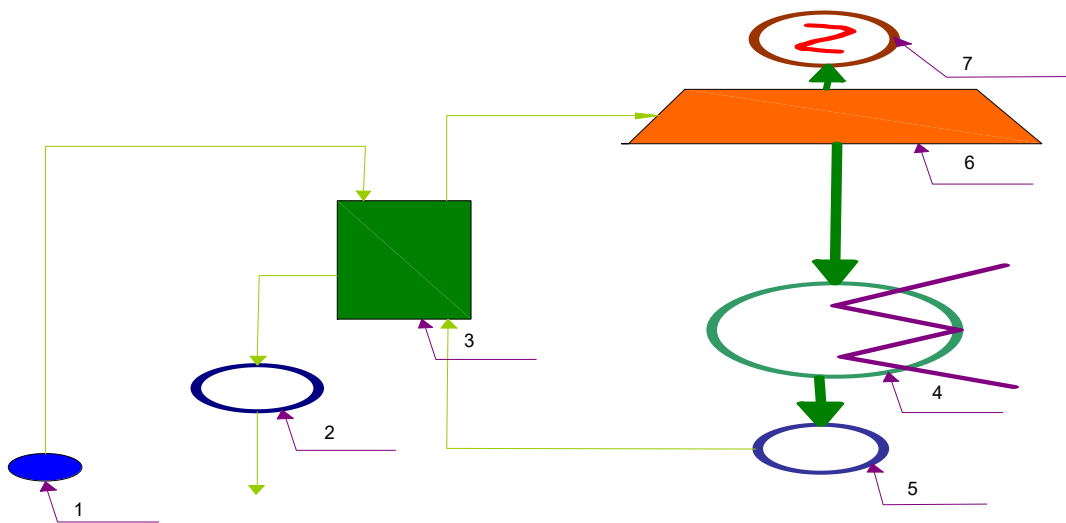


Рисунок 4.5.2. Схема Гео-ЭС с бинарным циклом испарения и циркуляцией низкозакипающего теплоносителя во втором контуре Гео-ЭС: 1 – геотермальная скважина; 2 – насос обратного возврата водосодержащей жидкости в геотермальный пласт; 3 – теплообменное устройство для прогрева, испарения и циркуляции низкозакипающего теплоносителя; 4 – конденсатор; 5 – насос циркуляционный второго контура Гео-ЭС; 6 – турбина Гео-ЭС; 7 – генератор Гео-ЭС

Бинарный цикл состоит из двух температурных контуров, в которых теплообменное устройство для прогрева, испарения и циркуляции низкозакипающего теплоносителя передает ТЭ. У бинарного цикла есть достоинства, из которых больше всего выделяются следующие:

- 1) более эффективное использование ТЭ от геотермальной водосодержащей жидкости;
- 2) производство электрической энергии на Гео-ЭС с использованием более низких температурно-характеристических свойств геотермальной водосодержащей жидкости;
- 3) отсутствие прямого контакта агрессивных компонентов водосодержащей жидкости с турбиной, что значительно увеличивает общий срок службы Гео-ЭС.

Применение на Гео-ЭС трех расширителей существенно усложняет принципиально-расчетную схему. Это обусловлено тем, что появляется необходимость применения трех паро-впускных систем. Она позволяет значительно увеличить производство электрической энергии по сравнению с двухступенчатой системой расширителей. Такая принципиально-расчетная схема показана на рисунке 4.5.3.

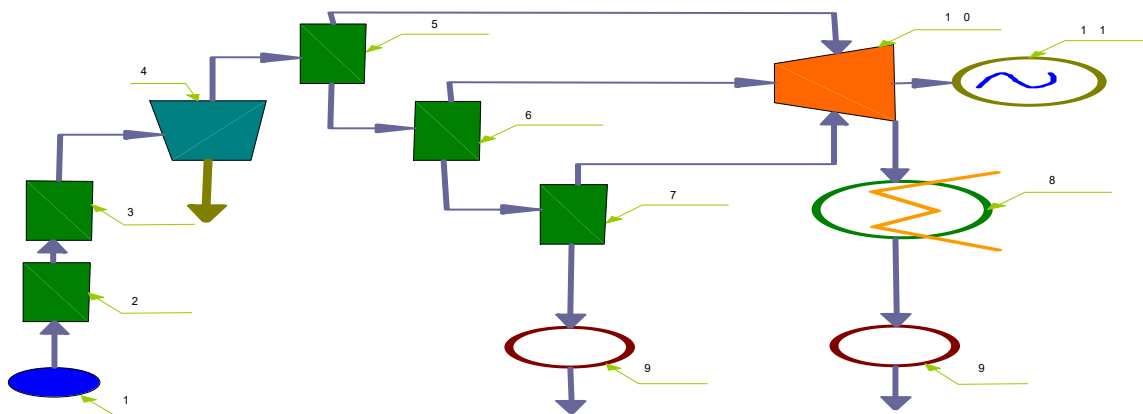


Рисунок 4.5.3. Принципиально-расчетная схема Гео-ЭС с тремя расширителями и с применением трех паро-впускных систем: 1 – геотермальная скважина; 2 – дегазирующее устройство 1-й ступени; 3 – дегазирующее устройство 1-й ступени; 4 – аппарат, отделяющий шлам; 5 – расширительное устройство 1-й ступени; 6 – расширительное устройство 2-й ступени; 7 – расширительное устройство 3-й ступени; 8 – конденсатор; 9 – насосы обратного возврата водосодержащей жидкости в геотермальный пласт; 10 – турбина Гео-ЭС; 11 – генератор Гео-ЭС

Самая высокая эффективность от использования геотермальной водосодержащей жидкости достигается при одновременной выработке тепловой и электрической энергии на геотермальных теплоэнергетических станциях. Геотермальная водосодержащая жидкость на них разделяется на два системных потока. Первый поток направляется в отопительную систему, а второй идет в систему теплообменников бинарной Гео-ЭС.

Таким образом, следует выделить, что для получения электрической энергии на Гео-ЭС принципиально выгоднее использовать бинарный цикл, но для еще более эффективного использования геотермального водосодержащего ресурса следует использовать геотермальные теплоэнергетические станции, на которых одновременно вырабатываются тепловая и электрическая энергии [19,175, 211, 228, 234].

4.6. Определение основных экономико-характеристических особенностей глубинных геотермальных скважин в условиях Абхазии

Важнейшим аспектом технико-экономического обоснования целесообразности использования геотермальной водосодержащей жидкости при выработке ТЭ и ЭЭ являются приведенные затраты. Для определения

суммарных приведенных затрат при условии, что капиталовложения и ежегодные издержки остаются неизменными, применялась такая формула:

$$Z_{\tau}^{\text{пр}} = \rho(k_t + U_t)(1 + \rho)^{\tau-1} + (1 + \rho)^{\tau-T}, \quad (4.6.1)$$

где k_t – величина капитальных вложений в течении календарного года; U_t – значение годовых издержек; τ – год, к которому приводятся все суммарные затраты; T – значение, соответствующее расчетному периоду; ρ – коэффициент, учитывающий ежегодные издержки.

Приведенные затраты вычислялись по следующей формуле:

$$Z_{\tau}^{\text{пр}} = \rho(k_t + I_{\text{год}})(1 + \rho)^{\tau-1} + I_{\text{н}}, \quad (4.6.2)$$

где $I_{\text{н}}$ – величина годовых издержек при нормальных условиях эксплуатации.

Для получения расчетно-аналитически обоснованных значений приведенных затрат важно рассматривать их в зависимости от параметрических характеристик оборудования, а также от конструктивных особенностей тепловых схем. При условии того, что вложения капитала происходят единовременно, значение приведенных затрат были определены по следующей формуле:

$$Z = I_{\text{год}} + \rho k_t, \quad (4.6.3)$$

где $I_{\text{год}}$ – величина всех издержек за календарный год, в которые включены амортизационные расходы; ρk_t – значение всех расходов, связанных с сооружением скважин, теплопереносящих систем, насосных агрегатов и бако-накопительных емкостей.

Проведение анализа-исследовательских изысканий в области технико-экономического обоснования, а также целесообразности использования геотермальных тепловых и электрических станций по сравнению с энергетическими станциями идентичной мощности, работающих на обычном топливе, показало с полной очевидностью значительное преимущество первых.

При проведении исследований в условиях Абхазии, было выявлено то, что если пойти по пути более глубокого бурения скважин, например, на глубину до 4 700 метров, то получится удорожание общестроительных работ на 20 %. Однако, при этом значительно снизятся показатели себестоимости ТЭ и ЭЭ,

что в конечном результате даст большой экономический эффект, так как окупаемость таких глубинных геотермальных энергетических станций произойдет значительно быстрее. Быстрая окупаемость в свою очередь может существенно увеличить приток инвестиционных средств и тем самым приведет к более перспективным, с экономической точки зрения, бизнес-проектам.

В зависимости от территорий расположения геотермальных скважин существует понятие их оптимальной глубины. Для определения рационально-эффективной глубины скважины следует применяться такая формула:

$$H_{\text{рац-эф}} = \left(t_0 + \frac{H_0}{\Gamma} - t_1 \right) 3,5\Gamma, \quad (4.6.4)$$

где $H_{\text{рац-эф}}$ – величина рационально-эффективной глубины скважины, м; H_0 – величина глубины расположения пластов, имеющих стабильные температурные характеристики, м; Γ – значение геотермальной ступени в данном диапазоне глубин, м/°С; t_0 – величина характеристических температурных параметров горно-скальных пород на глубине скважины (H), °С;

Для вычисления полной полезно-расчетной тепловой мощности геотермальной скважины, использовалась следующая формула:

$$Q_c = G_c^p \left(t_0 + \frac{H-H_0}{\Gamma} - t_2 \right) \cdot 10^{-3}, \quad (4.6.5)$$

где Q_c – величина полезно-расчётной тепловой мощности геотермальной скважины, Ккал; G_c^p – значение, соответствующее дебиту геотермальной скважины, т / ч; t_2 – температурное значение водосодержащей жидкости после теплообменной установки, °С.

Для определения электро-энергетической мощности геотермальной скважины применялась такая формула:

$$N_e = G_c^p N_{\text{рац-эф}},$$

где N_e – величина соответствующая удельной выработке ЭЭ на тонну геотермальной водосодержащей жидкости, кВт ч/т. При этом следует отметить, что удельная выработка ЭЭ имеет прямую зависимость от

температурных параметров водосодержащей жидкости скважины и от принципиальной тепловой схемы геотермальной энергетической станции.

Таким образом, определено, что к основным экономико-характеристическим особенностям глубинных геотермальных скважин в условиях Абхазии, относятся удельные капитальные вложения, суммарные приведенные затраты, а также капиталозатраты на геолого-разведывательные и буровые работы. Однако все же важнейшим экономическим фактором является глубина геотермальной скважины [211, 228, 234].

ВЫВОДЫ к главе 4

1. Гелио-термической зоной называется часть земной коры, которая находится над нейтрально-годовым температурным слоем. Во многом он зависит от параметрально-характеристических особенностей теплопроводности горно-скальных пород. То есть чем больше теплопроводность горно-скальных пород, тем глубже будет нейтрально-годовой температурный слой.

2. Расчётно-аналитическим способом определено, что наличие жидкостей в слоях глубинной горно-скальной породы увеличивает коэффициент теплопроводности, при этом меняется и механизм теплопереноса.

3. Определено, что на территориях, где высокая циркуляция водосодержащих подземных жидкостей, перенос ТЭ достаточно сильно возрастает, что в свою очередь приводит к уменьшению температурного градиента.

4. В результате оценочной выборки геотермальных водосодержащих ресурсов сделано экономико-кадастровое выделение перспективных территориальных зон в Абхазии, по показателям определяющим масштабность и финансово-экономическую емкость.

5. На основании проведенных исследований с полной определенностью можно отметить то, что важнейшими причинами, оказывающими влияние на дебет геотермальных водосодержащих потоков водоотборных скважин являются эффекты газ-лифта и термо-лифта.

6. В результате расчетно-аналитических изысканий определено, что полученную из глубин Земли ТЭ можно использовать для получения различного вида полезной энергии, но при этом ее эффективность во многом будет зависеть от энтальпии, то есть от теплоемкости, физического и химического состояния теплоносителя.

7. Исследования показали целесообразность строительства геотермальных электростанций(Гео-ЭС) в условиях Абхазии, при условии, что температуры геотермальных водосодержащих жидкостей на выходе из скважины будут не менее 107°C.

8. В результате проведенных исследований определено, что к основным экономико-характеристическим особенностям глубинных геотермальных скважин относятся: удельные капитальные вложения, суммарные приведенные затраты, а также капиталозатраты на геолого-разведывательные и буровые работы. Однако все же важнейшим экономическим фактором является глубина геотермальной скважины.

ГЛАВА 5. ИССЛЕДОВАНИЕ КОНЦЕПТУАЛЬНО СИСТЕМАТИЗИРОВАННЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ТЕПЛО - НАСОСНЫХ УСТАНОВОК (Теп-НУ) В УСЛОВИЯХ АБХАЗИИ

5.1. Исследование характеристических особенностей работы Теп-НУ

Теп-НУ сама по себе не производит ТЭ, она переводит теплоту с низкотемпературными параметрами на более высокие температурные режимы, тем самым дает возможность использовать не востребованное тепло. Это тепло можно использовать только через Теп-НУ, ввиду того, что температурно-параметрические свойства этой ТЭ незначительные.

При передаче ТЭ от среды с небольшой температурой к среде с более высокой температурой Теп-НУ тратит энергию, но она имеет меньшие значения, чем энергия, которая передается в прогреваемую систему. Именно этот феномен подталкивает к мысли о том, что Теп-НУ производит энергии больше, чем потребляет.

Для примера можно рассмотреть ТЭ, получаемую от наружного воздуха, проходящего через воздушную Теп-НУ. При входе в Теп-НУ поток воздуха имел температуру около 25°C, а на выходе уже воздушная масса прогрелась до 60°C. На такой нагрев воздуха Теп-НУ тратила 2 кВт ЭЭ, при этом в систему отопления поступало уже 6кВт ТЭ. Напрашивается вопрос: откуда появились излишки энергии? Они могут появиться только в том случае если они были, то есть из примера понятно, что их не было в Теп-НУ. Значит, ответ очевиден. Энергия добавляется из поступающего в Теп-НУ наружного низкотемпературного источника – воздуха.

Другими словами, Теп-НУ могут весьма эффективно использовать низкотемпературную ТЭ грунта, воды, воздуха и промышленных водосодержащих сбросов. Очень существенным достоинством Теп-НУ является их широкий диапазон в использовании первичного источника энергии. Параметры мощностей Теп-НУ весьма различны, начиная от теплоснабжения отдельно стоящего небольшого коттеджа до обеспечения теплом большого городского района.

Самым простым Теп-НУ является простой домашний холодильник, который есть у всех. Он отбирает ТЭ из морозильной камеры и передает её наружному воздуху через свою горячую решетку, тем самым производя отопление того места, где сам находится.

Большая востребованность у Теп-НУ возникла во многом из-за того, что ТЭ они создают прямо на месте своей установки. При этом они имеют высокую степень взрывопожарной безопасности и хороший позитивный уровень эколого-социальности.

Работа Теп-НУ основывается на принципе системной цикличности, которая подразумевает стабильно-структурированное изменение рабоче-агрегатного тела, приводящее в конечном счете к его первоначальному состоянию.

Термодинамические циклы состоят из ряда несложных процессов, к которым можно отнести изотермический, изохорный, изобарный и адиабатный, после протекания которых рабоче-агрегатное тело приходит в свое первоначальное состояние. Первым использовал термодинамические циклы еще в 19 веке С. Карно для проведения аналитических исследований в области работы примитивно-идеальной тепловой машины. По своей аспектно-рассматриваемой сути высокий коэффициент полезного действия цикла Карно показывает теоретически возможный предел тепловой машины для определенно-выбранного температурно-обозначенного диапазона. Этот цикл представляет собой фундаментально-базовую основу при сравнении с Теп-НУ, которая по своему принципу действия является обратной тепловой машиной.

Прямые циклы принято называть энергетическими, и в них проходит непосредственно полезная работа. Для протекания обратного цикла необходим подвод энергии извне ввиду того обстоятельства, что невозможно передать ТЭ от тела с более низкими температурными параметрами к телу с более высокими температурными характеристиками.

Принцип действия тепловой машины прямого цикла показан на рисунке 5.1.1.

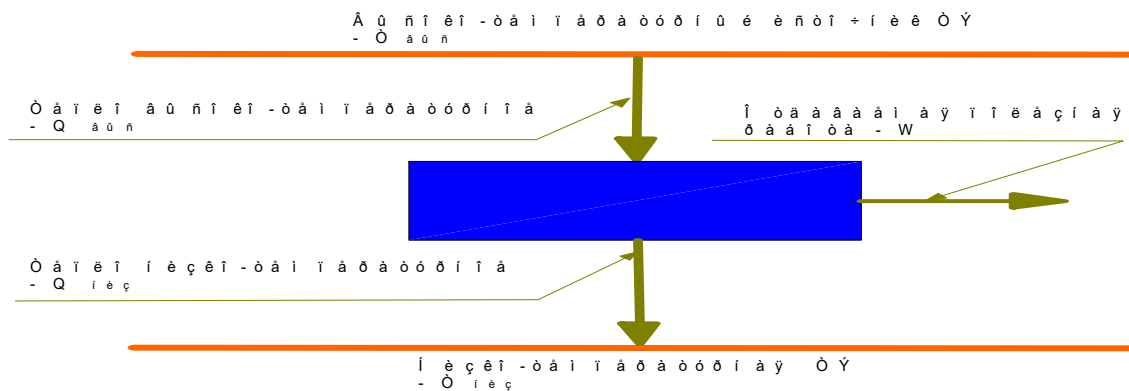


Рисунок 5.1.1. Схематическое изображение принципа действия тепловой машины

Тепловая машина, представленная на рисунке 5.1.1, получает тепло $Q_{\text{выс}}$ от высокотемпературного источника $T_{\text{выс}}$ и сбрасывает его – $Q_{\text{низ}}$ при значениях температуры, намного ниже первоначальных. При этом процессе отдается полезная работа – W .

Принцип действия Теп-НУ обратного цикла показан на рисунке 5.1.2.

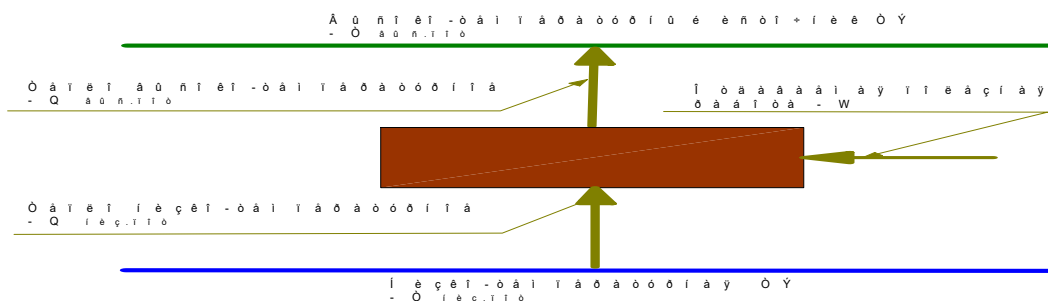


Рисунок 5.1.2. Схематическое изображение принципа действия Теп-НУ

Для работы Теп-НУ требуются затраты работы – W с целью получения низкотемпературного тепла – $Q_{\text{низ.пот}}$ и с низкими значениями температуры – $T_{\text{низ.пот}}$, но при этом передача тепла происходит с более высокими температурными значениями – $T_{\text{выс.пот}}$.

Наличие конечных значений эффективной работы у тепловой машины и Теп-НУ с достаточно высокой степенью реалистичности показывает невозможность получения вечного двигателя.

Для получения точных значений термического КПД ($\eta_{\text{терм}}$) у тепловой машины использовалась такая формула:

$$\eta_{\text{терм}} = W / Q_{\text{выс.пот}} , \quad (5.1.1)$$

где $\eta_{\text{терм}}$ – величина термического КПД тепловой машины, %; W – значение отдаваемой полезной работы, Дж; $Q_{\text{выс.пот}}$ – получаемое тепло, ккал.

Для определения у Теп-НУ величину коэффициента преобразования теплоты (k_T) использовалась следующая формула:

$$k_T = Q_{\text{выс.пот}}/W, \quad (5.1.2)$$

где k_T – коэффициент преобразования теплоты; $Q_{\text{выс.пот}}$ – отдаваемое тепло, ккал; W – величина получаемой полезной работы, Дж.

При работе Теп-НУ осуществляют обратный термодинамический цикл с использованием рабоче-агрегатного вещества с низкой температурой кипения. При этом Теп-НУ получают низкопотенциальную ТЭ из окружающей среды. Затрачивая некоторое количество ЭЭ, они передают тепло в систему отопления. Более эффективные Теп-НУ имеют небольшие значения разности между температурными параметрами тепла, передаваемого в отопительную систему, и температурой источника низкопотенциальной ТЭ. При работе Теп-НУ дают возможность расходовать в три раза меньше ЭЭ, чем получать ТЭ, то есть при затратах 1кВт ЭЭ получается в среднем 3 кВт ТЭ.

Применение Теп-НУ в Абхазии было бы наиболее целесообразно в области теплоснабжения и горячего водоснабжения общественных и жилых зданий. Также весьма интересным может быть применение Теп-НУ в Абхазии для удаленных систем теплоснабжения, при получении ТЭ от них в непосредственной близости от потребителя. В этом случае можно полностью отказаться от применения электрообогревателей, которые потребляют почти в 3 раза больше ЭЭ, чем Теп-НУ.

В качестве источников низко-потенциального тепла в Теп-НУ могут применяться:

- 1) тепло грунтовых и геотермальных водосодержащих жидкостей;
- 2) тепло окружающего воздуха;
- 3) тепло грунта.

Конструкция Теп-НУ состоит из теплового насоса и структурной системы, создающей поступление ТЭ от источника низкопотенциального тепла и передачи уже нагретого рабоче-агрегатного вещества потребителю. На рисунке 5.1.3 показана схематичная конструкция Теп-НУ.

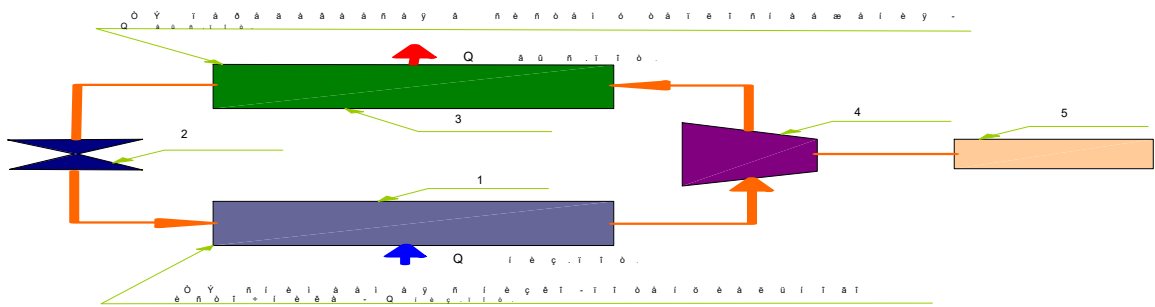


Рисунок 5.1.3. Схематичная конструкция Теп-НУ: 1 – испаритель; 2 – дроссельно-вентильный клапан; 3 – конденсатор; 4 – компрессор; 5 – электрический привод

Таким образом, применение Теп-НУ в Абхазии было бы наиболее целесообразно в области теплоснабжения и горячего водоснабжения общественных и жилых зданий. Также весьма интересным может быть применение Теп-НУ в Абхазии для удаленных систем теплоснабжения при получении ТЭ в непосредственной их близости от потребителя. В этом случае можно полностью отказаться от применения электрообогревателей, которые потребляют почти в 3 раза больше ЭЭ, чем Теп-НУ [20, 39,52].

5.2. Расчетно-графическое исследование структурно-системных характеристик парокompрессионных Теп-НУ

Теп-НУ работают на принципиально-последовательном процессе сжатия и увеличения рабоче-агрегатного вещества (хладона). Изменяющиеся характеристические параметры агрегатного состояния хладона свойственны парокompрессионным Теп-НУ, а происходящий в них цикл очень похож на обратный цикл Ренкина. На рисунке 5.2.1 показана принципиальная схема идеализированного цикла парокompрессионной Теп-НУ.

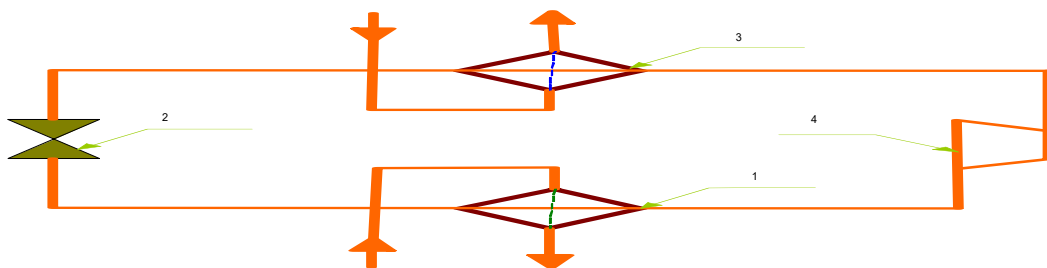


Рисунок 5.2.1. Принципиальная схема идеализированного цикла парокompрессионной Теп-НУ: 1 – испарительный агрегат; 2 – дроссельно-клапанный аппарат; 3 – конденсатор; 4 – компрессорный агрегат

На рисунке 5.2.1 в роли энергетического источника используется ЭЭ, которая приводит в действие компрессорный агрегат. В абсолютно герметичной системе Теп-НУ находится хладон, который выполняет функции теплопередающего агрегатного вещества. Для более полного понимания работы парокompрессионной Теп-НУ целесообразно рассмотреть круговой цикл на графо-аналитической диаграмме, показанной на рисунке 5.2.2.

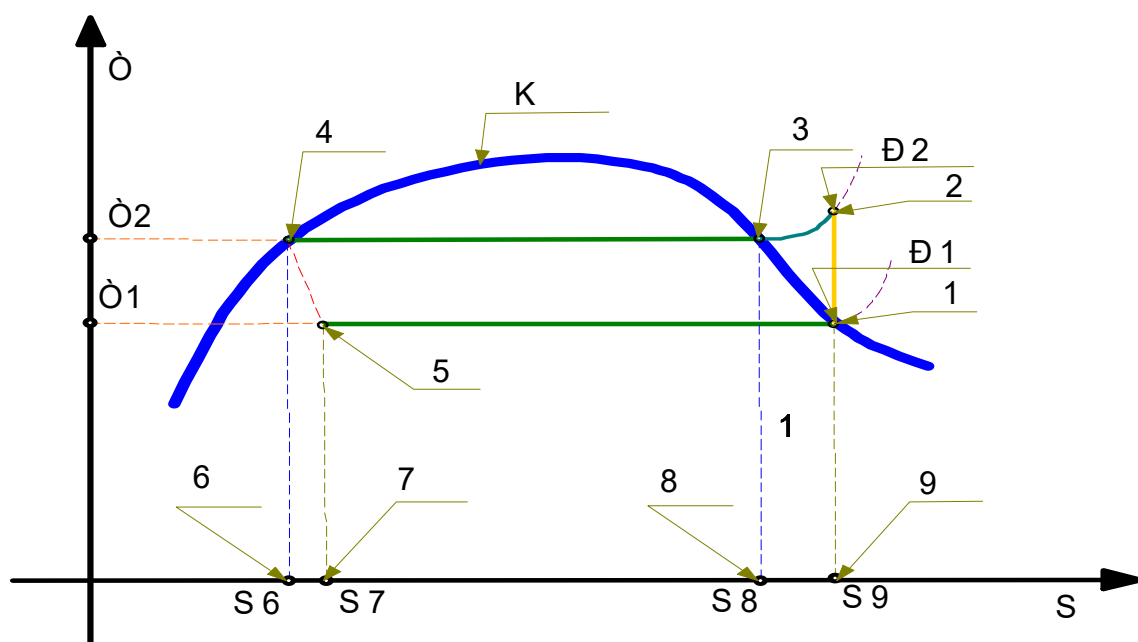


Рисунок 5.2.2. Круговой цикл на графо-аналитической диаграмме парокompрессионной Теп-НУ

В круговом цикле парокompрессионной Теп-НУ рабоче-агрегатное вещество (хладон) проходит следующие изменяющиеся агрегатные состояния. От низко-температурного источника ТЭ с невысокими температурными характеристиками в испарительный агрегат подводится теплота, которая при значениях температуры (T_1) и давлении (P_1) создает фазовый переход рабоче-агрегатного вещества из жидкого состояния в парообразное. На графо-аналитической диаграмме этот процесс показан ГЛ, обозначенной точками (5 и 1). Значения, соответствующие удельно-

тепловому потоку, определяются площадью прямоугольника, находящегося внутри координат (S7, 5, 1, S9).

Из испарительного агрегата жидкость, находящаяся в парообразном состоянии, поступает в компрессор, в котором происходит её сжатие от значения давления (P1) до давления (P2), при этом температурные параметры пара увеличиваются от низкой температуры (T1) до высокой температуры (T2). Этому процессу соответствует адиабата, изображенная на графо-аналитической диаграмме ГЛ, которая обозначена точками (1 и 2). Этот процесс происходит с затратой на него внешней работы, которая определяется фигурой, составленной по границам точек со следующими координатами (S6, 4, 3, 2, 1, 5, S7).

Парообразная жидкость с высокими температурными характеристиками и давлением (P2) по циркуляционному трубоканалу поступает в конденсатор, в котором в результате изобарного процесса охлаждается до температуры (T2) и с выходом конденсационной теплоты, которая поступает потребителям [82,101,102].

В жидком состоянии рабоче-агрегатное вещество поступает в дроссельно-клапанный аппарат, в котором его давление падает до значения (P1). При этом соответственно понижаются и его температурные параметры до (T1), что на графо-аналитической диаграмме отображается в виде ГЛ, ограниченной точками (4 и 5).

Высокоэффективная работа парокompрессионной Теп-НУ во многом зависит от коэффициента преобразования, который определялся, при использовании следующей формулы:

$$k_T = \frac{q_1 + l}{l} = \frac{h_2 - h_3}{h_2 - h_1} , \quad (5.2.1)$$

где k_T – величина идеального коэффициента преобразования; h_1, h_2, h_3 – значения энтальпии, получаемые с фазового агрегатного перехода хладона, кДж / кг.

Необратимые процессы, идущие в парокompрессионных Теп-НУ вследствие электрических и тепло-механических потерь, сильно изменяют значение реального коэффициента преобразования в сторону его уменьшения. В связи с чем для более точного определения энерго-характеристических параметров Теп-НУ использовалась такая формула:

$$k_{\text{реал}} = \varphi_T \cdot \eta_{\text{н.п.}} , \quad (5.2.2)$$

где $k_{\text{реал}}$ – реальный коэффициент преобразования; μ_T – величина, соответствующая идеальному коэффициенту преобразования; $\eta_{\text{н.п.}}$ – значение коэффициента полезного действия (КПД), который учитывает все необратимые потери.

Для определения значения необратимых потерь реальной Теп-НУ использовалась следующая формула:

$$\eta_{\text{н.п.}} = f(\eta_{\text{э.п.}} \eta_{\text{т-м.п.}}) \quad (5.2.3)$$

где $\eta_{\text{н.п.}}$ – КПД, учитывающий все необратимые потери; $\eta_{\text{э.п.}}$, $\eta_{\text{т-м.п.}}$ – значения КПД, соответственно электрического и тепломеханического.

Для приблизительных расчетов Теп-НУ с мощными компрессорными агрегатами значение КПД ($\eta_{\text{н.п.}}$) можно выбрать в зависимости от величин обобщенно-суммированной тепловой мощности.

Работа парокompрессионной Теп-НУ, имеющей одноступенчатый цикл, значительно теряет энергоэффективность при увеличении отношения давления (P_2 / P_1), так как происходит существенное увеличение потерь в компрессорном агрегате. При этом если значение отношения становится ($P_2 / P_1 > 6$), появляется надобность в использовании уже двухступенчатых циклов. Если же отношение становится еще больше ($P_2 / P_1 > 8$), то появляется необходимость в применении трехступенчатых циклов.

Весьма перспективной в области массового применения теплонасосных систем теплоснабжения является Республика Абхазия, в которой на сравнительно небольших глубинах имеются огромные запасы низкопотенциальных водосодержащих жидкостей с температурами от 25 до 55°C. Применение их как первичного источника ТЭ в парокompрессионных Теп-НУ позволяет поднять температуру до 105°C, при параллельном увеличении коэффициента преобразования (k_T). Однако высокие температуры конденсации приводят к необратимым потерям, которые вызываются дросселированием. Для их снижения Теп-НУ перед конденсаторным агрегатом имеет смысл установить охлаждающее устройство, которое уменьшит температурные параметры хладагента до более низких значений за счет передачи части тепла нагреваемой жидкости. В то же время охлаждение рабоче-агрегатного вещества существенно увеличивает отъем теплоты в испарительном агрегате, в связи с чем значительно понижается общий расход ЭЭ на эквивалент преобразованной

ТЭ. На рисунке 5.2.3 представлено схематичное изображение парокомпрессионной Теп-НУ с охлаждающим устройством.

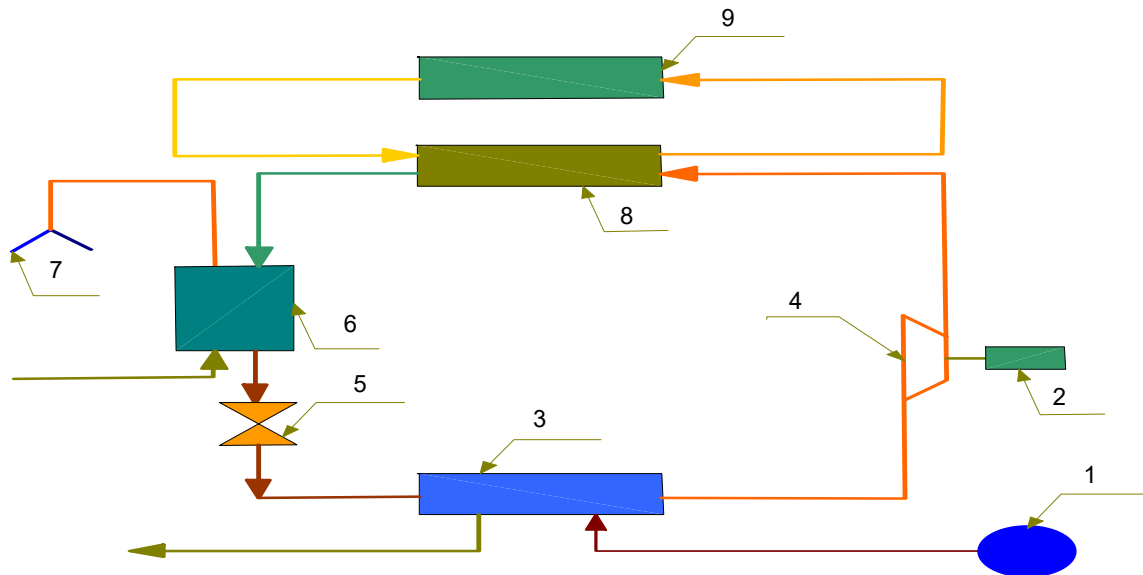


Рисунок 5.2.3. Схематичное изображение парокомпрессионной Теп-НУ с охлаждающим устройством: 1 – источник низко-потенциального тепла; электрическая машина; 3- испарительный агрегат; 4 – компрессор; 5 – дроссельно-клапанный аппарат; 6 – охлаждающее устройство; 7 – горячие водоснабжение; 8 – конденсаторный аппарат; 9 – отопительно-структурная система

Для получения точных расчетных значений коэффициента преобразования (k) паро-компрессионной Теп-НУ с охлаждающим устройством использовалась формула:

$$k_{\text{охл.ус}} = \frac{\eta_{\text{вн}} \eta_{\text{эм.комп}} [(i_{21} + i_3) + (i_3 - i_4)]}{L_{\text{у.р.к.}}}, \quad (5.2.4)$$

где $k_{\text{охл.ус}}$ – величина коэффициента преобразования парокомпрессионной Теп-НУ с охлаждающим устройством; $\eta_{\text{вн}}$ – величина внутреннего КПД компрессора, принимающего во внимание необратимые потери; $\eta_{\text{эм.комп}}$ – величина электромеханического КПД компрессора; i_{21} – значение энтальпии рабоче-агрегатного вещества на выходе из компрессора, кДж/кг; i_3 – величина энтальпии рабоче-агрегатного вещества на выходе из конденсаторного аппарата, кДж/кг; i_4 – величина энтальпии рабоче-агрегатного вещества на входе в дроссельно-клапанный аппарат, кДж/кг; $L_{\text{у.р.к.}}$ – значение удельно-расчетной произведенной работы компрессора в случае идеализированного изо-энтропного процесса.

Для определения массового расхода рабоче-агрегатного вещества в Теп-НУ с охлаждающим устройством можно использовалась следующая формула:

$$m_{\text{охл.ус}} = \frac{G_{\text{в-с.ж}} C_{\text{в-с.ж}} (t_1 - t_2)}{(i_{11} - i_3) + (i_3 - i_4)}, \quad (5.2.5)$$

где $m_{\text{охл.ус}}$ – величина массового расхода рабоче-агрегатного вещества в Теп-НУ с охлаждающим устройством, кг/с; $G_{\text{в-с.ж}}$ – величина водосодержащей жидкости из низко-температурного источника ТЭ, кг/с; $C_{\text{в-с.ж}}$ – значение тепловой емкости водосодержащей жидкости из низко-температурного источника ТЭ, кДж / кг·°С; t_1 – значение температурных параметров водосодержащей жидкости на входе в испарительный агрегат, °С; t_2 – значение температурных параметров водосодержащей жидкости на выходе из испарительного агрегата, °С; i_{11} – величина энтальпии рабоче-агрегатного вещества на входе в компрессор, кДж / кг.

Для расчета полной мощности компрессора Теп-НУ с охлаждающим устройством можно использовалась следующая формула:

$$N_{\text{охл.ус}} = \frac{(i_{21} - i_{11})}{\eta_{\text{эм.комп}}} \quad (5.2.6)$$

где $N_{\text{охл.ус}}$ – величина полной мощности компрессора Теп-НУ с охлаждающим устройством, кВт; $\eta_{\text{эм.комп}}$ – величина электромеханического КПД компрессора.

Для определения полной тепловой мощности Теп-НУ с охлаждающим устройством использовалась такая формула:

$$Q_{\text{кон.охл.ус}} = m_{\text{охл.ус}} (i_{21} - i_4), \quad (5.2.7)$$

где $Q_{\text{кон.охл.ус}}$ – значение полной тепловой мощности Теп-НУ с охлаждающим устройством, ккал.

Таким образом, подключение в Теп-НУ охлаждающего устройства имеет наибольшую энергоэффективность при высоких температурных параметрах конденсации. При температурных показателях конденсации, находящихся в пределах от 75 до 105 °С, экономическая целесообразность эксплуатации

Теп-НУ без охлаждающего устройства есть, но она недостаточно высокая. При подключении в эту же схему охлаждающего устройства происходит поднятие температурных параметров конденсации до значений, находящихся уже в пределах от 105 до 140 °С, что в свою очередь приводит к значительному повышению энергоэффективности Теп-НУ [82,101,102,146,181,185, 231].

5.3. Определение технико-экономической составляющей парокompрессионных Теп-НУ

Для определения экономической эффективности парокompрессионных Теп-НУ с охлаждающим устройством было проведено сопоставление с наиболее распространёнными источниками тепла для жилых домов в Абхазии – электрическими котлами.

Для получения оценочно-экономической составляющей выполнялось сравнение только базовых элементов оборудования, парокompрессионных Теп-НУ с охлаждающим устройством, мощностью 6 кВт и электродкотлов мощностью 18 кВт, без внутренних инженерных систем отопления, так как они считаются идентичными.

Начальные капиталовложения для парокompрессионных Теп-НУ складываются из стоимости и монтажа основного оборудования. Цена проведения монтажных работ в Абхазии обычно устанавливается равной 50 % от стоимости оборудования. При этом для определения единовременных затрат использовалась следующая формула:

$$K_{\text{ед-в.зат.Теп-НУ}} = 1,4(K_{\text{Теп-НУ.с охл.ус.}} + K_{\text{тр.в-с.ж.}} + K_{\text{раб-агр.ж.}}) , \quad (5.3.1)$$

где $K_{\text{ед-в.зат.Теп-НУ}}$ – величина единовременных затрат, руб; $K_{\text{Теп-НУ.с охл.ус.}}$ – значение стоимости Теп-НУ с охлаждающим устройством, руб; $K_{\text{тр.в-с.ж.}}$ – обобщённая стоимость труб для водосодержащей жидкости внешнего низкотемпературного контура Теп-НУ, руб; $K_{\text{раб-агр.ж.}}$ – значение стоимости рабоче-агрегатного вещества (хладона), руб.

$$K_{\text{ед-в.зат.Теп-НУ}} = 1,4(175000 + 17000 + 6570) = 557\,998 \text{ руб.}$$

Из полученного значения единовременных затрат видно, что основные затраты идут на приобретение Теп-НУ с охлаждающим устройством.

Для определения базовых капитальных затрат на отопительную систему с использованием электродкотла, применялась такая формула:

$$K_{\text{б.к.з.о.с.с.Э-К.}} = 1,4(K_{\text{Э.к.с б.в-с.ж.}} + K_{\text{с.у.з.и а.}}) \quad (5.3.2)$$

где $K_{\text{б.к.з.о.с.с.Э-К.}}$ – величина базовых капитальных затрат на отопительную систему с использованием электродкотла, руб; $K_{\text{Э.к.с б.в-с.ж.}}$ – значение стоимости электродкотла с бойлером, наполненным водосодержащей жидкостью, руб; $K_{\text{с.у.з.и а.Э-К.}}$ – величина, определяющая цену вспомогательно-обязательного оборудования, в которое входит система управления и защиты электродкотла, руб.

$$K_{\text{б.к.з.о.с.с.Э-К.}} = 1,4(237450 + 156400) = 551\,390 \text{ руб.}$$

Для определения годовых общеэксплуатационных затрат Теп-НУ с охлаждающим устройством использовалась следующая формула:

$$Z_{\text{г.общ-экс.Теп-НУ.}} = [(K_{\text{ед-в.зат.Теп-НУ.}} \cdot 0,03) + (K_{\text{амор.зат.Теп-НУ.}} \cdot 0,035) + (\sum [(K_{\text{ед-в.зат.Теп-НУ.}} \cdot 0,03) + (K_{\text{амор.зат.Теп-НУ.}} \cdot 0,035)] \cdot 0,03)] \quad (5.3.3)$$

где $Z_{\text{г.общ-экс.Теп-НУ.}}$ – значение, соответствующее годовым обще эксплуатационным затратам Теп-НУ с охлаждающим устройством, руб/год; $(K_{\text{ед-в.зат.Теп-НУ.}} \cdot 0,03)$ – величина амортизационных затрат, руб/год; $(\sum [(K_{\text{ед-в.зат.Теп-НУ.}} \cdot 0,03) + (K_{\text{амор.зат.Теп-НУ.}} \cdot 0,035)] \cdot 0,03)$ – значение затрат на годовое сервисное обслуживание, руб./год.

$$\begin{aligned} Z_{\text{г.общ-экс.Теп-НУ.}} &= [(557998 \cdot 0,03) + (16739,94 \cdot 0,035) \\ &+ (\sum [557998 \cdot 0,03) + (16739,94 \cdot 0,035)] \cdot 0,03)] \\ &= 519,77 \text{ руб/год.} \end{aligned}$$

Для определения эксплуатационных затрат на отопительную систему с использованием электродкотла применялась формула:

$$Z_{\text{Г.общ-эксп.Э-К}} = [(K_{\text{б.к.з.о.с.с.Э-К}} \cdot 0,04) + (K_{\text{амор.зат.Э-К}} \cdot 0,045) + (\sum(K_{\text{б.к.з.о.с.с.Э-К}} \cdot 0,04) + (K_{\text{амор.зат.Э-К}} \cdot 0,045)] \cdot 0,055] \quad (5.3.4)$$

где $Z_{\text{Г.общ-эксп.Э-К}}$ – величина базовых капитальных затрат на отопительную систему с использованием электрокотла, руб./год; $(K_{\text{б.к.з.о.с.с.Э-К}} \cdot 0,04)$ – величина амортизационных затрат отопительной системы с электро-котлом, руб./год; $(\sum[(K_{\text{ед-в.зат.Э-К}} \cdot 0,03) + (K_{\text{амор.зат.Э-К}} \cdot 0,045)] \cdot 0,03)$ – значение затрат на годовое сервисное обслуживание отопительной системы с электрокотлом, руб./год.

$$\begin{aligned} Z_{\text{Г.общ-эксп.Э-К}} &= [(551390 \cdot 0,04) + (22055,6 \cdot 0,045) \\ &+ (\sum (22055,6 + 992,5)] \cdot 0,055] = 2534,9 \text{ руб./год} \end{aligned}$$

Расчет приведенных затрат Теп-НУ с охлаждающим устройством производился с использованием следующей формулы:

$$P_{\text{прив.зат.Теп-НУ}} = Z_{\text{Г.общ-эксп.Теп-НУ}} \cdot T_{\text{н.с.о.Теп-НУ}} + K_{\text{ед-в.зат.Теп-НУ}} \quad (5.3.5)$$

где $P_{\text{прив.зат.Теп-НУ}}$ – величина приведенных затрат Теп-НУ с охлаждающим устройством, руб./год; $Z_{\text{Г.общ-эксп.Теп-НУ}}$ – значение общеэксплуатационных затрат Теп-НУ с охлаждающим устройством, руб./год; $T_{\text{н.с.о.Теп-НУ}}$ – величина нормативно-расчетного срока окупаемости всех капиталовложений Теп-НУ с охлаждающим устройством, обычно равная 8 годам, год; $K_{\text{ед-в.зат.Теп-НУ}}$ – величина едино-временных затрат, руб.

$$P_{\text{прив.зат.Теп-НУ}} = 519,77 \cdot 8 + 557998 = 562\,156,16 \text{ руб./год}$$

Расчет приведенных затрат на отопительную систему с использованием электрокотла производился с использованием формулы:

$$P_{\text{прив.зат.Э-К}} = Z_{\text{Г.общ-эксп.Э-К}} \cdot T_{\text{н.с.о.Э-К}} + K_{\text{б.к.з.о.с.с.Э-К}} \quad (5.3.6)$$

где $P_{\text{прив.зат.Э-К}}$ – величина приведенных затрат системы отопления с электрокотлом, руб./год; $Z_{\text{Г.общ-эксп.Э-К}}$ – величина базовых капитальных затрат на отопительную систему с использованием электрокотла, руб./год;

$T_{н.с.о.Э-К}$ – величина нормативно-расчетного срока окупаемости всех капиталовложений в отопительную систему с использованием электродогрева, обычно равного 10 годам, год; $K_{б.к.з.о.с.с.Э-К}$ – величина базовых капитальных затрат на отопительную систему с использованием электродогрева, руб.

При проведении сравнения применялся метод общих затраченных средств, который выявил, что наиболее экономически выгодным является теплоснабжение с использованием Теп-НУ с охлаждающим устройством:

$$P_{\text{прив.зат.Теп-НУ}} = 519,77 \cdot 8 + 557998 = 562\,156,16 \frac{\text{руб}}{\text{год}},$$

$$P_{\text{прив.зат.Э-К}} = 2534,9 \text{ руб} \cdot 10 + 551390 = 576\,739 \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

Таким образом, полученные результаты технико-экономического сравнения показали, что для Абхазии при рассмотренных выше условиях расчета величине единовременных затрат, обобщённой стоимости труб для водосодержащей жидкости внешнего низко-температурного контура, значении стоимости рабоче-агрегатного вещества (хладона), а также срока окупаемости, более экономически выгодным является теплоснабжение с использованием Теп-НУ с охлаждающим устройством [148,153,176,181].

ВЫВОДЫ к главе 5

1. При проведении исследований определено, что при передаче ТЭ от среды с небольшой температурой к среде с более высокой температурой Теп-НУ тратит энергию, но она имеет меньшие значения, чем энергия, которая передается в прогреваемую систему. Именно этот феномен подталкивает к мысли о том, что Теп-НУ производит энергии больше, чем потребляет.

2. Расчетно-аналитическим образом определено, что Теп-НУ могут весьма эффективно использовать низкотемпературную ТЭ грунта, воды, воздуха и промышленных водосодержащих сбросов. При этом, существенным достоинством Теп-НУ является их широкий диапазон в использовании первичного источника энергии.

3. Исследование доказало, что работа Теп-НУ основывается на принципе системной цикличности, которая подразумевает стабильно-

структурированное изменение рабоче - агрегатного тела, приводящее в конечном счете к его первоначальному состоянию.

4. Выполненные исследования показали, что при работе Теп-НУ дают возможность расходовать в три раза меньше ЭЭ, чем получать ТЭ, то есть при затратах 1кВт ЭЭ получается в среднем 3 кВт ТЭ.

5. При исследованиях выявлено то, что к важнейшим рабоче-параметрическим особенностям Теп-НУ относятся: свойства рабоче-агрегатного вещества (хладона), испарительного и компрессорного агрегатов. При этом важно более детально рассматривать те аспекты, которые могут создавать обобщенно-высокую эффективность Теп-НУ при использовании их в условиях Абхазии.

ГЛАВА 6. ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРЕНДОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ АВТОНОМНЫХ ВЕТРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В УСЛОВИЯХ АБХАЗИИ

6.1. Расчетно – аналитические исследования с целью определения особенностей использования автономных ветроэлектростанций в Абхазии

На сегодняшний момент все острее выявляются проблемы сохранения окружающей среды. Однако для их решения важно осознать их комплексность. При этом нужно понимать, что сохранение природы в ее первозданном виде не только эколого-экономическая проблема, но и политико-социальная структурно-системная проблематика.

Взаимовлияние окружающей среды и человечества приобрело недопустимо серьезный характеристический уровень. Вопросы, связанные с эколого-экономической безопасностью природы в жесткой связке с человечеством, касаются уже всех и каждого, вне зависимости от социального статуса и материального достатка. Очень важно помнить, что люди все время увеличивают потребление ЭЭ и ТЭ. При этом используют все больше различных источников энергии для их производства, что в свою очередь очень негативно сказывается на обще-экологической ситуации нашей планеты.

Сегодня стабильно-устойчивое развитие экономики возможно только при высокой обеспеченности различными видами энергоресурсов, в числе СВИЭ. По прогнозам многих специалистов, доля СВИЭ к 2050 году может достигнуть 30 % от всей произведенной во всем мире ЭЭ и ТЭ.

На этом фоне достижения Абхазии в области производства ЭЭ на ветроэлектростанциях весьма малы, но при этом все же ведутся расчетно-теоретические исследования в этой области с целью использования энергии ветра в обозримом будущем.

Ветер является абсолютно неисчерпаемым источником экологически безопасной энергии, при этом он приобретает все большую популярность во всем мире. Его можно охарактеризовать, как непрерывное движение

воздушных масс в нижних слоях атмосферы, которое вызывается неодинаковым прогревом земной поверхности потоками С-ЛР. Ветер вполне обоснованно считается одним из самых мощных источников из всех СВИЭ [19, 24, 25].

Ветроэлектростанции (ВЭС), как правило, используют ветровые потоки на высотах, находящихся в диапазоне от 65 до 75 метров. На высотах в несколько километров над поверхностью Земли находятся постоянные ветровые потоки, которые принято называть струйно-направленными течениями. Скорости этих ветров очень большие и могут достигать значений от 30 до 90 м/с, имея при этом существенную энергоемкость. Их характеристические параметры значительно отличаются от характеристических свойств ветровых потоков, находящихся на приземных высотных уровнях, однако применение энергии этих тропо-паузных ветров связано с пока непреодолимыми трудностями по передаче ЭЭ на Землю. Скорее всего, технико-технологические проблемы, связанные с использованием энергии струйно-направленных течений тропо-паузных ветров будут решены не ранее чем через 50 лет.

Движение ветровых потоков является весьма сложным географо-экологическим процессом, поэтому его переменчивость можно определять только в некоторой волатильно-амплитудной зависимости с некоторыми допущениями по степени вероятности.

Основным энергохарактеристическим параметром ветра, оценивающим его полную кинетическую энергоемкость, является скорость. На величину скорости ветровых потоков имеют большое воздействие метеорологические факторы, к которым следует отнести изменение активности потоков С-ЛР, а также количество ТЭ, поступающей от Солнца на земную поверхность. В случае Абхазии также на скоростные характеристики ветра серьезное влияние оказывают горно-ландшафтные особенности местности.

Значения скорости ветровых потоков изменяются не только по величине, но и по направлению. Направление скоростного вектора показывает его угловое положение относительно начального отсчетного направления, которое общепринято за северное направление.

Также важным характеристическим параметром ветрового потока является значение его мгновенной скорости. Величину мгновенной скорости можно определять, используя анемометр или флюгер Вельда. Усредненные значения скоростных параметров ветровых потоков измеряют анемометрами различных классов, у которых есть USB-порты для распечатки данных через

персональный компьютер. Погрешности при измерениях скорости ветра с использованием анемометрами находятся в пределах от 3 до 5 %, поэтому для получения более точных данных следует применять аэродинамическую трубу Пито.

Мгновенная скорость ветровых потоков оказывает значительное воздействие на динамику ветродвигателя ветроэлектростанции, а также существенно влияет на его структурно-автоматическое регулирование. При этом следует отметить, что от усредненных значений скоростных параметров ветра зависит величина вырабатываемой энергии. Для определения усредненных значений скорости ветровых потоков использовалась такая формула:

$$\bar{v} = (\sum v_{\text{мгн.скор.}}) / n_{\text{пром.врем.}}, \text{ м/с} \quad (6.1.1)$$

где \bar{v} – величина усредненных значений скорости ветровых потоков, м/с; $\sum v_{\text{мгн.скор.}}$ – величина суммы определенных значений мгновенной скорости, м/с; $n_{\text{пром.врем.}}$ – количество проведенных определений за некоторый промежуток времени.

Для проведения расчетов с целью определения средне-суточных значений скорости ветровых потоков использовалась такая формула:

$$v_{\text{уср.сут}} = \frac{\sum v_{\text{уср.сут}}}{365}, \text{ м/с} \quad (6.1.2)$$

где $v_{\text{уср.сут}}$ – величина усреднено-суточных значений скорости ветровых потоков, м/с; $\sum v_{\text{уср.сут}}$ – сумма усреднено-суточных значений скорости ветровых потоков, м/с.

Усредненные значения скоростей ветровых потоков в Абхазии определяются по данным наблюдений метеостанций, которые измеряются 6 раз в сутки. Используя эти показания, можно получить достаточно точные сведения о среднепериодных скоростях ветровых потоков. При этом отличия между полученными данными на метеостанциях и данными, полученными расчетным путем, будут иметь различия, не превышающие 2 %, что является допустимой погрешностью. Однако на показания анемометров метеостанций существенное влияние оказывают рельефные особенности местности, что следует принимать во внимание при расчетах скоростей ветровых потоков для каждой отдельно взятой территории.

Усредненные значения скорости ветра сильно меняются в зависимости от времени суток, от месяцев и сезонов года. В связи с этим проводят общехарактеристическую тенденцию их изменения в эти периоды, что в свою очередь позволяет произвести макро-структурную оценку всех ветровых потоков.

Максимально-предельные параметрические значения скоростей ветровых потоков за небольшие временные интервалы являются весьма значимыми режимно-характеристическими величинами, которые обязательно учитываются при расчетах прочности элементарно-агрегатных устройств ветроэлектростанций.

Пульсирующие свойства скоростей приводят к пульсациям энергии потоков, которые в свою очередь вызываются структурно-рельефными особенностями ветра. На значимость этой характеристической особенности указывает то, что обычно причиной разрушения агрегатов являются в основном динамические свойства и вариативность скоростных режимов ветровых потоков за небольшие отрезки времени. Они описываются ускорениями и совпадениями порывов ветра в разных местах земной поверхности. Схематическое представление скоростных характеристик ветра в некоторой выделенной точке сводится к обнаружению колебаний, создающих порывы и микропульсации скорости. При рассмотрении достаточно больших временных интервалов сезонных изменений предельно-амплитудных значений скорости ветровых потоков становится очевидной закономерность этих явлений, напрямую связанных с переменчивостью глобальных циркуляционных процессов в атмосфере. При этом хаотичновихревые образования несколько меньших размеров, которые создают порывы ветровых потоков, стоит рассматривать как случайно-специфические процессы [19, 24, 25, 26, 27, 28].

Как правило, на метеостанциях определяются усредненные значения ветровых потоков за 3 минуты, но для практического применения необходимо иметь их характеристические параметры за 3 секунды, которые, конечно, будут значительно отличаться. При этом коэффициент порывистости ветровых потоков является функцией, зависящей от многих факторов, и для различных географо-ландшафтных территорий его параметрические характеристики варьируются в значительных пределах.

Таким образом, на базе теоретических изысканий выявлено, что при высоких скоростях ветровых потоков уменьшаются их значения порывистости. Однако при этом увеличиваются абсолютные значения

скоростных отклонений ветровых потоков от их усредненных величин. При этом изменения коэффициентов порывистости ветровых потоков дают достаточно точное определение основных характеристических свойств, в зависимости от их скоростных параметров [26, 27, 28, 30].

6.2. Проведение исследования ВЭС для автономных энергопотребителей в условиях Абхазии

При проведении аналитических исследований в области типово-конструктивных особенностей ВЭС с целью их использования удаленными от централизованных электросетей энергопотребителями в начале рассматривается ветродвигатель. Конструктивные характеристики ветродвигателей предполагают их способность работы в ВЭС в сочетании с другими агрегатами. При этом выделяется их универсальность и типово-конструктивное многообразие. Все ветродвигатели обладают общим для всех признаком, который характеризуется определенно-направленным движением их рабоче-конструкционных элементов по отношению к направлению ветровых потоков. Исходя из этого важнейшего для ветродвигателей признака все они делятся на два типово-конструктивных типа.

К первому типу относятся ВЭС, у которых рабоче-конструкционные элементы во время их вращения занимают положение поперек ветрового потока. Типовость таких ВЭС подразумевает, что их ось вращения располагается параллельно горизонту, и это наиболее востребованные электрические машины. К этому типу ВЭС можно отнести все осево-горизонтальные двухлопастные и многолопастные свободно обдуваемые ветроколеса. Они в своей конструктивности имеют большое количество дополнительного оборудования, при этом всегда направляются по ветровому потоку и располагаются на опорной мачте, которая должна быть очень устойчивой. В их конструктивную комплектность входят: тихоходные электрогенераторы, мультипликаторы, устройства, позволяющие производить ориентацию по ветровому потоку автоматически. Все это оборудование располагается на опорной мачте, что создает некоторые проблемы при профилактических осмотрах и текущих ремонтах. Однако несмотря на все эти неудобства свободно обдуваемые ветроколеса получили наибольшие применение, так как у них самый высокий коэффициент использования энергии ветрового потока ($k_{и.э.в.п.} = 0.65$). Мощные ВЭС имеют большие свободно обдуваемые ветроколеса, с большими лопастями, а

следовательно, с большими опорными мачтами. Такие ВЭС обычно располагают по несколько штук в ветро-направленных коридорах, создавая при этом ветроколонию, с единым синхронизированным управлением. Для условий Абхазии возможно создание такой удаленной от централизованной электросети ветроколонии, например, в Бзыпском ущелье. При этом для удаленно-автономных потребителей целесообразно применение ВЭС незначительной мощности с большими субъективно-универсальными свойствами и возможностью использования в частном предпринимательском хозяйстве. Однако расположение ВЭС в непосредственной близости от жилья человека крайне нежелательно, так как способно оказывать негативное влияние на общее состояние людей и домашних животных, в процессе длительного по времени воздействия может привести к значительному ухудшению здоровья, поэтому монтаж удаленно-автономных ВЭС необходимо производить на значительном удалении от частно-хозяйственной деятельности людей.

Ко второму типу относятся ВЭС, у которых рабоче-конструкционные элементы во время их вращения занимают положение вдоль ветрового потока. В таких ВЭС ось вращения ветродвигателя располагается вертикально, что значительно изменяет их конструкцию. Так как вал ветроколеса имеет вертикальную направленность, то все конструкционные устройства: мультипликатор, электрогенератор, комплектные с ветровой электрической машиной механические устройства располагаются под роторным валом. Такое расположение конструктивных элементов ВЭС, в свою очередь, дает возможность достаточно легкого доступа к ним во время планового технического обслуживания или ремонта. ВЭС с вертикально расположенной осью вращения получает универсальные параметро-характеристические свойства в процессе эксплуатации. У них коэффициент использования энергии ветрового потока зависит от конструктивных особенностей ветрогенератора, при этом его значения находятся в диапазоне ($0,1 \leq k_{и.э.в.п.} \leq 0,3$). На рисунке 6.2.1 показан ветрогенератор с направляющим устройством ветрового потока.

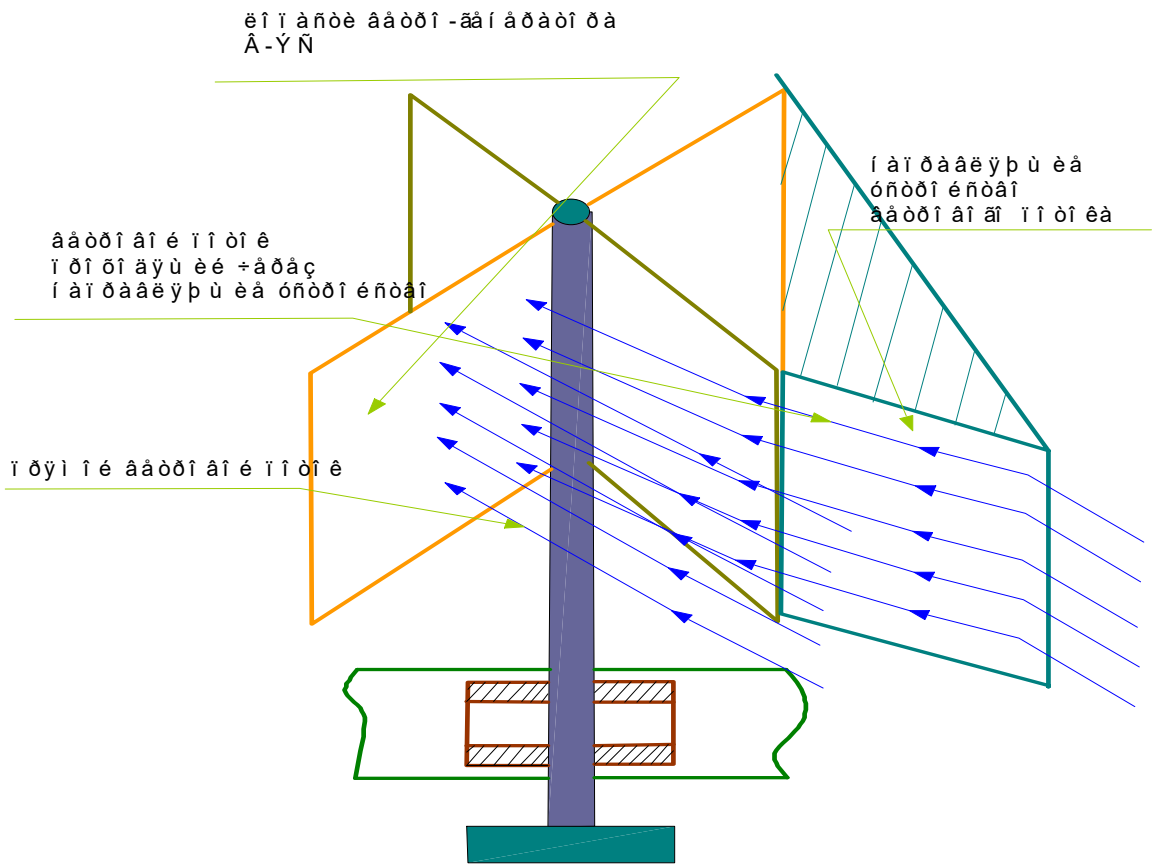


Рисунок 6.2.1. Ветрогенератор карусельной типажности с направляющим устройством ветрового потока

Для работы ветро-генератора карусельной типажности с направляющим устройством ветрового потока, просто необходимо это устройство, так как без него создаются моменты по обеим сторонам лопастей, которые будут взаимоуравновешенными. Лопасты ветрогенератора карусельной типажности представляют из себя плоскость, перемещающуюся под непрерывным воздействием ветрового потока. При этом коэффициент использования энергии ветрогенератора карусельной типажности имеет не очень высокие значения и находится в диапазоне $(0,1 \leq k_{\text{и.э.в.п.}} \leq 0,3)$. Для увеличения этого коэффициента лопастям придают несколько выгнуто-объемную форму, тем самым изменяя принцип работы ветрогенератора [32, 54, 57, 58, 59, 70, 71].

Достаточно высокоэффективными в коридорах горных ущелий в Абхазии можно считать барабанные ветрогенераторы, у которых лопасти вращаются вдоль ветрового потока. Хотя их ось вращения располагается в горизонтальной плоскости, при этом они все равно относятся ко второй

типажности ВЭС. Ветрогенераторы с барабанной типажностью так же, как и с карусельной типажностью, имеют в дополнительной комплектности направляющие устройства ветрового потока. Схематичный вид барабанного ветрогенератора представлен на рисунке 6.2.2.

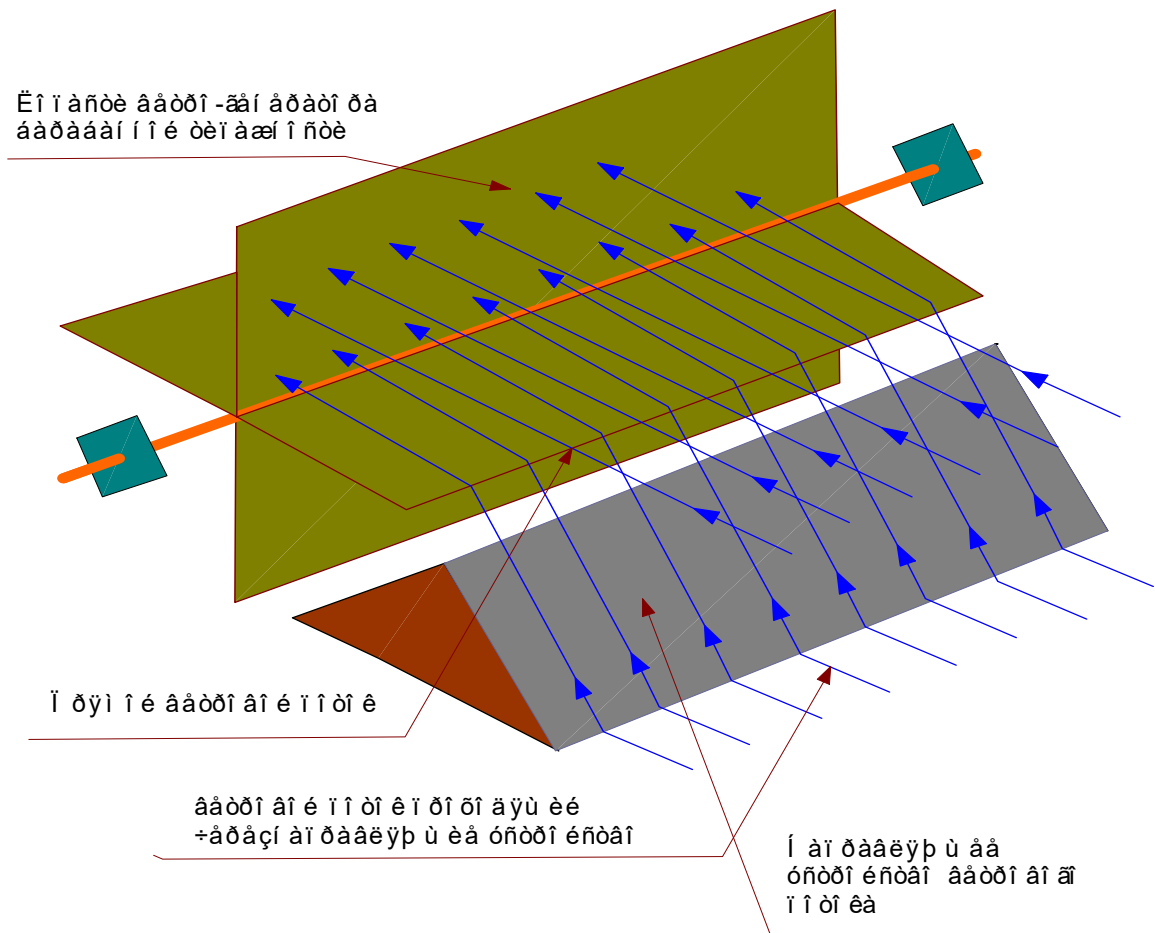


Рисунок 6.2.2. Ветрогенератор барабанной типажности с направляющим устройством ветрового потока

Принцип действия ветрового потока на лопасти ветрогенератора барабанной типажности с направляющим устройством ветрового потока такой же, как и карусельного ветрогенератора. При этом коэффициент использования энергии ветрового потока находится в диапазоне $(0,1 \leq k_{\text{и.э.в.п.}} \geq 0,25)$. Коэффициент использования энергии у барабанного ветрогенератора несколько ниже, чем у карусельного, однако ВЭС барабанного типажа получают большее практическое применение. Их большая востребованность объясняется тем, что оба конца вала закреплены

жестко в подшипниковых опорных элементах, что сводит общую вибрацию ВЭС почти на нет. Помимо этого достаточное большое количество ветрогенераторов барабанного типажа могут присоединяться к друг другу, через шарнирно-гибкие муфты, создавая гирляндно-структурное образование, имеющее значительное площадно-поверхностное воздействие ветрового потока.

Таким образом, к первой типажности относятся ВЭС, у которых рабоче-конструкционные элементы во время их вращения занимают положение поперек ветрового потока. Типажность таких ВЭС подразумевает, что их ось вращения располагается параллельно горизонту. Они наиболее востребованные, и у них самый высокий коэффициент использования энергии ветрового потока ($k_{и.э.в.п.} = 0.65$). Такую типажность ветрогенераторов применяют на мощных ВЭС из-за их лучших параметро-характеристических свойств. В условиях Абхазии использование ВЭС такой типажности имеет смысл для создания удаленной от централизованной электросети ветроколонии, например, в Бзыпском ущелье.

Ко второй типажности относятся ВЭС, у которых рабоче-конструкционные элементы во время их вращения занимают положение вдоль ветрового потока. В таких ВЭС ось вращения ветрогенератора располагается вертикально, поэтому все её конструкционные устройства – мультипликатор, электро-генератор, комплектные с ветровой электрической машиной, механические устройства – располагаются под роторным валом. ВЭС с вертикально расположенной осью вращения получает очень универсальные параметро-характеристические свойства в процессе эксплуатации. У них коэффициент использования энергии ветрового потока зависит от конструктивных особенностей ветро-генератора, при этом его значения находятся в диапазоне ($0,1 \leq k_{и.э.в.п.} \leq 0,3$). Использование такого типажа ВЭС вполне может быть высоко-эффективным в коридорах горных ущелий по всей Абхазии [58, 59, 70, 71, 77, 88, 108, 109, 152].

6.3. Определение объективных технико-экономических оценок ВЭС в условиях Абхазии

Одним из самых главных показателей, определяющих себестоимость выработки ЭЭ на ВЭС, является объем его производства за год. Однако он не дает полного представления об энергоэффективности. Для ВЭС энергоэффективность её работы объективно представляется коэффициентом использования полной установленной мощности, который определялся, при использовании следующего выражения:

$$k_{\text{и.п.у.м.}} = \frac{W_{\text{в.э.т.}}}{W_{\text{р.г.со100\%т.}}} , \quad (6.3.1)$$

где $k_{\text{и.п.у.м.}}$ – величина коэффициента использования полной установленной мощности В-ЭС; $W_{\text{в.э.т.}}$ – значение, соответствующее выработке ЭЭ за определенный промежуток времени, кВт ч; $W_{\text{р.г.со100\%т.}}$ – величина энергии, которая вырабатывается при работе ветрогенератора со 100 %-ной мощностью за все рассматриваемое время, кВт ч.

На сегодняшний день все современные ВЭС работают с коэффициентом использования полной установленной мощности в диапазоне ($k_{\text{и.п.у.м.}} = 0,2 – 0,35$). При этом следует отметить, что коэффициент использования полной установленной мощности ВЭС зависит от следующих факторов:

- 1) от количества остановок за какой-то определенный временной отрезок, то есть от его надежной работы;
- 2) от нагрузочного режима работы, то есть от востребованной потребителем мощности, которая непрерывно меняется;
- 3) от параметро-характеристических свойств ветрового потока, которые в основном определяются его скоростью.

Идентичным коэффициенту использования полной установленной мощности ВЭС можно назвать коэффициент, определяющий количество часов использования полной установленной мощности, который определялся следующим выражением:

$$k_{\text{к.ч.и.п.у.м.}} = k_{\text{и.п.у.м.}} T = \frac{W_{\text{в.э.за год}}}{N_{\text{у.м.в-г.}}} , \quad (6.3.2)$$

где $k_{к.ч.и.п.у.м.}$ – величина коэффициента, определяющего количество часов использования полной установленной мощности ВЭС; $T = 8760$ часов – величина, соответствующая количеству часов работы ВЭС в календарном году, ч; $W_{в.ээ.за\ год}$ – величина ЭЭ, произведенной ВЭС в течение года, кВт/ч; $N_{у.м.в-г.}$ – значение полной установленной мощности ветрогенератора, кВт.

В таблице 6.3.1 представлены основные показатели коэффициента количества часов использования полной установленной мощности при различных значениях единично-установленной мощности ВЭС.

Табл.6.3.1

Показатели коэффициента количества часов использования полной установленной мощности, при различных значениях единично-установленной мощности ВЭС, в ч и в %

№ п/п	Единично-установленная мощность ВЭС, кВт	Удельно-расчетные значения производства ЭЭ на ВЭС за год, кВт ч/м ²	Коэффициент количества часов использования полной установленной мощности, ч	Коэффициент использования полной установленной мощности, %
1.	40	530	2346	23,4
2.	120	654	2248	24,1
3.	250	730	2010	23,1
4.	750	853	2085	23,9
5.	1500	924	2432	25,3
6.	2000	967	2367	26,3
7.	2300	978	2457	26,5
8.	2500	987	2030	24,5
9.	3000	995	2486	26,8

В таблице 6.3.1 приведены расчетно-статистические показатели коэффициента количества часов использования полной установленной мощности ВЭС в диапазоне единично-установленных мощностей, находящихся в диапазоне от 40 до 3000 кВт. Для рассмотренных ВЭС коэффициент количества часов использования полной установленной мощности в часах находится в диапазоне от 2085 до 2486 ч, а коэффициент

использования полной установленной мощности в % находится в диапазоне от 23,1 до 26,8 %.

Используя все приведенные выше параметрические данные ВЭС, можно с высокой точностью определить полный объем произведенной ею ЭЭ. При этом была проверена достоверность имеющихся данных, при использовании следующего выражения:

$$W_{\text{в.ээ.за год}} = k_{\text{к.ч.и.п.у.м.}} N_{\text{е-у.м.в-эс.}} T \quad , \quad (6.3.3)$$

где $W_{\text{в.ээ.за год}}$ – величина ЭЭ, произведенной ВЭС в течение года, кВт/ч; $N_{\text{е-у.м.в-эс.}}$ – величина единично-установленной мощности ВЭС, кВт; $T = 8760$ часов – количество часов работы ВЭС в году, ч.

Применяя значение коэффициента количества часов использования полной установленной мощности и полную установленную мощность ВЭС, можно достаточно точно спрогнозировать величины годовой выработки ЭЭ при самых различных скоростных характеристиках ветрового потока.

Одной из самых объективных технико-экономических оценок ВЭС является нормировано-расчетная себестоимость выработки ЭЭ. При использовании такого вида определения себестоимости произведенной ЭЭ принимаются в расчет все сопутствующие доходы и расходы за все время работы ВЭС. То есть учитываются начальные инвестиционные вложения, расходная часть, связанная с эксплуатационными издержками, текущими профилактическими и ремонтными работами, а также все амортизационные расходы. При этом для определения нормировано-расчетной себестоимости произведенной ЭЭ на ВЭС использовалось такое выражение:

$$C_{\text{н-р.с.ээ.}} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{I_{\text{и.р.}} + M_{\text{э.изд.}} + P_{\text{ам.р.}}}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^i}} \quad , \quad (6.3.4)$$

где $C_{\text{н-р.с.ээ.}}$ – величина нормированно-расчетной себестоимости выработки ЭЭ на ВЭС, тыс. руб.; $I_{\text{и.р.}}$ – величина инвестиционных расходных статей за год, тыс. руб.; $M_{\text{э.изд.}}$ – величина эксплуатационных издержек, тыс. руб.; $P_{\text{ам.р.}}$ – величина амортизационных расходов, тыс. руб.; E_t – значение, соответствующее произведенной ЭЭ на ВЭС за год, МВт/ч; i – время эксплуатации ВЭС, годы.

Самое большое влияние на общую себестоимость произведенной ЭЭ на ВЭС следует отнести следующих два фактора:

- 1) среднегодовые характеристические параметры ветрового потока. Например, при среднегодовой скорости ветрового потока (5,6 м/с) себестоимость ЭЭ будет равна 5,5 руб/кВт ч, но при скорости ветра (6,8 м/с) себестоимость уже снизится до 3,95 руб/кВт ч;
- 2) масштабность В-ЭС – например, при единично-установленной мощности ВЭС 1,5 МВт себестоимость ЭЭ равнялась 5,2 руб./кВт ч, а при остальных параметрически равных значениях ВЭС при единично-установленной мощности 10 МВт себестоимость ЭЭ снижается уже до 4,3руб./кВт ч.

То есть для условий Абхазии при проектировании в перспективе ВЭС следует в обязательном порядке учитывать эти два фактора, так как для получения достаточно высокоэффективного источника важно получать низкую себестоимость произведенной ЭЭ.

Еще одним существенным аспектом эффективной работы ВЭС является срок окупаемости капиталовложений в неё. На сегодняшний день способы оценки точных сроков окупаемости требуют больших финансово-временных затрат, а также полной информации по всем расходным статьям, что является весьма сложной задачей. Поэтому вполне целесообразным можно считать упрощенный способ оценки сроков окупаемости на основе общедоступных входных параметров. При этом использовалась формула:

$$T_{\text{ср.окуп.}} = \frac{K_{\text{общ.кап.}}}{D_{\text{в.д.}} - I_{\text{э.изд.}}}, \quad (6.3.5)$$

где $T_{\text{ср.окуп.}}$ – значение, соответствующие сроку окупаемости, годы; $K_{\text{общ.кап.}}$ – величина общих капитальных вложений, тыс. руб.; $D_{\text{в.д.}}$ – величина всех доходов, тыс. руб.; $I_{\text{э.изд.}}$ – величина эксплуатационных издержек, тыс. руб.

Для определения общих капитальных вложений использовалась формула:

$$K_{\text{общ.кап.}} = K_{\text{у.к.строй.}} N_{\text{е-у.м.в-эс}}, \quad (6.3.6)$$

где $K_{\text{общ.кап.}}$ – величина общих капиталовложений, тыс. руб.; $K_{\text{у.к.строй.}}$ – величина удельных капиталовложений в строительно-монтажные работы В-

ЭС, тыс. руб.; $N_{e-y.m.v-эс.}$ – величина единично-установленной мощности ВЭС, кВт.

Для определения эксплуатационных издержек применялось следующее выражение:

$$I_{э.изд.} = n K_{общ.кап.} = n K_{у.к.строй.} N_{e-y.m.v-эс.} \quad , \quad (6.3.7)$$

где $I_{э.изд.}$ – величина эксплуатационных издержек ВЭС, тыс. руб; n – величина, соответствующая части общих капиталовложений, тыс. руб.

Для получения точного диапазона величин эксплуатационных издержек необходимо провести расчеты, варьируя значения части общих капиталовложений (n).

Величину всех доходов ($D_{в.д.}$) от реализации выработанной ЭЭ на ВЭС можно выразить в эквиваленте замещаемого органического топлива, например, на обычной тепловой электростанции. Вполне ясно, что в этом случае доходность будет превышать цену замещаемого органического топлива, так как тариф на ЭЭ, полученную на этом топливе, состоит в том числе из процентов, входящих в рентабельность самой тепловой электростанции. Это предусматривается тарифным коэффициентом, который определялся, при использовании следующей формулы:

$$b_{тар.к.} = \frac{T_{тар.ээ.}}{T_{топ.опр.тар.}} \quad , \quad (6.3.8)$$

где $b_{тар.к.}$ – величина тарифного коэффициента; $T_{тар.ээ.}$ – величина тарифа на ЭЭ, на тепловой электростанции. тыс. руб; $T_{топ.опр.тар.}$ – величина топливной составляющей тарифа на ЭЭ, тыс. руб.

Применяя вышеописанные формулы, было получено значение, определяющее достаточно точно срок окупаемости ВЭС:

$$T_{точ.ср.окуп.} = \frac{1}{Tq \ b_{тар.к.} \ C_{топ.тэ-с.} / K_{у.к.строй.}} \quad , \quad (6.3.9)$$

где $T_{точ.ср.окуп.}$ – величина точного срока окупаемости ВЭС, годы; $C_{топ.тэ-с.}$ – величина цены на замещаемое органическое топливо, тыс. руб.

Таким образом, одной из самых объективных технико-экономических оценок ВЭС в условиях Абхазии является нормировано-расчетная

себестоимость выработки ЭЭ. При использовании такого вида определения себестоимости произведенной ЭЭ принимаются в расчет все сопутствующие доходы и расходы за все время работы ВЭС. При этом для определения сроков окупаемости ВЭС в Абхазии самым оптимальным можно считать упрощенный способ расчетов, который использует общеизвестные входные параметры [109, 110, 152, 153, 157, 162, 170, 226, 238].

ВЫВОДЫ к главе 6

1. При проведении исследований определено, что ветер является абсолютно неисчерпаемым источником экологически безопасной энергии, при этом он приобретает все большую популярность во всем мире. Его можно охарактеризовать, как непрерывное движение воздушных масс в нижних слоях атмосферы, которое вызывается неодинаковым прогревом земной поверхности потоками С-ЛР.

2. Расчетно – аналитическим путем определены усредненные значения скоростей ветровых потоков в условиях Абхазии. Используя эти показания, были получены достаточно точные сведения о среднепериодных скоростях ветровых потоков.

3. На базе теоретических изысканий выявлено, что при высоких скоростях ветровых потоков уменьшаются их значения порывистости. Однако при этом увеличиваются абсолютные значения скоростных отклонений ветровых потоков от их усредненных величин. При этом изменения коэффициентов порывистости ветровых потоков дают достаточно точное определение основных характеристических свойств, в зависимости от их скоростных параметров.

4. При исследовании была определено, что мощность на валу ветроколеса ВЭС во многом зависит от ветроэнергетических характеристик, скоростных режимов ветровых потоков, величины энерготехнических составляющих ресурсной аспектности, а также от площади ветроколеса, его быстроходности и коэффициента использования энергии ветровых масс.

5. В результате исследований определено, что для условий Абхазии при проектировании ВЭС следует в обязательном порядке учитывать эти два фактора, так как для получения достаточно высокоэффективного источника важно получать низкую себестоимость произведенной ЭЭ и небольшой срок окупаемости капиталовложений в неё.

ГЛАВА 7. РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНО-РАСЧЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ПОЛУЧЕНИЯ ВОДОРОДА В УСЛОВИЯХ АБХАЗИИ

7.1. Исследование водорода в качестве многофункционального энергоносителя в условиях Абхазии

Общая концепция водородной энергетики подразумевает получение водорода на больших специализированных предприятиях путем разложения воды с затратой энергии от какого-либо независимого, желательно СВИЭ, а также транспортировку водорода к местам его потребления, с дальнейшим его использованием в качестве топлива там, где на сегодняшний момент применяется каменный уголь, природный газ, бензин и мазут. При этом имеются серьезные предпосылки по использованию водорода в Абхазии для потребителей ЭЭ через применение топливных элементов с перспективой создания альтернатив централизованным системам электроснабжения.

Применение водорода как многофункционального энергоносителя обуславливает множество аспектно-ориентированных предпосылок, к важнейшим из которых следует отнести следующие:

- 1) вода может быть базовым сырьем для получения водорода. При этом для производства углеводородов могут использоваться еще уголь и природные карбонаты, а это в свою очередь говорит о том, что ресурсная база для производства водорода практически неисчерпаема;
- 2) полученное водородное топливо имеет относительно легкую логистику и достаточно простые структурно-системные схемы хранения и аккумуляирования;
- 3) как водород, так и производные от него искусственное топливо, к примеру, метанол, уже достаточно широко применяются в авиационной и автомобильной промышленности;
- 4) в современном мире водород очень широко используется во многих отраслях промышленности, особенно в химической и нефтехимической;
- 5) также важным фактором, влияющим на приоритетность в использовании водорода, следует отнести его высокую экологичность по сравнению с природными газообразными и жидкими топливами.

Однако у водорода есть несколько серьезных недостатков. К первому и, скорее всего, основному из них следует отнести его высокую взрывоопасность, так как он образует при взаимодействии с воздухом взрывную смесь. Водород имеет значительно большую диапазонную концентрацию по

сравнению с природным газом. Все перечисленные выше особенности водорода несколько сократили первоначальный всеобъемлющий романтизм в его отношении, а многие исследователи стали более реалистичны и стали более объективно оценивать подлинные возможности, а также перспективы водородной энергетики в общеэнергетической системе мира [18, 20, 74].

Для разложения воды с целью получения водорода требуется большое количество энергии, которая может быть представлена различными источниками, в том числе и СВИЭ. При этом можно использовать для разложения воды ЭЭ в процессах электролиза, или же ТЭ в термохимических процессах.

В будущем водород, получаемый электролизом, наверняка станет дешевле, чем водород, который получают с использованием природного органического топлива, потому что их стоимость только растет.

Термохимические процессы разложения водорода с использованием ТЭ требуют очень значительных температур, более 1250 К. На сегодняшний день такие высокотемпературные и инновационно-технологичные аппараты для производства водорода имеются только в виде лабораторно-исследовательских. При этом создание их промышленных аналогов требует значительного времени и решения еще многих сложных вопросов. Кроме того, следует отметить, что эколого-экономические преимущества термохимических процессов недостаточно очевидны.

Весьма интересной можно считать возможность получения водорода из воды с использованием, как основного источника энергии, каменного угля. По существу, такой метод является по своей сути термохимическим процессом, когда в реакцию добавляется небольшое количество кислорода, и тем самым создается практически чистый синтезированный газ, состоящий из смеси водорода и окиси углерода. При этом окись углерода превращается также в водород за счет экзотермической реакции с водяными парами. Сегодня уже имеется точная технологическая карта получения синтезированного газа в промышленных объемах с использованием каменного угля, однако его финансовая составляющая в разрезе всей водородной энергетики пока далека от положительных результатов.

Еще одним перспективным первичным источником энергии для получения водорода из воды вполне можно считать энергию Солнца, точнее, ее С-ЛР. В качестве передаточной формации обычно принято считать ЭЭ, хотя достаточно интересным является непосредственное разложение воды с применением процесса фотолиза. Сочетание С-ЛР с получением водорода

является весьма впечатляющим тандемом в связи с тем, что водород при этом может выполнять функции аккумуляции энергии, которая в свою очередь будет нивелировать нестабильность поступления волн С-ЛР. Такие схемы особенно были бы целесообразны в Абхазии ввиду большого количества дней с повышенным содержанием С-ЛР, для сравнительно небольших автономных энергопотребителей. Однако и в этом направлении экономическая составляющая является сильно сдерживающей аспектом, не позволяющей на современном этапе внедрять подобные гибридные энергокомплексы.

По большому счету, получение как можно более дешевого водорода является самым приоритетным вопросом в развитии всей водородной энергетики. В связи с этим полное технико-экономическое обоснование должно предшествовать этапу любых процессно-схематических действий по получению водорода. Естественно, первоочередным должно быть сопоставление всех затрат на получение водорода, с тратами на получение замещенного им энергоносителя. При этом иногда только такого сопоставления не вполне хватает, так как водород не полностью тождествен замещаемому им энергоносителю, а его использование может иметь какие-то особые преимущества, которые будут оцениваться по какой-то другой шкале достоинств. Примером может служить использование водородного топлива вместо авиационного керосина, которое позволяет при одном и том же объеме заправочного топлива существенно увеличить дальность полета. Также в некоторых случаях большое значение имеет тот факт, что при заправке самолета водородом он может летать со сверхзвуковыми скоростями на достаточно большие расстояния.

Таким образом, несмотря на то, что при сегодняшнем технологическом уровне развития промышленности водород чаще всего оказывается более дорогим в сравнении с замещаемыми им энергоносителями, все же даже сейчас есть области применения, где его начинают достаточно широко использовать. При этом следует принимать во внимание, что для внедрения любой новой технологии необходимы значительные временные ресурсы. В связи с этим проведение научно-исследовательских работ в областях водородной энергетики в Абхазии представляется весьма целесообразным уже сейчас [74, 76, 100, 145, 172].

7.2. Разработка и исследование получения водорода в условиях Абхазии с использованием энергии Солнца

Энергия Солнца может быть использована для выделения водорода из воды через волны С-ЛР прямо в фотохимических реакциях, либо же после преобразования их в ЭЭ или ТЭ. К весьма важным свойствам С-ЛР как энергетического источника необходимо отнести несколько невысокий уровень общего солнечного потока, который исчисляется в сотнях ватт на метр квадратный, что дает небольшие параметры КПД общегодовой работы, составляющие не более 22 %.

На рисунке 7.2.1 показана схема получения водорода методом электролиза воды с использованием фотоэлектрических солнечных панелей.

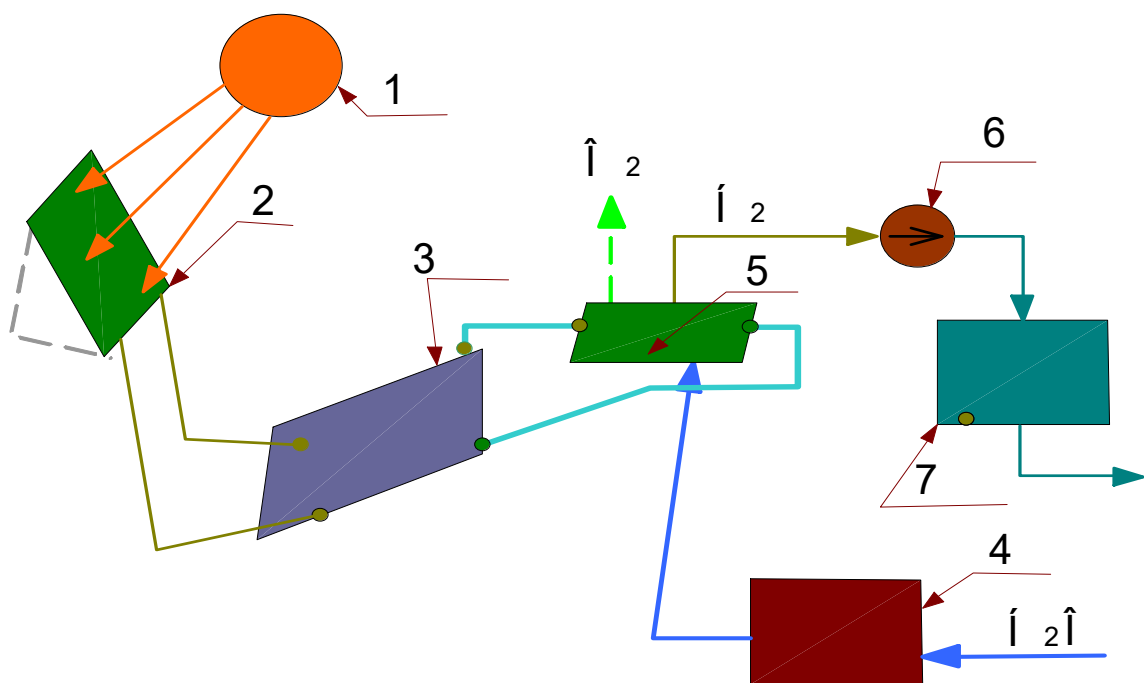


Рисунок 7.2.1. Схема получения водорода методом электролиза воды с использованием фотоэлектрических солнечных панелей: 1 – Солнце; 2 – фотоэлектрические солнечные панели; 3 – система преобразующих устройств; 4 – емкости с водой; 5 – электролизер; 6 – электронасос; 7 – хранилище водорода.

Схема, представленная на рисунке, – это получение водорода электролитическим методом за счет С-ЛР, при которой происходит электролиз воды электрическим током, вырабатываемым прямым преобразованием энергии Солнца в ЭЭ, через фотоэлектрические солнечные панели. При этом КПД данной схемы находится в диапазоне от 15 до 22 %, тогда как электролизер имеет КПД около 78 %.

На рисунке 7.2.2. представлена схема получения водорода на солнечной теплостанции в обычном паровом турбогенераторном цикле.

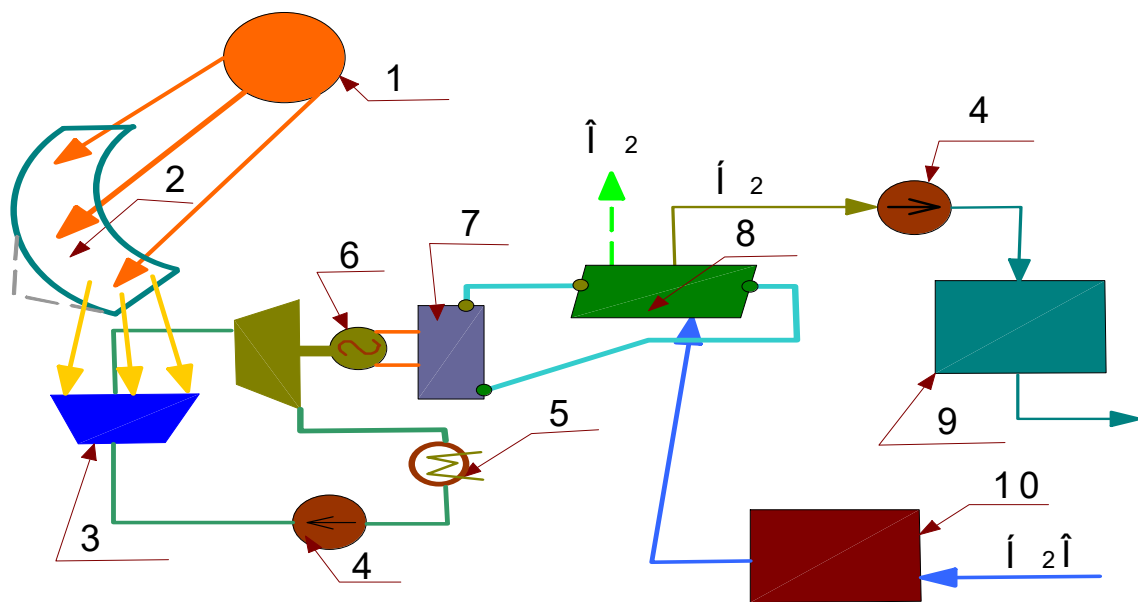


Рисунок 7.2.2. Схема получения водорода на солнечной теплостанции в обычном паровом турбогенераторном цикле: 1 – Солнце; 2 – солнечные концентраторы; 3 – парогенератор; 4 – электронасос; 5 – конденсатор; 6 – турбогенератор; 7 – система преобразующих устройств; 8 – электролизер; 9 – хранилище водорода

Таким образом, энергоэффективность представленной выше схемы при КПД электролизера достигает значений 28 %, при температурных характеристиках пара на входе в турбогенератор 935 К, а на выходе около 350 К. При применении солнечной теплостанции в турбогенераторном цикле необходимы несколько большие затраты, чем при электролизе через фотоэлектрические солнечные панели. К этим затратам следует отнести дополнительные затраты на системы преобразования энергии С-ЛР в ТЭ и ЭЭ, среди которых самые большие приходятся на парогенератор, паротурбину и электрогенератор [100, 145, 172, 182, 201, 219, 232].

7.3. Исследование сущности физика - химических процессов получения водорода при электролизе воды

Электродом в электрохимии принято считать электрический проводник, находящийся в растворе электролита. На разделительной границе между электродом и электролитом проходят процессы, в результате которых появляется разность потенциалов. Величина их во многом зависит от физико-

химических свойств протекающей на электроде электрохимической реакции. Имеет смысл измерять только относительные электродные потенциалы, которые представляют из себя разность электродного потенциала избранного электрода и обыкновенного водородного электрода, имеющего электродный потенциал с условно принятым нулевым значением.

Для определения электродного потенциала, который соответствует условиям равновесного состояния, можно использовалась следующая формула:

$$E = -\frac{\Delta G}{zF} , \quad (7.3.1)$$

где E – величина, соответствующая электродному потенциалу, В; ΔG – величина энергии Гиббса электрохимической реакции; z – величина, равная числу электронов, принимающих участие в реакции электрохимического равновесия; F – число Фарадея, которое определялось, при использовании формулы:

$$F = N_A e , \quad (7.3.2)$$

где N_A – величина, соответствующая числу Авогадро; e – величина заряда электрона.

В случае, рассматриваемом выше, величина электродного потенциала в основном зависит от концентрации и активности принимающих в реакции равновесия веществ. Для определения электродного потенциала у металлических электродов применялась формула:

$$E = E_0 + \frac{RT}{zF} \ln a_{Me} , \quad (7.3.3)$$

где R – величина, соответствующая универсальной газовой постоянной; T – величина, соответствующая температуре реакции, °С; $\ln a_{Me}$ – величина, соответствующая активности веществ, участвующих в реакции равновесия; E_0 – величина, соответствующая нормальному электродному потенциалу системы, в которой активность веществ, участвующих в реакции равновесия, равна по своему значению единице.

Электрод можно представить как некоторое количество последовательно включенных фазных ячеек, на границах которых происходит какая-то часть полной электродной реакции. В связи с этим электродную реакцию следует рассматривать как обобщенно-суммарный процесс ряда последовательных процессов. В формулу (7.4.1) подставлялась полная сумма химических

потенциалов, и при этом электродный потенциал выражался следующей формулой:

$$E = -\frac{\Delta G}{zF} = -\frac{1}{zF} \sum v_i \mu_i \quad , \quad (7.3.4)$$

где v_i – величина стехиометрического коэффициента компонента (i); μ_i – величина полной суммы химических потенциалов.

Для того, чтобы получить температурный коэффициент фазной ячейки, следовало продифференцировать выражение (7.4.1), и в результате получалась формула:

$$\left(\frac{dE}{dT}\right)_p = -\frac{1}{zF} \left(\frac{d\Delta G}{dT}\right)_p = \frac{\Delta S}{zF} \quad , \quad (7.3.5)$$

где $\left(\frac{dE}{dT}\right)_p$ – величина коэффициента фазной ячейки; ΔS – величина, соответствующая изменению энтропии в электродной реакции.

Поглощение ТЭ в отдельно взятой фазной ячейке определялось, при использовании следующей формулы:

$$-T\Delta S = -\Delta H + \Delta G \quad , \quad (7.3.6)$$

где $-T\Delta S$ – значение, соответствующее поглощению ТЭ в отдельно взятой фазной ячейке; ΔH – величина изменения энтальпии в электродной реакции, то есть ее тепловой эффект.

В случае, $\Delta H < \Delta G$, выделяемая при реакции энергия была больше, чем энергия, уходящая на внешнюю работу, и в этом случае фазная ячейка начинала сильно нагреваться. При условии $\Delta H > \Delta G$ внешняя работа забирала больше энергии, чем выделялось на саму реакцию, что приводило к понижению температуры фазной ячейки. При этом количество ТЭ выделенной или поглощенной в результате проведения реакции определялось по следующей формуле:

$$W = \Delta G - \Delta H = -T\Delta S = -zFT\left(\frac{\partial E}{\partial T}\right)_p \quad , \quad (7.3.7)$$

где W – величина, соответствующая количеству ТЭ, выделенной или поглощенной в результате проведения электродной реакции.

Для получения суммарного выражения, определяющего процесс разложения воды, использовалась формула:



из которой видно, что для того, чтобы получить около (100 г) водорода, следует использовать (850 г) воды и 2455 А·ч электрической энергии. При этом для определения затраченной в этой реакции ЭЭ использовалась формула:

$$W_{\text{ЭЭ}} = 2,395U, \quad (7.3.9)$$

где $W_{\text{ЭЭ}}$ – величина, соответствующая затраченной в реакции разложения воды ЭЭ, кВт ч.

Для расчета термонеutralного напряжения фазной ячейки использовалось следующее выражение:

$$E_q = \frac{\Delta H}{zF}, \quad (7.3.10)$$

где E_q – величина, соответствующая термонеutralному напряжению фазной ячейки.

Так как тепловой эффект получаемый от разложения воды очень мало зависит от температурного режима реакции, то принято считать, что значение (E_q) практически неизменно. При этом при электролизе воды – ($E'_q = 1,485$ В), а при электролизе водяного пара – ($E''_q = 1,247$ В). Работа, расходуемая на разложение воды, в отношении ко всем затратам энергии в электрохимической реакции определялась, при использовании следующей формулы:

$$\eta = \frac{E_T}{E_q}, \quad (7.3.11)$$

где η – величина работы, расходуемой на разложение воды; E_T – величина термоактивного напряжения фазной ячейки.

Так как (E_T) при увеличении температуры уменьшается, на барьерно-температурном уровне ($T=4800$ К) вся энергия, расходуемая на разложение воды, использовалась только как ТЭ. При этом величина работы, расходуемая на разложение воды, – ($\eta = 0$).

При прохождении обратимой реакции электролиза воды вместе с затратами ЭЭ возможно преобразование ТЭ, подходящей к фазной ячейке, в химическую энергию реакции выделения водорода и кислорода. На рисунке 7.3.1. представлено изменение E_q и E_T в зависимости от температуры и внешнего атмосферного давления.

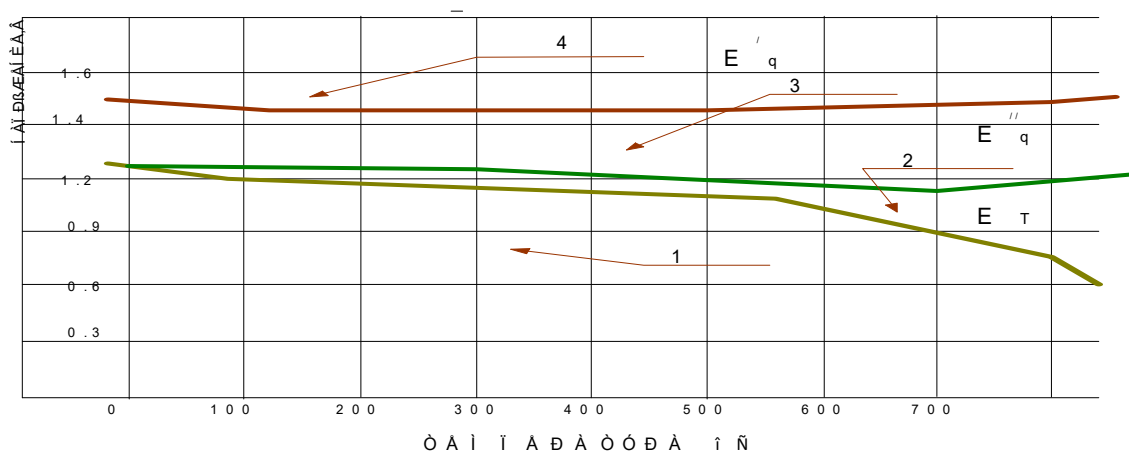


Рисунок 7.3.1. Схематическое изображение изменения E_q и E_T в зависимости от температуры и внешнего атмосферного давления

На рисунке 7.3.1 напряжение фазной ячейки, имеющее значение ($U < E_T$), находится в области, соответствующей (1). В этом температурном режиме получение водорода из воды электролизом практически невозможно. При значениях напряжения фазной ячейки ($E_T < U < E_q$) получение водорода из воды при электролизе уже получается с поглощением ТЭ из внешней среды и подведенной ЭЭ к фазной ячейки и на рисунке, изображенном выше, соответствует областям (2 и 3). Если величина напряжения фазной ячейки $U > E'_q$, то ТЭ отдается во внешнюю среду, и при этом расходы ЭЭ на получение водорода становятся выше теплоты сгорания. Этому процессу соответствует область на рис. 7.3.1, обозначенная цифрой (4.)

Таким образом, очевидно, что с точки зрения термодинамики наиболее выгодно проводить процесс электролиза при высоких температурах и значениях ($U < 1.2$ В). При этом подвод ТЭ должен осуществляться от внешнего источника. Однако при проведении реальной реакции электролиза с целью разложения воды на водород и кислород происходят потери энергии вследствие необратимости электродных термохимических процессов и омических потерь в электролите. А это вынуждает использовать более

высокие значения напряжений фазных ячеек, для получения водорода из воды при проведении электролиза [172, 182, 201, 219].

7.4. Исследование технико-экономических характеристических особенностей получения водорода, реакцией электролиза воды в условиях Абхазии

В настоящее время получение водорода в промышленных объемах нельзя назвать значительным. Количество водорода, получаемого в мире, находится в диапазоне от 3,7 до 5,8 млрд м³ в год, с расходом ЭЭ от 12 до 27 млрд кВт·ч. Основная часть производства водорода электролизом в мире приходится на страны, которые не имеют больших запасов природного газа и нефти.

При этом промышленное производство водорода осуществляется в основном на больших электролизерных установках, имеющих мощности порядка (150 МВт – 350 МВт). Электролизеры средней мощности (3 МВт – 150 МВт) наибольшее применение нашли в производстве аммиака и нефтехимической промышленности. Электролизерные установки малой мощности (50 кВт – 2,5 МВт) применяются на электростанциях в системах водородного охлаждения, а также в пищевой промышленности для гидрирования жиров.

Реальные затраты ЭЭ при производстве водорода электролизом воды во многом зависят от плотности электрического тока. Если использовать небольшие значения плотностей тока и катализаторы из благородных металлов, вполне можно увеличить общий КПД реакции электролиза, но при этом значительно понизится производительность установок, а удельно-относительные капитальные затраты вырастут. Из вышесказанного следует, что для всех видов электролизерных установок есть свои рационально подобранные величины плотности тока и КПД. При этом они не обязательно будут самыми большими.

Удельно-относительные капитальные затраты на электролизерную установку могут значительно меняться в зависимости от того, в составе какой энерготехнологической системы она будет работать. То есть, например, в зависимости от того, будет ли применяться специализированная выпрямительно-трансформаторная подстанция и все сопутствующее ей электрооборудование.

Для определения расчетных затрат на получение водорода из воды путем электролиза использовалась следующая формула:

$$Z_{\text{рас.}} = \frac{C_{\text{ЭЭ}}}{\eta_{\text{элкт.}}} + \frac{P_{\text{год.}} \cdot k_{\text{удел.норм.}}}{\eta_{\text{элкт.}} \cdot \tau} \cdot 100, \quad (7.4.1)$$

где $Z_{\text{рас.}}$ – величина расчетных затрат на получение водорода из воды путем электролиза, руб·кВт·ч; $\eta_{\text{элкт.}}$ – величина, соответствующая КПД электролизерной установки; $P_{\text{год.}}$ – величина постоянных годовых расходов; $k_{\text{удел.-норм.}}$ – величина удельно-нормативного коэффициента эффективного капиталовложения в электролизерное оборудование, руб. на кВт электрической мощности, подведенной к электролизерной установке; τ – величина, соответствующая общему числу часов работы электролизерной установки в году, час [145, 153, 219, 232, 240].

Таким образом, добиться снижения затрат на производство водорода в Абхазии электролизом воды можно при использовании щелочных энергоэффективных электролизеров или высокотемпературных электролизеров, работающих при напряжениях фазных ячеек ($U \leq E''_q$). При этом в качестве источников ЭЭ целесообразно использовать гидроэлектростанции и купированные автономные солнечные электростанции. Целесообразную мощность этих источников ЭЭ в настоящее время можно оценивать только по проектным и расчетно-конструкторским разработкам.

ВЫВОДЫ к главе 7

1. При проведении сравнительно-расчетного анализа выявлено то, что в условиях Абхазии наиболее предпочтительнее получение водорода реакцией электролиза с использованием фотоэлектрических солнечных панелей.

2. В результате проведенных исследований определено то, что с точки зрения термодинамики наиболее выгодно проводить процесс электролиза при высоких температурах и значениях ($U < 1.2$ В). При этом подвод ТЭ должен осуществляться от внешнего источника.

3. Расчетно-аналитическим путем показано то, что добиться снижения затрат на производство водорода в Абхазии электролизом воды можно при использовании щелочных энергоэффективных электролизеров или высокотемпературных электролизеров, работающих при напряжениях фазных ячеек ($U \leq E_q''$). При этом в качестве источников ЭЭ целесообразно использовать гидроэлектростанции и купированные автономные солнечные электростанции.

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Впервые разработана и исследована новая схема замещения САГ, в компьютерной программе EWB. Она позволяет проводить эксперименты с целью получения механических и рабочих характеристик САГ. При этом результаты отличаются от натуральных экспериментов на 4%, что находится в допустимых пределах.

2. Впервые разработано в программе EWB совокупное системное устройство для регулирования напряжения на САГ. В нем предложено совершенно новая конструкция регулятора, в котором изменяется не индуктивность, а реактивный ток емкости. При этом, сама емкость остается постоянной. Это существенно упрощает конструкцию, а следовательно, и уменьшает стоимость МГЭС.

3. Исследовано оптимизационно-техническое обоснование перспективности разработки, реконструкции и внедрения миниГЭС и МГЭС в Абхазии, для повышения общей эффективности энергетической структуры.

4. Получены решения при проведении комплексных фундаментально-теоретических исследований ФЭнУ.

5. Определен алгоритм оценочных сопоставлений эколого-экономических особенностей С-ЛР.

6. Создана и исследована в программе Matlab, универсальная модель ФЭМ. При этом, оптимизирована методика моделирования структурированной системы электрификации с учетом особенностей, влияющих на изменения волн С-ЛР в зависимости от температурных режимов окружающей среды в условиях Абхазии.

7. Расчетно-аналитическим путем определено, что к экономико-характеристическим особенностям глубинных геотермальных скважин в условиях Абхазии, относятся удельные капитальные вложения, суммарные приведенные затраты, а также капиталозатраты на геолого-разведывательные и буровые работы.

8. Получены результаты технико-экономического расчетного сравнения, которые показали, что в условиях Абхазии целесообразно использование Теп-НУ с охлаждающим устройством, для теплоснабжения и горячего водоснабжения общественных и жилых зданий.

9. На основании объективных технико-экономических оценок ВЭС определена нормировано-расчетная себестоимость выработки ЭЭ. При этом для определения сроков окупаемости ВЭС в Абхазии самым оптимальным можно считать упрощенный способ расчетов, который использует общеизвестные входные параметры.

10. На основании проведенных расчетно-экспериментальных исследований доказано, что добиться снижения затрат на производство водорода в Абхазии электролизом воды можно при использовании щелочных энергоэффективных электролизеров или высокотемпературных электролизеров, работающих при напряжениях фазных ячеек ($U \leq E_q''$). При этом в качестве источников ЭЭ целесообразно использовать гидроэлектростанции и купированные автономные солнечные электростанции.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абакумова Г.М. Климатические ресурсы солнечной энергии Московского региона / Г.М. Абакумова, Е.В. Горбаренко, Е.И. Незваль, О.А. Шиловцева. – М.: Книжный дом, ЛИБРОКОМ, 2012. – 320 с.
2. Абдукадыров М.А. Свойства двухпереходных гетерофотопреобразователей с GaAs p-n переходами при освещении двусторонне-концентрированным солнечным светом // М.А. Абдукадыров, А.С. Ганиев, Р.А. Муминов, А.М. Абдукадыров. – М.: Гелиотехника. №3. 2016. – С. 14, 58.
3. Абдукадыров М.А. Влияние концентрированного солнечного излучения на GaAs / AlGaAs гетерофотопреобразователи с ограниченным поглощающим слоем // М.А. Абдукадыров, А.С. Ганиев, Р.А. Муминов. – М.: Гелиотехника. №4, 2015. – С. 84–86.
4. Агафонов А.Н. Комбинированные энергоустановки объектов малой энергетики / А.Н. Агафонов, В.О. Сайданов, В.Н. Гудзь. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2005. – С.23 -26

5. Акопов А.С. Имитационное моделирование: учебник и практикум для академического бакалавриата / А. С. Акопов. – М.: Юрайт, 2017. – 389 с.
6. Алфёров Ж.И. Пути использования солнечной энергии / Ж.И. Алфёров, В.М. Андреев, Ю.М. Задиранов. Тезисы докладов конференции ИХФ АН СССР. – Черноголовка, 1981. – С. 10–11.
7. Алфёров Ж.И., Бородин А.В. Земные профессии солнца / Ж.И. Алфёров. – Москва: Сов. Россия, 1981. – 88 с.
8. Алхасов А.Б. Геотермальная энергетика: проблемы, ресурсы, технологии / А.Б. Алхасов. – М.: Физматлит, 2008. – С. 26 -28.
9. Алхасов А.Б. Использование геотермальной энергии в горячем водоснабжении / А.Б. Алхасов, М.М. Рамазанов, Г.М. Абасов. – М.: Водоснабжение и санитарная техника. № 3. 1998. – С.12 -14.
10. Андерсон Б. Солнечная энергия: (Основы строит. проектирования) / пер. с англ. А.Р. Анисимова / под ред. Ю.Н. Малевского. – М.: Стройиздат, 1982. – 375 с.
11. Андреев В.М. Фотоэлектрическое преобразование концентрированного солнечного излучения: монография / В.М. Андреев, В.А. Грилихес, В.Д. Румянцев. – Л.: Наука, 1989. – 310 с.
12. Андрианов В.Н. Ветроэлектрические станции / В.Н. Андрианов, Д.Н. Быстрицкий, К. П. Вашкевич. – Москва: ГЭИ, 1960. – 320 с.
13. Аникин П.П. О вкладе рассеянного излучения в спектральное пропускание полупрозрачных облаков. Радиационные свойства перистых облаков: монография / П.П. Аникин. – М.: Наука, 1989. - С. 53–65.
14. Амерханов, Р. А. Солнечные фотоэлектрические станции: монография / Р. А. Амерханов, О.В. Григораш, И.Б. Самородов, Б.К. Цыганков и др. – Краснодар: Кубанский ГАУ им. И.Т. Трубилина, 2017. – 206 с.
15. Андреев В.М., Грилихес В.А., Румянцев В.Д. Фотоэлектрическое преобразование концентрированного солнечного излучения / В.М. Андреев, В.А. Грилихес. – Л.: Наука, 1989. – 310 с.
16. Андреев А.Е. Гидроэлектростанции малой мощности / Учеб. пособие / А.Е. Андреев, Я.И. Бляшко, В.В. Елистратов, Л.И. Кубышкин. Под ред. Елистратова В.В. – СПб.: Изд-во Политехнического университета, 2005. – 432 с.
16. Андреев В.М. Фотоэлектрическое преобразование солнечной энергии / В.М. Андреев. – Соросовский образовательный журнал. № 7. М., 1996. – С.93–98.
17. Арбузов, Ю.Д. Основы фотоэлектричества: монография / Ю.Д.

- Арбузов, В.М. Евдокимов. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2002. – 319 с.
18. Атрощенко В.А., Григораш О.В., Ланчу В.В. Современное состояние и перспективы развития систем автономного электроснабжения // В.А. Атрощенко, О.В. Григораш, В.В. Ланчу. – М.: Промышленная энергетика. – 1995, №5. – С.33–36.
19. Атрощенко В.А., Шевцов Ю.Д., Дьяченко Р.А. Технические возможности повышения ресурса автономных электростанций энергетических систем / В.А. Атрощенко. Монография. – Краснодар: Издательский дом Юг, 2010. – 192 с.
20. Баранов Н.Н. Нетрадиционные источники и методы преобразования энергии: учебное пособие для вузов / Н.Н. Баранов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 383 с.
21. Baisch S Deep Heat Mining Basel - Seismic Risk Analysis. / S. Baisch, D. Carbon, U. Dannwolf et al. // Basel: SERIANEX, 2009. – 21 p.
22. Battye, D. L. Radiation associated with Hot Rock geothermal power/ D. L. Battye, P. J. Ashman. – Australian: Geothermal Energy Conference, 2009. – P. 34-42
23. Bendritter, Y. Possible approach to geothermal research and relative costs / Y. Bendritter, G. Cormy // Dickson M.H., Fanelli, M. - New York: (eds.) Small Geothermal Resources: A Guide to Development and Utilization, UNITAR, 1990. – P. 59 – 69.
24. Бахмат Г.В. Нетрадиционные источники энергии// Г.В. Бахмат, О.А. Степанов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1997. – 108 с.
25. Безруких П.П. Концепция развития и использования возможностей малой и нетрадиционной энергетики в энергетическом балансе России // П.П. Безруких. – Мировая электроэнергетика. № 3. Минск, 1996. – С. 22–27.
26. Безруких П.П. Использование возобновляемых источников энергии в России // П.П. Безруких. – Возобновляемая энергия. № 1. Минск, 1997. – С. 19 -20.
27. Безруких П.П. Ветроэнергетика мира // П.П. Безруких, П.П. (мл) Безруких. – Возобновляемая энергия. № 2. Минск, 1998. – С.9 -18.
28. Безруких П.П. Состояние и перспективы традиционной и возобновляемой энергетики в сельском хозяйстве России // П.П. Безруких, Д.С. Стребков. – Моделирование и прогнозирование аграрных энергосберегающих процессов и технологий. Материалы Межд. научно-техн. конф. Ч. 1. Минск, 1988. – С. 73 -78.
29. Безруких П.П. Ресурсы и эффективность использования

- возобновляемых источников энергии / П.П. Безруких, Ю.Д. Арбузов, Г.А. Борисов. – СПб.: Наука, 2002. – 314 с.
30. Безруких П.П. Использование энергии ветра / П.П. Безруких. – М.: Энергия, 2010. – 315 с.
31. Безруких П.П. Ветроэнергетика. Справочное и методическое пособие / П.П. Безруких, Ю.Д. Арбузов, Г.А. Борисов. – СПб.: Наука, 2002. – 314 с.
32. Безруких П.П. Ветроэнергетика. Вымыслы и факты. Ответы на 100 вопросов / П.П. Безруких. – М.: Центр экологической политики, 2011. – 74 с.
33. Бекаев Л.С., Марченко О.В., Пинегин С.П. и др. Мировая энергетика и переход к устойчивому развитию // Л.С. Бекаев, О.В. Марченко, С.П. Пинегин. – Новосибирск: Наука, 2000. – 267 с.
34. Бекман У.А. и др. Расчет систем солнечного теплоснабжения / У. Бекман, С. Клейн, Дж. Даффи: сокр. пер. с англ. Г.А. Гухман, С.Н. Смирнова. – М.: Энергоиздат, 1982. – 79 с.
35. Беспалов В.Я. Асинхронный генератор с гарантированным самовозбуждением // В.Я. Беспалов, И.И. Алиев. – М: Электричество, 1997. С. 43–45.
36. Бляшко Я.И. Проблемы малой гидроэнергетики в России // Я.И Бляшко. – Малая энергетика. № 3-4. М., 2011. – С. 21–25.
37. Бляшко Я.И. Выявленные ресурсы малой гидроэнергетики России и перспективы их освоения. Тенденции в развитии мини- и микроГЭС // Я.И. Бляшко. – Материалы 8-й Всероссийской научной молодежной школы «Возобновляемые источники энергии». М.: МГУ, 2012. – С.94 – 97.
38. Bagotsky V. S. Fuel Cells: Problems and Solutions. Wiley, Hoboken, NJ, 2009. – 320 p.
39. Богословский В.Н., Сканапи А.Н. Отопление: учеб. для вузов / В.Н. Богословский. – М.: Стройиздат, 1991. – 735 с.
40. Bödvarsson, G. Evaluation of geothermal prospects and the objectives of geothermal exploration / G. Bödvarsson // *Geoexploration*, v. 8, is. 1, 1970. – P. 7–17.
41. Бойлс Д. Биоэнергия: технология, термодинамика, издержки / Д. Бойлс. – М.: Агропромиздат, 1987. – 183 с.
42. Бойчук Л.М. Метод структурного синтеза нелинейных систем автоматического управления // Л.М. Бойчук. – М.: Энергия, 1971. – 112 с.
43. Бринкворт Б. Солнечная энергия для человека / пер. с англ. В.Н. Оглоблева / под ред. и предисл. Б.В. Тарнижевского / Б. Бринкворт. – М.: Мир, 1976. – 291 с.

44. Бурковский В.Л. Анализ потерь энергии при изменении расхода и напора // В.Л. Бурковский, Д.В. Каревский. – Воронеж: Промышленная информатика, 2005. – С. 140–144.
45. Бут Д.А. Бесконтактные электрические машины. – М.: Высшая школа, 1990. – 416 с.
46. Бут Д.А. Синтез автономных электроэнергетических систем // Д.А. Бут. – Электричество. № 1. М., 1994. – С. 1–17.
47. Бутузов В.А. Перспективы развития рынка гелиоустановок в России // В.А. Бутузов, В.В. Бутузов, К.В. Брянцева, И.С. Гнатюк. – Труды XII Международной ежегодной научно-практической конференции. М., 2015. – С. 51–56.
48. Бутузов В.А. Солнечное теплоснабжение в России // В.А. Бутузов. – Проектирование, строительство, эксплуатация. № 1 (38). М., 2015.
49. Валов М.И. Системы солнечного теплоснабжения / М.И. Валов. – М.: Издательство МЭИ, 1991. – 137 с.
50. Васильев Ю.С. Экология использования возобновляющихся энергоисточников / Ю.С. Васильев, Н.И. Хрисанов. – Л.: Изд-во Ленинградского университета, 1991. – 343 с.
51. Васильев Л.Л. Тепловые трубы в системах с возобновляемыми источниками энергии / Л.Л. Васильев, Л.П. Гракович. – Минск: Наука и техника, 1988. – 159 с.
52. Васильев Г.П. Теплохладоснабжение зданий и сооружений с использованием низкопотенциальной энергии поверхностных слоев земли: дисс. д-ра тех.наук/ Г.П. Васильев. – М., 2006. – 291 с.
53. Везиришвили О.Ш. Энергосберегающие теплонасосные системы тепло и хладоснабжения / О.Ш. Везиришвили, Н.В. Меладзе. – М.: Изд. МЭИ, 1994. – 156 с.
54. Веников В.А. Теория подобия и моделирования / В.А. Веников. – М.: Колос, 1976. – 479 с.
55. Вильнер Я.М., Ковалев Я.Т., Некрасов Б.Б. Справочник-пособие по гидравлике, гидромашинам и гидроприводам / Я. М. Вильнер, Я.Т. Ковалев, Б.Б. Некрасов. – Минск: Высшая школа, 1985. – 382 с.
56. Виссарионов В.И. Солнечная энергетика / В.И. Виссарионов, Н.К. Малинин, Г.В. Дерюгина, В.А. Кузнецова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 276 с.
57. Воронин С.М. Повышение эффективности ветроэнергетических установок для автономного электроснабжения удаленных

сельскохозяйственных потребителей // С.М. Воронин, А.П. Жогалев. – Зерноград: Повышение надежности работы электрооборудования в сельском хозяйстве: материалы науч. прак. конф. Вып. 1. 2001. – С. 56–59.

58. Воронин С.М. Схемные решения повышения эффективности ветроэнергетических установок // С.М. Воронин. – Материалы I Российской науч. прак. конф. Т. 1. Ставрополь, 2001. – С. 29–31.

59. Воронин С.М. Оптимизация параметров автономной ветроэнергетической системы // С.М. Воронин, А.П. Жогалев. – Материалы I Российской науч. прак. конф. Т. 1. Ставрополь, 2001. – С. 32–34.

60. Вьюненко Л.Ф. Имитационное моделирование: учебник и практикум для академического бакалавриата / Л. Ф. Вьюненко, М. В. Михайлов, Т. Н. Первозванская; под ред. Л. Ф. Вьюненко. – М.: Издательство Юрайт, 2017. – 283 с.

61. Wind Force 10, Forum for Energy and Development, Greenpeace International, EWEA. 1998. – 47p.

62. Сичкарев В.А. Волновые энергетические станции в океане / В.И.Сичкарев, В.А. Акуличев. – М.: Наука, 1989. – 132 с.

63. Гаттенберг Ю. П. Гидрология и динамика подземных вод с основами гидравлики / Ю.П. Гаттенберг. – М.: Недра, 1980. – 161 с.

64. Гелиотехника: [Сборник]. – М.: Знание, 1983. – 63 с.

65. Gipe P. Italy Passes 7,000 MW of Total Installed Solar PV [Электронный ресурс] / Paul Gipe. // Renewable energy world // P Gipe. – Italy, 2011. – 48 p.

66. Горшков В.Г. Тепловые насосы. Аналитический обзор// В.Г. Горшков. Справочник промышленного оборудования ВВТ. № 2. М., 2004. – С. 47–80.

67. ГОСТ 4.171–85 Система показателей качества продукции. Турбогенераторы, гидрогенераторы, синхронные компенсаторы и их системы возбуждения. – 8 с.

68. ГОСТ 18953 – 73 Источники питания электрической энергии – СП. Основные параметры. Технические требования. – 15 с.

69. ГОСТ 216171- 82 Электроагрегаты и электростанции бензиновые. Общие технические условия. – 52 с.

70. ГОСТ Р 54418.2 – 2014 Возобновляемая энергетика, ветроэнергетика, установки ветроэнергетические. Издание официальное. Международный стандартный книжный номер. Технические требования к малым ветроэнергетическим установкам. – М.: Стандартиформ, 2015. – 66 с.

71. Гриневич Г.А. Основы энергетической характеристики режима ветра /

Г.А. Гриневич. Методы разработки ветроэнергетического кадастра, АН СССР. – М., 1963. – 93 с.

72. Готтлиб И.М. Источники питания, инверторы, конверторы, линейные и импульсные стабилизаторы / И.М. Готтлиб. – М.: Постмаркет, 2000. – 552 с.

73. Груздев А.И. Состояние, проблемы и направление развития современных накопителей электрической энергии. // Альтернативная энергетика и экология. 2008. № 7 (63). С. 116–124.

74. Груздев А.И., В. Л. Туманов. Накопители электрической энергии для электроустановок с топливными элементами // А.И. Груздев, В.Л. Туманов. – Труды II Международного симпозиума по водородной энергетике. 2007. – М.: Издательский дом МЭИ. – С. 77–80.

75. Da Silva. Analysis of a multijunction solar cell operating under natural conditions // Da Silva, C Olga. – Germany: Naum Fraidenraich and Nelson Veissid ISES Solar World Congress, 2011. – P. 24 – 34.

76. Гуревич С.А. Новый газодиффузионный элемент – электрод на основе щелевого Si для портативных ТПТЭ со «свободнодышащим» катодом / С. А. Гуревич, Д. А. Андроников, Е. В. Астрова. – Труды 3-го межд. симпозиума по водородной энергетике. М., 2009.- С. 73 -79.

77. Гусаров В.А. Ветроагрегат как дополнительный источник электроэнергии // В.А. Гусаров. – Сельский механизатор. № 8. М., 2016. – С. 30–32.

78. Дворецкая М.И. Возобновляемая энергия. Гидроэлектростанции России / М.И. Дворецкая, А.П. Жданова, О.Г. Лушников, И.В. Слива; под общей редакцией В.В. Берлина. – СПб.: изд-во Политехн. ун-та., 2018. – 224 с.

79. Дворов И.М. Геотермальная энергетика/ И.М. Дворов. – М.: Наука, 1976. – 192 с.

80. Дворов И.М. Освоение внутриземного тепла / И.М. Дворов, В.И. Дворов. – М.: Наука, 1984. – 161 с.

81. Денисов Р.С. Методика оптимизации параметров ВДЭС в децентрализованных северных регионах по критерию максимизации замещения дизельного топлива / Р.С. Денисов. – В сб.: Возобновляемая и малая энергетика. 2016. – С. 154–161.

82. Доброхотов В.И. Возобновляемые источники энергии: Проблемы и перспективы // В.И. Доброхотов, Э.Э. Шпильрайн. – Теплоэнергетика. № 1. М., 1997. – С. 38 – 42.

83. Дорошенко Н. И., Доржинкевич И. Б., Романов В. В. К вопросу о самовозбуждении синхронного генератора ветроэлектронасосной установки // Н.И. Дорошенко, И.Б. Доржинкевич, В.В. Романов. – Ветроэнергетика. Труды ВНИИЭ. Т. 3. М., 1970. – С. 121–129.
84. Домбровский В.В., Коломейцева М.Б., Орахелашвили Б.М. Моделирование гидроэнергетических процессов малой ГЭС для задачи управления частотой гидроагрегата // В.В. Домбровский, М.Б. Коломейцева, Б.М. Орахелашвили. Электрические станции. № 2. 2002. – С. 37–44.
85. Дривер Дж. Геохимия природных вод / Дж. Дривер. – М.: Мир, 1985.
86. Евдокимов В.М. О новом классе фотоэлектрических преобразователей энергии // В.М. Евдокимов, В.М. Жучков, В.А. Майоров, Д.С. Стребков, В.А. Унишков. – Гелиотехника. № 6. М., 1985. – С. 27–31.
87. Елистратов В.В. Возобновляемая энергетика / В.В. Елистратов. – 3-е изд. доп. – СПб.: Изд-во Политех. ун-та, 2016. – 424 с.
88. Елистратов В.В. Выбор состава оборудования модульной ВДЭС с высокой долей замещения на основе метода анализа иерархий / В.В. Елистратов, М.А. Конищев, Р.С. Денисов // Альтернативная энергетика и экология. – 2015. – № 7. – С. 37–46.
89. Елистратов В.В. Обоснование распределения мощности между генерирующим оборудованием ветродизельной электростанции / В.В. Елистратов, М.А. Конищев, Р.С. Денисов // В сб.: Возобновляемая энергетика XXI век. Энергетическая и экономическая эффективность. – 2015. – С. 135 – 138.
90. Ермоленко Б.В. Оптимизация схем децентрализованного энергоснабжения с использованием ВИЭ и накопителей энергии // Б.В. Ермоленко, Г.В. Ермоленко, Ю.А. Балакина. – Энергия, экономика, техника, экология. – М., 2013. – С.11-19
91. Захидов Р.А. Технологии и испытания гелиотехнических концентрирующих систем / Р.А. Захидов. – Ташкент: Фан, 1978. – 181 С.
92. Зябко В.В. Анализ технических решений, предлагаемых для кислородной солнечной станции // В.В. Зябко. – Возобновляемые источники энергии: Материалы научной молодёжной школы с международным участием. – М.: Университетская книга, 2008. – С. 116–122.
93. Иванов А.А. Асинхронные генераторы для ГЭС небольшой мощности / А.А. Иванов. – Москва: МЭИ, 1948. – 140 с.
94. Иванов А.А. Исследование режима работы асинхронного генератора на индуктивную сеть / А.А. Иванов. – Труды Одесского индустриального

- института. № 3 (6). – Одесса, 1940. – С. 83 - 86.
95. Иванов А.Н. Гидрология и регулирование стока / А.Н. Иванов, Т.А. Неговская. – М.: Колос, 1979. – 384 с.
96. Использование солнечной энергии в народном хозяйстве СССР. [Сборник статей. Отв. ред. д.т.н. В.А. Баум]. – М.: Наука, 1965. -127 с.
97. Кадыков Ю.М. Концепция развития энергосберегающих технологий, малой и нетрадиционной энергетики // Ю.М. Кадыков. – Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 1997. № 6. – С. 2–3.
98. Калашников Н.П. Альтернативные источники энергии /Н.П. Калашников. – М.: Общество «Знание», 1987. – 46 с.
99. Канзанджан Б.И., Некрылов В.Н. Солнечные системы теплоснабжения. Вестник Российской академии естественных наук // Б.И. Канзанджан, В.Н. Некрылов. – М.: Издание Российской академии естественных наук, 2009. – Т. 9. № 1. – С.61 – 67.
100. Калинин Ю.Я. Нетрадиционные способы получения энергии / Ю. Я. Калинин, А.Б. Дубинин. – Саратов: СПИ, 1983. – 70 с.
101. Калнинь И.М. Системы централизованного теплоснабжения на базе теплонасосных установок // И.М. Калнинь, В.П. Проценко, С.Б. Пустовалов. – Холодильная техника. № 1. М., 2011. – С. 20–22.
102. Калнинь И.М. Тепловые насосы нового поколения, использующие экологически безопасные рабочие вещества// И.М. Калнинь, А.И. Савицкий, С.Б. Пустовалов. – Холодильная техника, № 1. М., 207. – С. 20–22.
103. Каргиев В.М. Сокольский А.К. Малая гидроэнергетика России – современное состояние // В.М. Каргиев, А.К. Сокольский. –Бюллетень «Возобновляемая энергия». М., 2002. – С. 4–8.
104. Карелин В.Я., Волшаник В.В. Сооружения и оборудование малых гидроэлектростанций / В.Я. Карелин, В.В. Волшаник. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 199 с.
105. Киссин И.Г. Вода под землей / И. Г. Киссин. – М.: Наука, 1980. – 224 с.
106. Киссин И.Г. Восточно-Предкавказский артезианский бассейн / И. Г. Киссин. – М.: Наука, 1964. - 239 с.
107. Carlson D.E. and Wronski Amorphous Semiconductors (Ed., M.H. Brodsky) // D.E. Carlson. – Heidelberg: Topiks in Applied Pfusics, 1979. – Vol. 36. – P. 287.
108. Кашкаров А.П. Ветрогенераторы, солнечные батареи и другие полезные конструкции / А.П. Кашкаров. – М.: ДМК-Пресс, 2011.

109. Кимкетов Э.М. Системная методология по сокращению потерь электроэнергии в электроэнергетической системе // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Краснодар: Материалы Всероссийской научной конференции, КВВАУЛ. 4-5 апреля 2005 г. – С. 54 – 57.
110. Кимкетов Э.М. Экономия электрической энергии при повышении коэффициента мощности // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Черкесск: Материалы VI региональной научно-практической конференции. 17-18 апреля 2006 г. – С. 23 – 25.
111. Кимкетов Э.М. Основные принципы оценки экономического эффекта от сокращения потерь электрической энергии в Карачаево-Черкесских электрических сетях // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Краснодар: Материалы пятой Всероссийской научной конференции «ВРНК». 5-6 апреля 2007 г. – С. 37 -39.
112. Кимкетов Э.М. Релаксационная подпитка источника оперативного тока упрощенной подстанции 110 кВ от миниатюрной солнечной батареи // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Краснодар: Материалы пятой Всероссийской научной конференции «ВРНК» 5-6 апреля 2007 г. – С. 82 – 85.
113. Кимкетов Э.М, Кимкетов М.Д. Малогабаритная передвижная электростанция // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Электрик. № 8. М.,2006. – С. 48 -51.
114. Кимкетов Э.М. Характеристики асинхронного генератора для микроГЭС // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов, М.М. Кимкетов. –Механизация и электрификация сельского хозяйства. № 12. 2008. – С. 47 -48.
115. Кимкетов Э.М. Устройство подзарядки конденсаторной батареи на ответвительной подстанции / Кимкетов Э. М., Кимкетов М.Д. – М.: Патентное бюро, Патент РФ № 2338312, 10.11.2008. Бюл. № 31.
116. Кимкетов Э.М., Кимкетов М.Д. МикроГЭС из бесхозной катушки // Аргументы и факты. № 37. 2009.
117. Кимкетов Э.М. Использование асинхронного генератора для микроГЭС // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Материалы региональной научно-практической конференции. – Краснодар: Кубанский государственный аграрный университет, 2009. – С. 77 -79.
118. Кимкетов Э.М. Моделирование автономного асинхронного генератора для микроГЭС // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. –Материалы 39-й научно-практической конференции. – М.: МЭИ, 2009. – С. 63 -65.
119. Кимкетов Э.М. Совершенствование схемы замещения асинхронного генератора для микроГЭС // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Материалы 39-

- й научно-практической конференции. – М.: МЭИ, 2009. – С. 65 - 68.
120. Кимкетов Э.М. Использование асинхронного генератора для микроГЭС // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Краснодар: Материалы международной научно-практической конференции. 2009. – 51 -53.
121. Кимкетов Э.М. Совершенствование моделирования автономного асинхронного генератора // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов, М.М. Кимкетов. – М.: Электрика. № 11. 2009. – С.17 – 19.
122. Кимкетов Э.М. Разработка микроГЭС мощностью 5 кВт для фермерского хозяйства а. Старо-Кувинск, Адыге-Хабльского района, КЧР // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Черкесск: Материалы научно-практической конференции. Карачаево-Черкесская государственная технологическая академия. Черкесск, 2009. – С.23 -24.
123. Кимкетов Э.М. Разработка микроГЭС для фермерского хозяйства // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Механизация и электрификация сельского хозяйства. М., 2009. – С.38 – 40.
124. Кимкетов Э.М. Новая схема замещения АГ с электронными системами регулирования // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов, В.Ф. Зинченко, М.М. Кимкетов. – Электричество. № 1. М., 2010. – С.28 -34.
125. Кимкетов Э.М. Регулируемый источник реактивной мощности / Э.М. Кимкетов, В.Ф. Зинченко, М.Д. Кимкетов, М.М. Кимкетов. – М.: Патентное Бюро, Патент РФ на изобретение №2394355 от 10.07.2010. Бюл. №19.
126. Кимкетов Э.М. Оптимизация электродвигателя // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Промышленная энергетика. № 1. М., 2012. – С. 53 - 56.
127. Кимкетов Э.М. Оптимизация защиты асинхронного электродвигателя // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. –Труды, Абхазского Государственного Университета, 2013 г. – С.71 -73.
128. Кимкетов Э.М. Разработка микроГЭС мощностью до 10 кВт // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Труды Абхазского государственного университета. Сухум, 2014. – 67 -68.
129. Кимкетов Э.М. Определение параметров свободно-струйного водяного колеса микроГЭС // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. –Труды, Абхазского государственного университета. Сухум, 2016. – С. 45 -47.
130. Кимкетов Э.М. Разработка микроГЭС мощностью до 10 кВт и исследование ее режимов работы // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Труды Абхазского государственной университет. Сухум, 2016. – С. 51 - 53.
131. Кимкетов Э.М. Использование солнечной батареи как источника оперативного тока // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. –Юбилейное научное

издание, посвященное 85-летию Абхазского государственного университета. Сухум, 2017. – С. 81 - 84.

132. Кимкетов Э.М. Разработка электронного регулятора емкостного тока для стабилизации напряжения асинхронного генератора // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Труды Абхазского государственного университета. Сухум, 2017. – С. 92 – 95.

133. Кимкетов Э.М. МикроГЭС для электроснабжения небольших изолированных потребителей в условиях Республики Абхазия // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Энергетика. № 2. М., 2017. – С. 87 - 89.

134. Кимкетов Э.М. Разработка автономного электротехнического комплекса для электроснабжения небольших предприятий в условиях Абхазии // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Материалы научно-практической конференции Абхазского государственного университета. Сухум, 2018. - С. 73 – 78.

135. Кимкетов Э.М. Регулятор напряжения асинхронного генератора для автономных электротехнических комплексов в программе EWB // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Материалы научно-практической конференции Абхазского государственного университета. Сухум, 2018. – С. 67 - 69.

136. Кимкетов Э.М. Исследование режимов работы асинхронного самовозбуждающегося генератора для потребителей малой мощности в условиях Абхазии // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Материалы научно-практической конференции Абхазского государственного университета. Сухум, 2019. – С. 95 -98.

137. Кимкетов Э.М. Разработка имитационной компьютерной модели устройства автоматической стабилизации напряжения асинхронного генератора на микроГЭС // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Сборник статей II Международной конференции. Петрозаводск, 2019. – С. 234 -238.

138. Кимкетов Э.М. Жилые дома в Абхазии с низким значением потребляемой электрической энергии // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Материалы научно-практической конференции, Абхазского государственного университета. Сухум, 2019. – С.89 – 91.

139. Кимкетов Э.М. Устройство автоматической стабилизации напряжения асинхронного генератора на микроГЭС // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Промышленная энергетика. № 4. М., 2019. – С. 15 -19.

140. Кимкетов Э.М. Асинхронный самовозбуждающийся генератор для автономных потребителей малой мощности в условиях Абхазии

// Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Журн. «Интернаука». № 2. 2020.- С. 53 -56.

141. Кимкетов Э.М. Исследование солнечных установок для выработки тепловой и электрической энергии в условиях Абхазии // Э.М. Кимкетов, Я.А. Экба, А.И. Марколия, М.Д. Кимкетов. – Вестник АНА, сер. «Естественные науки». Сухум, 2021. – С. 148 -156.

142. Кимкетов Э.М. Анализ основных типов тепловых насосов // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Вестник АНА, сер. «Естественные науки». Сухум, 2021. – С. 157 – 165.

143. Кимкетов Э.М. Переходные процессы автономных асинхронных самовозбуждающихся генераторов // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Материалы научно-практической конференции Абхазского государственного университета. Сухум, 2021. – С. 92 -95.

144. Кимкетов Э.М. Эффективность использования солнечных систем в Абхазии // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Материалы научно-практической конференции Абхазского государственного университета. Сухум, 2021. – С. 98 - 102.

145. Кимкетов Э.М. Использование топливного элемента для аккумулирования электрической энергии // Э.М. Кимкетов, А.И. Марколия, М.Д. Кимкетов. – Сборник трудов Международной научно-практической конференции. Челябинск, 2022. – С. 61–64.

146. Кимкетов Э.М. Перспективы использования тепловых насосов в условиях Абхазии // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Материалы научно-практической конференции Абхазского государственного университета. Сухум, 2022. – С. 73 -78.

147. Кимкетов Э.М. Использование солнечных электротепловых установок (СЭТУ) в условиях Абхазии // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Сборник статей СХХV Международной научно-практической конференции. М.: Интернаука, 2022. – С. 12 - 17.

148. Кимкетов Э.М. Эффективное применение тепловых насосов в условиях Абхазии // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Сборник статей LXIV Международной научно-практической конференции. М.: Интернаука, 2022. – С. 80 - 82.

149. Кимкетов Э.М. Теплоэлектрические геотермальные станции (ТЭГС) в условиях Абхазии // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Воронеж: Сборник статей Международной научно-практической конференции. М.: АМИ, 2022. – С. 62 – 66.

150. Кимкетов Э.М. Перспективы по использованию гидроэнергетического потенциала Республики Абхазии // Э.М. Кимкетов, М.Д. Кимкетов. – Сборник статей Международной научно-практической конференции. Магнитогорск: изд. АМИ, 2022. – С.57 – 63.
151. Кимкетов Э.М. Перспективные тенденции, направленные на использование энергии солнца в Абхазии // Э.М. Кимкетов, Я.А. Экба, А.И. Марколия, М.Д. Кимкетов. – Вестник АНА. Сер. «Естественные науки». Сухум, 2022. - С. 52 - 58.
152. Кимкетов Э.М. Ветроэнергетический потенциал Абхазии // Э.М. Кимкетов. – Сборник статей Международной научно-практической конференции. М.: Интернаука, 2022. – С. 58 - 66.
153. Кимкетов Э.М. Экономические составляющие критериальных особенностей при применении самовосстанавливаемых источников энергии (СВИЭ) в условиях Абхазии // Э.М. Кимкетов. – Сборник статей Международной научно-практической конференции. М.: Интернаука, 2022. – С. 70 - 75.
154. Кимкетов Э.М. Математическое моделирование солнечной панели в компьютерной программе Matlab/ Simulink // Э.М. Кимкетов, Я.А. Экба, А.И. Марколия, М.Д. Кимкетов. – Вестник АНА. Сер. «Естественные науки». Сухум, 2022. – С. 59 - 64.
155. Клиге Р.К., Нефедова Л.В. Возобновляемые гидроэнергоресурсы // Р.К. Клиге, Л.В. Нефедова. – Возобновляемые источники энергии. Вып. № 3. М.: МГУ, 2005. – С.85–111.
156. Колтун М.М. Селективные оптические поверхности преобразователей солнечной энергии / М.М. Колтун. – М.: Наука, 1979. – 215с.
157. Коновалов В.В. Состояние и перспективы развития энергетики / В.В. Коновалов. – Барнаул: АлтГТУ, 2001. – 114 с.
158. Копылов И.С. Справочник по электрическим машинам: в 2 т. / под общ. ред. И.П. Копылова и Б.К. Клокова. Т. 1. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 456 с.
159. Коробков В.А. Преобразование энергии океана / В.А. Коробков. – Л.: Судостроение, 1986. – 280 с.
160. Коровин Н. В. Топливные элементы и электрохимические энергоустановки / Н.В. Коровин. – М.: изд-во МЭИ, 2005. – 280 с.
161. Костырев М.Л. Асинхронные генераторы в составе микрогидроэлектростанций // М.Л. Костырев, А.Н. Штанов, А.С. Тупиков,

- С.К. Желуховцев. – М.: Электротехника. 1991. № 4. – С. 18–22.
162. Коршунов А.Л. Методические основы технико-экономической оценки невозобновляемых источников энергии // А.Л. Коршунов. – Техника в сельском хозяйстве. № 1. М., 1994. – С.5–9.
163. Кузнецов Л.М. Нетрадиционные источники энергии /Л.М. Кузнецова. – М.: Энергоиздат, 1984. – 15 с.
164. Кунцевич П.А. Асинхронный генератор как автоперестраиваемая автоколебательная система // П.А. Кунцевич. –Электричество. № 6. М., 1988.- С. 53 - 57.
165. Кусков А.И. Перспективы малой гидроэнергетики //А.И. Кусков. – Техника в сельском хозяйстве. № 6. М., 2013. – С.23–25.
166. Лабунцов Д.А. Физические основы энергетики / Д.А. Лабунцов. – М.: изд-во МЭИ, 2000. – 386 с.
167. Лигачев В.А. Лабораторная работа «Спектральная чувствительность и вольт-амперная характеристика солнечного элемента» по курсу «Физика и технология приборов на основе некристаллических полупроводников» / В.А. Лигачев, А.И. Попов. – М.: изд-во МЭИ, 1999. – 15 с.
168. Лидоренко Н.С. Фотоэлектрические преобразователи концентрированного солнечного излучения, теория и эксперимент / Н.С. Лидоренко, В.М. Евдокимов, А.Ф. Милованов, С.В. Рябиков, Д.С. Стребков, В.А. Унишков. – Тезисы и доклады Всесоюзной конференции «Использование солнечной энергии». Ашхабад, 1983. – С. 3–12.
169. Лидоренко Н.С. Развитие фотоэлектрической энергетики / Н.С. Лидоренко, В.М. Евдокимов, Д.С. Стребков. – М.: Информэлектро, 1988. – 52 с.
170. Лукутин Б.В. Использование механической энергии возобновляемых природных источников для электроснабжения автономных потребителей //Б.В. Лукутин, Г.А. Сипайлов. – Фрунзе: Илим, 1987. – 136 с.
171. Лукутин Б.В., Обухов С.Г., Шандарова Е.Б. Автономное электроснабжение от микрогидроэлектростанций // Б.В. Лукутин, С.Г. Обухов, Е.Б. Шандарова . – Томск: STT, 2001. – 120 с.
172. Лунин В.В. Энергия будущего. Бестселлер для избранных, или учебное пособие по водородной энергетике для подшефных школ МИРЭА / В. В. Лунина. – М.: АСМИ, 2006. – 187 с.
173. Лялько В.И. Исследование процессов переноса тепла и вещества в земной коре / В.И. Лялько, М.М. Митник. – Киев: Наукова думка, 1978. – 150 с.

174. Мааке В. Учебник по холодильной технике / В. Мааке, Г. – Ю. Эккерт, Ж.-Л. Кошпен. – М.: изд-во МГУ, 1998. – 1142 с.
175. Магомедов К.М. Теоретические основы расчета геотермальных циркуляционных систем / К.М. Магомедов. – М.: Наука, 1991. – С. 87 - 92.
176. Мазур В.А. Тепловые насосы – шаг в будущее столетие // В.А. Мазур. – Холодильная техника и технология. № 57. М., 2012. – С. 19–22.
177. Макаренко Д.В. Влияние гидроэлектростанций на окружающую среду / Д.В. Макаренко, С.Л. Паршина. – Актуальные проблемы авиации и космонавтики. Т. 2. М., 2015. – 231 с.
178. Мак-Вейг Д. Применение солнечной энергии / Д. Мак-Вейнг. – М.: Энергоиздат, 1981. – 216 с.
179. Марочек В.И. Пасынки энергетики / В.И. Марочек, С.П. Соловьев. – М.: Знание, 1981. – 64 с.
180. Махов Л.М. Повышение энергоэффективности тепловых насосов при использовании орошаемых коллекторов // Л.М. Махов. – Вестник МГСУ. Т. 1. № 3. М., 2011. – С. 395–398.
181. Махов Л.М. Отопление: учебное пособие для вузов/ Л.М. Махов. – М.: изд-во АСВ, 2014. – 400 с.
182. Мелентьев Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики / Л.А. Мелентьев. – М.: Высшая школа, 1982. – 319 с.
183. Мирошниченко А.А. Обзор идеи по разработке мобильного масштабируемого энергокомплекса на основе возобновляемых источников энергии / А.А. Мирошниченко, Е.М. Гордиеский, А.З. Кулганатов. – Академический журнал Западной Сибири, 2018. – Т. 14. № 4 (75). – С.61–66.
184. Моргунов Г.М. Численное решение прямой трехмерной гидродинамической задачи для исследования и проектирования лопастных систем гидромашин / Г.М. Моргунов, В.М. Горбань, С.Н. Панкратов. – М.: МЭИ, 2001. – 36 с.
185. Морозюк Т.В. Теория холодильных машин и тепловых насосов / Т.В. Морозюк. – Одесса, 2006. – 712 с.
186. Муругов В.П. Расширение сферы использования энергии возобновляемых источников // В.П. Муругов, Н.Б. Пинов. Техника в сельском хозяйстве. 1996. № 2. – С.17–19.
187. Муругов В.П., Мартиросов С.Н. Комплексное использование автономных энергоустановок на основе возобновляемых источников энергии // БИ. – 2008. – С 61 – 64.

188. Научно-прикладной справочник по климату СССР, сер. 3. Вып. 28. Л.: Гидрометеиздат, 1990. – 198 с.
189. Непорожний П.С. Введение в специальность. Гидроэнергетика / П.С. Непорожний, В.И. Обрезков. – М.: Энергоиздат, 1987. – 303 с.
190. Перминов Э.М. О состоянии и перспективах нетрадиционной энергетики // Э.М. Перминов. – Энергетик. № 10. М., 1998. – С. 13–14.
191. Никитин Б.А. К вопросу расчетов угловой высоты солнечного диска относительно горизонта для выбранной местности с учетом даты года и времени суток // Б.А. Никитин, В.А. Гусаров, В.В. Харченко, В.А. Майоров, А.Т. Беленов. – Труды 9-й Международной научно-технической конференции. Ч. 4. М., 2014. – С. 172–180.
192. Nikitin, B.A. Comparative Spectral Characteristics of Solar Radiation Relative to Air Mass Values // B.A. Nikitin, V.A. Majorov, L.N. Lukashik, - Ж. Applied Solar Energy. – 2016. – Vol. 52 – № 3. – С. 161–163.
193. Огуречников Л.А. Опыт создания и эксплуатации Паратунской геотермальной электростанции // Л.А. Огуречников, Ю.М. Петин. – Труды международного геотермального семинара. Сочи, 2003. – С. 49 -54.
194. Перельман А.И. Геохимия природных вод / А.И. Перельман. – М.: Наука, 1982. -154 с.
195. Перминов Э.М. Освоение нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в России // Э.М. Перминов. – Мировая электроэнергетика. № 2. М., 1995. – С. 43–48.
196. Перминов Э.М. Вопросы развития нетрадиционной энергетики России // Э.М. Перминов. – М.: Бизнес и инвестиции в области возобновляемых источников энергии в России. Труды Международного конгресса. 31 мая – 6 июня 1999. – С. 18–21.
197. Пивоварова З.И., Стадник В.В. Климатические характеристики солнечной радиации как источника энергии на территории СССР / З.И. Пивоварова, В.В. Стадник. – Ленинград: Гидрометеиздат, 1988. – 292 с.
198. Плешка М.С. Теплонасосные гелиосистемы отопления и горячего водоснабжения зданий / М.С. Плешка, П.М. Вырлан. – Кишинев: Штиинца, 1990. – 122 с.
199. Плешков Я.Ф. Регулирование речного стока / Я.Ф. Плешков. – Ленинград: Гидрометеиздат, 1975. – 560 с.
200. Поваров О.А. Всемирный геотермальный конгресс / О.А. Поваров, Г.В. Томаров. – Теплоэнергетика. № 2. М., 2001. - С 74 – 77.

201. Поппель О.С. Состояние и перспективы использование возобновляемых источников энергии / О.С. Поппель // Материалы конференции 8-го Международного форума «Высокие технологии 21 века». – М., 2007. – С. 183–184.
202. Раушенбах Г. Справочник по проектированию солнечных батарей / Г. Раушенбах. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – С. 268–271.
203. Rivoirard S. Catalytic effect of additives on the hydrogen absorption properties of nanocrystalline MgH_2 (X) composites // S. Rivoirard, P. de Rango, D. Fruchart et al. – J. Alloys Comp., 2003. – P. 622–625.
204. Русина А.Г. Основы методики оценки использования ресурсов ГЭС при функционировании электроэнергетической системы / А.Г. Русина, Т.А. Филиппова, Е.А. Совбан, Д.Х. Худжасайдов // Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies. – 2017. – 10(3). – С. 426–434.
205. Saillard J. Physical and Chemical Characterization of reactive Compositions for Hydrogen Generation // Saillard J. – France: Proceeding of the conference «High Energy Materials. Performances and Civil Applications». October, 1–3., 2007. – P. 17.
206. Souzy R. Functional fluoropolymers for fuel cell mem-branes // R Souzy, B Ameduri. – Prog. Polym. Sci., 2005. – P. 644.
207. Смирнов И.Н. Гидравлические турбины и насосы / Учебное пособие для энергетических и политехнических вузов / И.Н. Смирнов. – М.: Высшая школа, 1969. – 400 с.
208. СНиП 2.01.14-83. Определение расчетных гидрологических характеристик. – 40 с.
209. Соловьев А.А. Динамические аналогии в нетрадиционной энергетике / А.А. Соловьев. – М.: изд-во МГУ, 1999. – С. 39 - 43.
210. Соловьев А.А. Динамика энергопотребления и востребованность ВИЭ // А.А. Соловьев. – Возобновляемые источники энергии. Вып. № 3. – М.: МГУ, 2005. – С. 47 - 51.
211. Соловьев А.А. Возобновляемые источники энергии: идеи, научные исследования и инновационные технологии // А.А. Соловьев. – ВИЭ. Курс лекций. Учебное пособие. – М.: МГУ, 2010. С. 5–23.
212. Соминский М.С. Солнечная электроэнергия. Полупроводники и Солнце / М.С. Соминский. – М.: Наука, Ленингр. отделение, 1965. – 210 с.
213. Твайделл Дж. Возобновляемые источники энергии / Дж. Твайделл, А Уэйр. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 392 с.

214. Стребков Д.С. Проблемы развития возобновляемой энергетики // Д.С. Стребков. – Механизация и электрификация сельского хозяйства. № 6. Минск, 1997. – С. 4–8.
215. Стребков, Д.С. Концентраты солнечного излучения: монография / Д.С. Стребков, Э.В. Тверьянович. – М.: ГНУ ВИЭСХ, 2007. – 315 с.
216. Тарнижевский Б.В., Резниковский А.Ш. Оценка масштабов использования возобновляемых источников энергии в электроэнергетике России на период до 2015 г. // Б.В. Тарнижевский, А.Ш. Резниковский. – Энергетика. № 4. – М.: Изд. А.Н., 1978. – С. 72–80.
217. Тверьянович Э.В. Метод определения плотности потока энергии в фокальном пятне по абберограммам // Э.В. Тверьянович. – Гелиотехника. № 6. М., 1973. – С. 12–17.
218. Трунов В.А. Некоторые возможности нейтронных методов в исследовании материалов и компонентов устройств, применяемых в водородной энергетике // В. А. Трунов, В. Т. Лебедев, Ю. С. Грушко. – М.: Кристаллография, 2007. – С. 536–544.
219. Тульский В.Н. Расчет допустимой мощности синхронных генераторов при работе с преобразовательной нагрузкой / В.Н. Тульский, Ш.Дж. Джураев. – Электрические станции. № 5. М., 2018. – С. 27–34.
220. Турсунов М.Н. Влияние конвективного теплообмена на температуру солнечной фотоэлектрической батареи // М.Н. Турсунов, В.Г. Дыскин, Б.М. Турдиев, И.А. Юлдашев. – Гелиотехника. № 4. М., 2014. – С. 34–37.
221. Tomotsu, M. Japanese Sunshine Project: Solar Photovoltaic Program / Mukai Tomotsu // M. Tomotsu. – Tokio: Proceedings of 1st Photovolt. Sci. and Eng. Conf. Kobe, 1984. – P. 13–16.
222. Трушевский, С.Н. Краткий обзор состояния разработок и внедрения солнечных батарей за рубежом и в России // С.Н. Трушевский. – Инновации в сельском хозяйстве. Электронный журнал ФГБНУ ВИЭСХ. № 5 (20). М, 2016. – С. 452–458.
223. Удел С. Солнечная энергия и другие альтернативные источники энергии / С. Удел. – М.: Знание, 1980. – 87 с.
224. Умаров Г.Я. Солнечная энергетика / Г.Я. Умаров, А.А. Ершов. – М.: Знание, 1974. – 64 с.
225. Фатеев Е.М. Ветро двигатели и ветроустановки / Е.М. Фатеев. – М.: Сельхозгиз, 1948. – 544 с.
226. Фаворский О.Н. Установки для непосредственного преобразования

тепловой энергии в электрическую / О.Н. Фаворский. – М.: Высшая школа, 1965. – 288 с.

227. Фархутдинов А.М. Компьютерное моделирование в освоении резервуаров теплоэнергетических вод на примере Ханкальского месторождения // А.М. Фархутдинов, П. Гоблет, С.В Черкасов. – Москва: Материалы Международной научно-практической конференции, 2015. – С. 224–233.

228. Филиппова Т.А. Гидроэнергетика: учебное пособие / Т.А. Филиппова, М.Ш. Мисриханов, Ю.М. Сидоркин, А.Г.Русина. – 3-е изд., перераб. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2013. – 243 с.

229. Харченко В.В. Микросеть на основе ВИЭ как инструмент концепции распределенной энергетики // В.В. Харченко, В.Б. Адомавичус, В.А. Гусаров. Альтернативная энергетика и экология. № 2. 2013. – С.80–85.

230. Хайнрих Г. Теплонасосные установки для отопления и горячего водоснабжения / Г. Хайнрих. – М.: Стройиздат, 1985. – 351 с.

231. Химические источники тока; справочник. – М.: Издательский дом МЭИ, 2003. – 740 с.

232. Чеботарев В.И. Гидрологические и водоэнергетические расчеты сельских ГЭС / В.И. Чеботарев. – Л.: Гидрометеиздат, 1958. – 444 с.

233. Черкасов С.В. Ресурсы термальных подземных вод: геологические факторы оценки и освоения // С.В. Черкасов, А.М. Фархутдинов. – Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. № 6. М., 2017. – С. 21–26.

234. Чунихин А.А. Электрические аппараты / А.А. Чунихин. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 720 с.

235. Шарифуллин В.Н. Методика прогноза уровня нижнего бьефа ГЭС в условиях суточного регулирования стока / В.Н. Шарифуллин, А.Х. Мардиханов. – Гидротехническое строительство. № 6. Казань, 2012. – С. 16 -19.

236. Шихин Н.Д. Малые энергоэкономичные комплексы с возобновляемыми источниками энергии / Н.Д. Шихин. – М.: Готика, 2000. – 263 с.

237. Шпильрайн Э.Э. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии // Э.Э. Шпильрайн. – Энергия. № 5. М., 1977. – С. 6–15.

238. Щавелева Д.С. Использование водной энергии / под ред. Д.С. Щавелева. – Л.: Энергия, 1972. – 655 с.

239. Юдаев И.В. Опыт использования ВИЭ на сельских территориях и в

ПРИЛОЖЕНИЕ

Экономический эффект

По предварительным расчетам экономический эффект от внедрения результатов исследований, проведенных на кафедре «Электроснабжение» Карачаево-Черкесской государственной технологической академии по теме «Автономный электротехнический комплекс с асинхронным генератором ограниченной мощности», составит три миллиона рублей при сооружении микро-ГЭС по сравнению с системой электроснабжения от государственной электрической сети. При этом не учитывается покупная цена электроэнергии за кВт/ч.



Зам. Главы
администрации Адыге
Хабзского района КЧР
Шенкао З.А
Нач. Управления сельского
Хозяйства Адыге-Хабзского
Района КЧР
Татаршао Р.К.
Председатель фермерского
хозяйства
Жиров Р.М.

12 июня 2008г.

СПРАВКА

О внедрении результатов диссертационной работы Э.М. Кимкетова «Автономный электротехнический комплекс с асинхронным генератором ограниченной мощности».

Кафедрой «Электроснабжение» Карачаево - Черкесской государственной технологической академии разработана и изготовлена в 2008 г. микро- ГЭС мощностью 5 кВт, напряжением 220 В, для автономного питания сельскохозяйственных потребителей , фермерского хозяйства в Старо-кувинске, Адыге- Хабльского района Карачаево- Черкесской республике.



Зам. Главы
администрации Адыге
Хабльского района КЧР

Шенкао З.А

Нач. Управления сельского
Хозяйства Адыге-Хабльского
Района КЧР

Татаршао Р.К.

Председатель фермерского
хозяйства

Жиров Р.М.

12 июня 2008г.

Утверждаю начальник
Управления сельского
Хозяйства, Адыге-Хабльского
Района КЧР
Татаршао Р.К.
12 июня 2008г.

Акт

Внедрение результатов научно- исследовательских работ

12 июня 2008

№ _____

Мы, нижеподписавшиеся, представители Карачаево- Черкесской
государственной технологической академии

Доцент Кимкетов М.Д.
Доцент Кимкетов М.М.
Инженер Кимкетов Э.М.
Инженер Тарба А.А.
Инженер Черноусова Л.В.
Инженер Зинченко А.В.

Утверждаю начальник
Управления сельского
Хозяйства, Адыге-Хабльского
Района КЧР
Татаршао Р.К.
12 июня 2008г.

Акт

Внедрение результатов научно- исследовательских работ

12 июня 2008

№ _____

Мы, нижеподписавшиеся, представители Карачаево- Черкесской
государственной технологической академии

Доцент Кимкетов М.Д.
Доцент Кимкетов М.М.
Инженер Кимкетов Э.М.
Инженер Тарба А.А.
Инженер Черноусова Л.В.
Инженер Зинченко А.В.

С одной стороны, и представители фермерского хозяйства и управления сельского хозяйства Адыге- Хабльского района КЧР

Начальник управления – Татаршао Р.К.

Зам. Главы администрации Адыге – Хабльского района- Шенкао З.А.

Председатель фермерского хозяйства – Жиров Р.М.

с другой стороны, составили настоящий акт о том, что в 2008г. в результате проведения научно- исследовательских работ по теме «Автономный электротехнический комплекс с асинхронным генератором ограниченной мощности», разработана микро- ГЭС мощностью 5кВт, напряжением 220 В.

В процессе внедрения выполнены следующие работы:

1. Определено состояние развития нетрадиционной энергетики на основе возобновляемой энергии малых рек и водоемов и перспективы развития их в КЧР.
2. Произведен выбор генератора ограниченной мощности для автономного электротехнического комплекса.
3. Исследования с целью нахождения целесообразности и приемлемых технических решений для создания автономных микро-ГЭС на основе свободнотруйных водяных колес и асинхронных самовозбуждающихся генераторов.
4. Разработана методика расчета основных узлов и элементов микро-ГЭС.
5. Разработана система стабилизации напряжения АГ при использовании его для автономного питания активно- индуктивной нагрузки.

От внедрения микро-ГЭС в сельскохозяйственное производство получен экономический эффект, который составляет около трех миллионов рублей.

С одной стороны, и представители фермерского хозяйства и управления сельского хозяйства Адыге- Хабльского района КЧР

Начальник управления – Татаршао Р.К.

Зам. Главы администрации Адыге – Хабльского района- Шенкао З.А.

Председатель фермерского хозяйства – Жиров Р.М.

с другой стороны, составили настоящий акт о том, что в 2008г. в результате проведения научно- исследовательских работ по теме «Автономный электротехнический комплекс с асинхронным генератором ограниченной мощности», разработана микро- ГЭС мощностью 5кВт, напряжением 220 В.

В процессе внедрения выполнены следующие работы:

1. Определено состояние развития нетрадиционной энергетики на основе возобновляемой энергии малых рек и водоемов и перспективы развития их в КЧР.
2. Произведен выбор генератора ограниченной мощности для автономного электротехнического комплекса.
3. Исследования с целью нахождения целесообразности и приемлемых технических решений для создания автономных микро-ГЭС на основе свободнотруйных водяных колес и асинхронных самовозбуждающихся генераторов.
4. Разработана методика расчета основных узлов и элементов микро-ГЭС.
5. Разработана система стабилизации напряжения АГ при использовании его для автономного питания активно- индуктивной нагрузки.

От внедрения микро-ГЭС в сельскохозяйственное производство получен экономический эффект, который составляет около трех миллионов рублей.

Акт составлен в трех экземплярах.

Представители КЧГТА:

Доцент Кимкетов М.Д.

Доцент Кимкетов М.М.

Инженер Кимкетов Э.М.

Инженер Тарба А.А.

Инженер Черноусова Л.В.

Инженер Зинченко А.В.



Представители заказчика:

Зам. главы администрации

Адыгге- Хабльского района-

Шенкао З.А.

Нач.управления –

Татаршао Р.К.

Председатель фермерского

хозяйства – Жиров Р.М.

**Зам. Главы администрации
Адыге- Хабльского района
Карачаево- Черкесской
Республики
Шенкао З.А.
12июня 2008г.**

Акт

приемки микро- ГЭС междуведомственной комиссией в составе: Зам.Главы администрации Адыге- Хабльского района Карачаево – Черкесской республики - Шенкао З.А., доцента к.т.н. Кимкетова М.Д., доцента к.т.н. Кимкетова М.М., инженера Кимкетова Э.М., инженера Тарба А.А., инженера Черноусовой Л.В., инженера Зинченко А.В., председателя фермерского хозяйства Жирова Р.М.

Проведена проверка запуска свободнотруйного водяного колеса, выполняющего 20 об/мин, сочленяемого через звездочную передачу с коэффициентом – 4, через карданный вал к редуктору с коэффициентом увеличения $k = 40$, к асинхронному генератору с $n = 3000 \text{ об / мин.}$, мощностью 5 кВт .

Проверка запуска генератора осуществлялась согласно инструкции по эксплуатации асинхронных генераторов. Генератор устойчиво возбуждался сразу же после запуска гидродвигателя- СВК, при достижении частоты вращения вала 60- 80 % номинальной.

Проведена проверка диапазона регулирования напряжения.
Напряжение на выходе установилось от 200 – 240 В, затем микро- ГЭС работал на холостом ходу в течении 10 минут с установленным выходным

**Зам. Главы администрации
Адыге- Хабльского района
Карачаево- Черкесской
Республики
Шенкао З.А.
12июня 2008г.**

Акт

приемки микро- ГЭС междуведомственной комиссией в составе: Зам.Главы администрации Адыге- Хабльского района Карачаево – Черкесской республики - Шенкао З.А., доцента к.т.н. Кимкетова М.Д., доцента к.т.н. Кимкетова М.М., инженера Кимкетова Э.М., инженера Тарба А.А., инженера Черноусовой Л.В., инженера Зинченко А.В., председателя фермерского хозяйства Жирова Р.М.

Проведена проверка запуска свободнотруйного водяного колеса, выполняющего 20 об/мин, сочленяемого через звездочную передачу с коэффициентом – 4, через карданный вал к редуктору с коэффициентом увеличения $k = 40$, к асинхронному генератору с $n = 3000 \text{ об / мин.}$, мощностью 5 кВт .

Проверка запуска генератора осуществлялась согласно инструкции по эксплуатации асинхронных генераторов. Генератор устойчиво возбуждался сразу же после запуска гидродвигателя- СВК, при достижении частоты вращения вала 60- 80 % номинальной.

Проведена проверка диапазона регулирования напряжения. Напряжение на выходе установилось от 200 – 240 В, затем микро- ГЭС работал на холостом ходу в течении 10 минут с установленным выходным

напряжением 220 В. Изменения выходного напряжения во время работы на холостом ходу в установившемся тепловом режиме не превышало ± 1 В.

Изменения частоты тока при работе микро-ГЭС на холостом ходу при выходном напряжении 220 В не превышало $\pm 1,5$ Гц при выходной частоте 50 Гц.

Проверка микро-ГЭС на прием и сброс нагрузки путем подключения различных токоприемников (электродрели, телевизор, холодильник, электрообогреватель, утюг, лампы освещения) проводилась путем ступенчатого запуска нагрузки. При этом наблюдалось следующее: генератор позволяет запустить до 9 дрелей ступенями по 3 штуки. Также производилось опробование установки на прием активной нагрузки. Подключались электролампы мощностью 100 Вт каждая. Лампы соединялись по схеме треугольника. Генератор позволял питать осветительную нагрузку 5 кВт. Подключение двигательной нагрузки также имеет хорошие рабочие характеристики.

Перед междуведомственными испытаниями микро-ГЭС проработал в эксплуатационных условиях 360 часов и показал надежную работу и хорошие качественные показатели электрической энергии.

Подписи:



Шенкао З.А.
Кимкетов М.Д.
Кимкетов М.М.
Кимкетов Э.М.
Тарба А.А.
Черноусова Л.В.
Зинченко А.В.
Жиров Р.М.

12 июня 2008 г.

