

На правах рукописи



Виноградова Анна Владимировна

**МЕТОДИКА ОБОСНОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ АВТОНОМНОГО
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ВЭС-ГЭС**

05.14.08 - Энергоустановки на основе возобновляемых видов энергии

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук

Санкт-Петербург – 2016

Работа выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», г. Санкт-Петербург.

Научный руководитель: Елистратов Виктор Васильевич
Доктор технических наук, профессор, профессор кафедры «Водохозяйственное и гидротехническое строительство» Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», г. Санкт-Петербург

Официальные оппоненты: Тягунов Михаил Георгиевич
Доктор технических наук, профессор, профессор кафедры «Гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии» Национального исследовательского университета «МЭИ», г. Москва

Бляшко Яков Иосифович
Кандидат технических наук, генеральный директор межотраслевого научно-технического объединения ИНСЭТ (МНТО ИНСЭТ), г. Санкт-Петербург

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Самарский государственный технический университет» (ФГБОУ ВО «СамГТУ»), г. Самара

Защита состоится «13» декабря 2016 года в 14 часов на заседании диссертационного совета Д212.229.17 при ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого» по адресу: 195251, Санкт-Петербург, ул. Политехническая, д. 29, Гидрокорпус-2, ауд. 411.

С диссертацией можно ознакомиться в фундаментальной библиотеке ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого» и на сайте университета www.spbstu.ru.

Автореферат разослан «___» _____ 2016 г.

Ученый секретарь диссертационного совета
Д212.229.17, доктор технических наук

Сидоренко Геннадий Иванович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы диссертационной работы обусловлена увеличением доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в мировом энергобалансе. Наиболее активными темпами развиваются технологии солнечной и ветроэнергетики: установленная мощность ветроэлектрических станций (ВЭС) в 2016 году достигла 435 ГВт, солнечных фотоэлектрические станции (СФЭС) - 230 ГВт.

Комплексные системы на базе ВИЭ в изолированных от центральной энергосистемы районах являются экологически безопасной альтернативой традиционным дизельным электростанциям (ДЭС), основными недостатками которых являются высокая стоимость производства электроэнергии (0,25-2 €/кВт*ч), невозобновляемость дизельного топлива, наличие выбросов парниковых газов и загрязнение окружающей среды. Мировая установленная мощность автономных генерирующих объектов на базе дизельной генерации оценивается около 20 ГВт с ежегодной выработкой порядка 110 ТВт*ч. В России к зонам децентрализованного энергоснабжения относится свыше 65% территории страны с населением более 15 млн. человек. По информации Российского энергетического агентства общее количество ДЭС децентрализованной зоны России составляет ~900, а их годовая выработка оценивается в 2,54 ТВт*ч.

В настоящее время в мире и в России имеются примеры замещения мощности существующих ДЭС путём внедрения объектов возобновляемой энергетики и создания энергетических комплексов на их основе в локальных энергетических системах. Создание энергетических комплексов на базе возобновляемых источников энергии способствует повышению энергетической безопасности регионов за счёт самообеспечения местными топливно-энергетическими ресурсами, снижению стоимости затрат на электроэнергию и привозное топливо у конечного потребителя, повышению экологической безопасности регионов за счёт снижения вредных выбросов в окружающую среду.

Энергетические установки, преобразующие энергию возобновляемых источников, не имеют топливной составляющей в структуре затрат, поэтому себестоимость производства электроэнергии установками ВИЭ ниже, чем у электростанций, использующих традиционное топливо. В тоже время использование энергии ВИЭ сопряжено с трудностями, обусловленными недостатками этих видов источников энергии, такими как низкие удельные значения потенциала, зависимость от метеорологических, климатических и топографических условий, изменчивость во времени, что сказывается на качестве получаемой энергии. Гарантированное обеспечение надёжного и качественного энергоснабжения потребителей возможно за счёт комплексного использования энергии возобновляемых источников, имеющих разновременный характер прихода, и создания резервных и аккумулирующих систем. Одним из наиболее эффективных способов аккумулирования энергии является использование водохранилищ гидроэлектростанций (ГЭС) для запасаения и длительного хранения электроэнергии, вырабатываемой другими установками ВИЭ, в том числе ветровой энергии.

Возможность широкого применения энергетических комплексов на базе ветро- и гидроэлектростанций в России обусловлена доступностью ресурсов ветровой и гидравлической энергии по всей территории страны, при этом значительная часть этого потенциала находится в зонах автономного и децентрализованного энергоснабжения. Технический потенциал крупных

и средних рек оценивается в 2030 ТВт*ч, экономический потенциал – 850 ТВт*ч; технический потенциал малой гидроэнергетики оценивается в 372 ТВт*ч, экономический потенциал – 205 ТВт*ч; технический потенциал ветровой энергии – 6519-14339 ТВт*ч, экономический потенциал – 33-72 ТВт*ч. Наиболее перспективными областями для внедрения энергетических комплексов ВЭС-ГЭС являются регионы, характеризующиеся наибольшими значениями ветро- и гидроэнергетического потенциала: Республика Саха (Якутия), Красноярский край, Тюменская область, Хабаровский край, Архангельская область, Ненецкий автономный округ, Республика Коми.

Степень разработанности темы исследования

В России исследования, посвящённые возможностям комплексного использования ветровой и гидравлической энергии, проводились в различных научно-исследовательских институтах и организациях, в том числе в Санкт-Петербургском Политехническом университете (СПбПУ), Московском государственном строительном университете (МГСУ, ранее МИСИ), Самарском государственном архитектурно-строительном университете (СамГАСУ), Всероссийском научно-исследовательском институте электрификации сельского хозяйства (ВИЭСХ), АО «НИИЭС», ПАО «РусГидро», Московском энергетическом институте (МЭИ), Кольском научном центре РАН, специалистами которых разработаны принципы гидравлического аккумулирования энергии возобновляемых источников, имеющих разновременный характер прихода (прежде всего ветровой и солнечной энергии) для повышения надёжности сетевого и автономного энергоснабжения.

Международный интерес к проблеме совместного использования ветровой и гидравлической энергии проявился в начале 2000-х годов, в связи с развитием в ряде Европейских стран и США крупной ветроэнергетики. В 2003 году по результатам работы Высшего Экспертного совета Международного энергетического агентства в рамках программы «Интеграция ветро- и гидроэнергетических станций» энергетическими компаниями и научными институтами из Австралии, Канады, Финляндии, Норвегии, Швеции, Швейцарии и США проанализированы сетевые, режимные и экономические аспекты объединения сетевых ВЭС и ГЭС и показана эффективность создания энергетических комплексов с гидравлическим аккумулированием энергии в крупных энергетических системах.

В тоже время методики обоснования параметров энергокомплексов с гидравлическим аккумулированием ветровой энергии, учитывающие особенности их функционирования в зонах децентрализованного и автономного энергоснабжения, отсутствуют.

Целью работы является разработка методики определения оптимальных параметров автономного энергетического комплекса ВЭС-ГЭС на основе математического моделирования ветро-водноэнергетических режимов работы и вариантного технико-экономического анализа состава оборудования и сооружений энергокомплекса.

Для достижения цели поставлены и решены следующие **задачи**:

- разработана классификация энергетических комплексов на ВИЭ по энергетическим характеристикам, типам энергосистем, структуре и составу энергетических комплексов;
- разработаны трёхмерные параметрические модели энергетического оборудования энергокомплекса ВЭС-ГЭС, гидротехнических сооружений и водохранилища ГЭС с

использованием технологий геоинформационных систем (ГИС) и принципов автоматизированного проектирования;

- разработана математическая модель ветро-водноэнергетических режимов работы энергокомплекса ВЭС-ГЭС, учитывающая особенности покрытия фактических суточных и годовых графиков нагрузки децентрализованных потребителей, ресурсные особенности прихода ветровой и гидравлической энергии, технические и технологические принципы функционирования оборудования ВЭС и ГЭС;

- разработаны методика и алгоритмы многоуровневой оптимизации параметров автономного энергетического комплекса ВЭС-ГЭС на основе вариантного анализа по критерию минимума приведенных затрат;

- выполнено обоснование параметров энергетического комплекса ВЭС-ГЭС в Лешуконском районе Архангельской области, энергоснабжение которого в настоящее время осуществляется от дизельной электрической станции.

Научная новизна диссертационной работы заключается в следующем:

1. Предложена классификация комплексных систем энергоснабжения на базе ВИЭ по установленной мощности, принадлежности к энергетической системе, составу генерирующих источников и аккумулирующих систем.

2. Разработана база данных «Энергетические комплексы на возобновляемых и традиционных источниках энергии», на которую получено «Свидетельство о государственной регистрации базы данных».

3. Впервые предложена методика обоснования параметров полезной ёмкости водохранилища ГЭС с учётом создания в ней дублирующего объёма, обеспечивающего гарантированную долю участия ВЭС в покрытии годового графика нагрузки.

4. Разработана методика обоснования параметров автономного энергетического комплекса ВЭС-ГЭС с регулирующим сток водохранилищем на основе фактических графиков нагрузки потребителей, краткосрочных и среднесрочных графиков прихода ветровой и гидравлической энергии, использования трёхмерных параметрических моделей оборудования и сооружений энергокомплекса и технологий ГИС для определения капитальных вложений в строительство энергокомплекса и создание водохранилища ГЭС.

Теоретическая и практическая значимость работы состоит в том, что в результате проведенных исследований решена актуальная задача информационной поддержки проектирования объектов автономного энергоснабжения на основе двух взаимно дополняющих источников возобновляемой энергии – ветровой и гидравлической. Предложенные методики могут использоваться на прединвестиционных и инвестиционных фазах при разработке бизнес-планов, «Общих технических решений» и «Проектов» систем энергоснабжения потребителей в удалённых и изолированных районах, в том числе для оценки экономической эффективности замещения существующих систем на базе ДЭС.

Разработанная методика апробирована на примере децентрализованного района Лешуконское Архангельской области, энергоснабжение которого в настоящее время осуществляется от дизельной электрической станции установленной мощностью 6,23 МВт, находящейся на балансе ОАО «Архангельская Областная Энергетическая Компания».

Получена справка о внедрении результатов диссертационных исследований в практическую деятельность ОАО «Архоблэнерго».

Методы диссертационного исследования

Для решения поставленных задач использованы системный подход к вопросу обоснования параметров энергетического объекта, дискретное математическое моделирование энергетических процессов и твердотельное 3D-параметрическое моделирование оборудования и сооружений ВЭС и ГЭС.

Основные положения, выносимые на защиту:

1. Классификация энергетических комплексов на ВИЭ по установленной мощности, принадлежности к энергетической системе, составу генерирующих источников и аккумулирующих систем.
2. Математическая модель ветро-водноэнергетических режимов работы ВЭС, ГЭС и водохранилища в составе автономного энергетического комплекса.
3. Методика и алгоритмы многоуровневой оптимизации параметров автономного энергетического комплекса ВЭС-ГЭС по критерию минимума приведенных затрат.

Достоверность результатов работы подтверждается использованием в разработках научно-обоснованных методов фундаментальных и прикладных научных дисциплин, сопряженных с предметом исследования, корректным применением математического аппарата и использованием апробированных программных продуктов.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы доложены на конференциях и семинарах, в том числе международных: XLI, XLII, XLIII и XLIV международных конференциях «Неделя науки СПбГПУ» в 2012-2015 гг., международных конференциях «RUSSIA POWER» в 2013 и 2014 гг., международных форумах «Возобновляемая энергетика. Пути повышения энергетической и экономической эффективности» (REENFOR) в 2013 и 2014 гг., на международном круглом столе по климатической и устойчивой энергетической политике программы ENERPO в 2014 г.

Разделы диссертационной работы представлены на всероссийских и региональных конкурсах научно-практических работ в области возобновляемой энергетики, по результатам которых соискатель является четырёхкратным победителем всероссийского конкурса «Энергия развития», проводимого ПАО «РусГидро», трёхкратным победителем конкурса грантов для студентов и аспирантов, проводимых Правительством СПб, трёхкратным победителем конкурса на получение стипендий Президента РФ, победителем конкурса лучших рацпредложений в сфере энергосбережения и энергоэффективности «Энергоидея».

Разработанные методики использованы при выполнении научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР) в рамках Федеральных целевых программ (ФЦП), государственных контрактов и хоз. договоров, в том числе: «Обоснование параметров и режимов работы энергокомплексов на основе распределенной генерации энергии возобновляемых источников»; «Оптимизация режимов работы ГЭС ОАО «РусГидро» с учетом изменений климата на отдаленную перспективу в зоне водохранилища»; «Исследования и обоснование параметров, режимов работы и методов управления энергокомплексов на основе ВИЭ для распределенной и децентрализованной генерации, работающей в условиях Крайнего

севера»; Государственный контракт «Разработка методов и интеллектуальных технологий автономного энергоснабжения на основе традиционных и возобновляемых источников энергии для суровых климатических условий» по ФЦП «Исследования и разработки...».

По теме диссертационной работы опубликовано 14 научных работ, в том числе 3 – в изданиях, входящих в перечень рецензируемых журналов ВАК, 1 – в издании, входящем в международную базу Scopus, получено «Свидетельство о государственной регистрации базы данных».

Структура и объём работы

Диссертация состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка литературы и приложений. Она содержит 129 страниц основного текста, 84 рисунка, 26 таблиц и список использованной литературы из 123 наименований.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность темы диссертации, сформулированы цель и задачи работы, приведены положения, выносимые на защиту, дана оценка научной новизны и практической значимости полученных результатов, а также кратко изложено содержание работы.

В **первой главе** обобщены работы по теме комплексного использования энергии возобновляемых источников в зонах централизованного и децентрализованного энергоснабжения, изложенные в трудах Аверьянова В.К., Бальзанникова М.И., Велькина В.И., Волшаник В.В., Грибкова С.В., Елистратова В.В., Кузнецова М.В., Сидоренко Г.И., Стребкова Д.С., Толмачева В.И., Тягунова М.Г. и др. На основе аналитического обзора технической литературы и существующего опыта проектировании и эксплуатации энергетических комплексов разработана классификация комплексных систем энергоснабжения на базе ВИЭ по типу системы энергоснабжения, установленной мощности, составу генерирующих источников и аккумулирующих систем, приведенная на рисунке 1, определено место энергетических комплексов с гидравлическим аккумулированием энергии ВИЭ. На основе выполненного анализа областью исследования диссертационной работы определены автономные энергетические комплексы ВЭС-ГЭС мощностью до 30 МВт.

Вопросы проектирования и обоснования параметров ГЭС мощностью до 30 МВт (малых ГЭС) рассмотрены в работах Бляшко Я.И., Васильева Ю.С., Волшаник В.В., Елистратова В.В., Карелина В.Я., Михайлова Л.П., Сидоренко Г.И., и др., вопросы проектирования и обоснования параметров ВЭС – в работах Безруких П.П., Николаева В.Н., Панфилова А.А., Толмачёва В.Н., Manwell J.F. и др. Вопросам гидравлического аккумулирования энергии ВИЭ посвящены работы Андрианова В.Н., Бальзанникова М.И., Быстрицкого Д.Н., Васильева Ю.С., Виссарионова В.И., Елистратова В.В., Конищева М.А., Шефтера Я.И., Daniel C.P., Thomas L. Asker, George C. Vakos и др. На основе обзора указанных работ автором проанализированы ресурсные, технические и технологические особенности объединения ВЭС и ГЭС при создании автономной системы энергоснабжения. По итогам проведенного анализа сформулированы цели и задачи диссертационного исследования.

Классификационные признаки

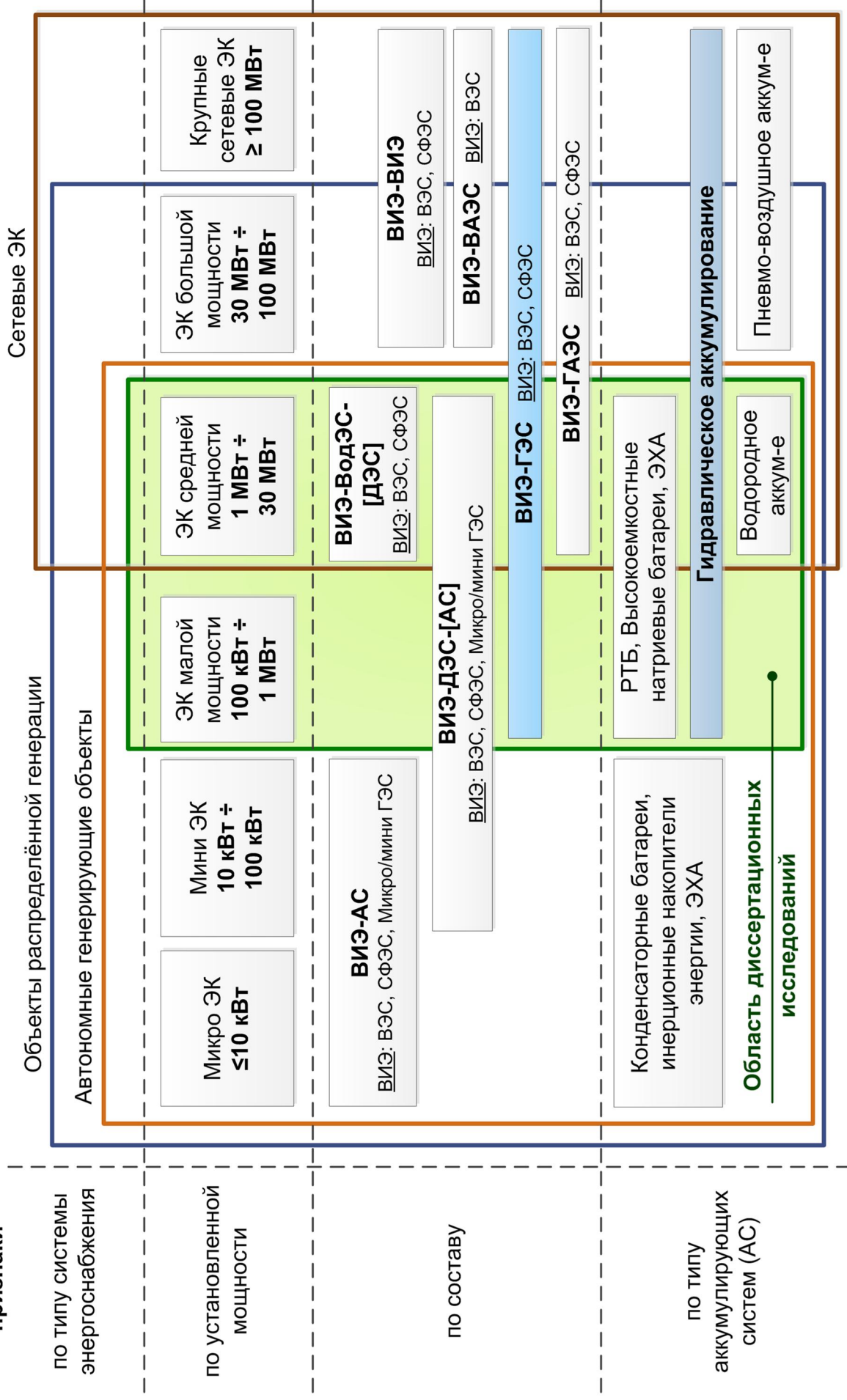


Рисунок 1. Классификация энергетических комплексов на ВИЭ

Во второй главе разработана математическая модель автономного энергетического комплекса ВЭС-ГЭС, включающая модель прихода ресурсов ветровой и гидравлической энергии, модель ветро-водноэнергетических режимов работы энергетического комплекса и модели оборудования и сооружений энергетического комплекса и водохранилища ГЭС.

Автономный энергетический комплекс ВЭС-ГЭС представляет собой объединение ВЭС, ГЭС с водохранилищем, автоматизированной системы управления (АСУ) и распределительного устройства (РУ), соединенных между собой энергетическими, инфраструктурными и информационными связями.

Так как регулирующим устройством при объединении ВЭС и ГЭС в энергетический комплекс является водохранилище ГЭС, разработана методика определения отметки нормального подпорного уровня (НПУ) и полезного объёма водохранилища для эффективной работы энергокомплекса. Показано, что за счёт эффекта объединения и участия ВЭС в покрытии графика нагрузки, отметка НПУ водохранилища может быть снижена с отметки $\nabla\text{НПУ}^{[0]}$, требуемой для покрытия графика нагрузки только за счёт ГЭС, до отметки $\nabla\text{НПУ}^{[1]}$ с учетом работы ВЭС и, соответственно, полезный объём водохранилища изменяется с $V_{\text{ПОЛ}}^{[0]}$ до $V_{\text{ПОЛ}}^{[1]}$. Снижение отметки НПУ ГЭС приводит к уменьшению площади затопления земель водохранилищем и уменьшению объемов работ и стоимости гидротехнических сооружений. Для того, что бы компенсировать вероятностный характер выработки энергии ВЭС и обеспечить выдачу гарантированной мощности, предложено выделить некоторый дублирующий объём водохранилища $V_{\text{ДУБЛ}}$ для гидравлического аккумулирования ветровой энергии. Структура и взаимосвязи объединения ВЭС и ГЭС в энергетический комплекс и схема формирования отметок НПУ и объёмов водохранилища приведены рисунке 2.

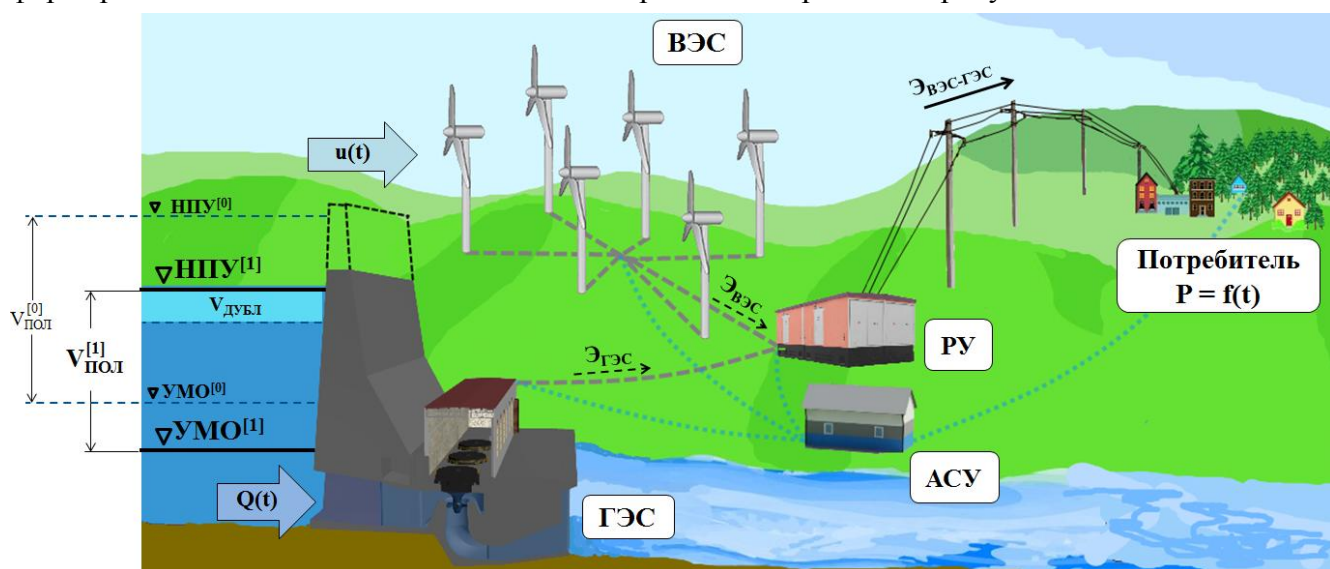


Рисунок 2. Схема формирования объёмов водохранилища и уровней верхнего бьефа в случае объединения ВЭС и ГЭС в энергетический комплекс

Особенности работы ВЭС и ГЭС с обеспечением принципов гидроаккумулирования при покрытии суточного графика нагрузки децентрализованных потребителей иллюстрирует рисунок 3. Принцип гидроаккумулирования заключается в перераспределении неравномерной выработки ВЭС в энергию ГЭС за счёт сработки и наполнения дублирующего объёма водохранилища ГЭС.

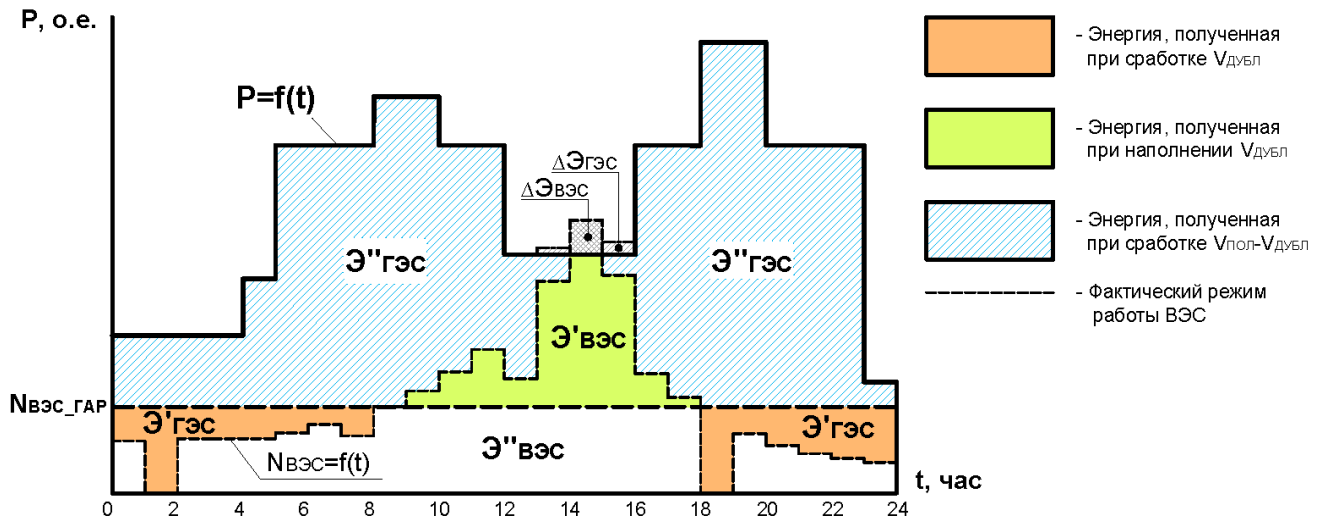


Рисунок 3. Суточный график нагрузки и выработки энергии энергетическим комплексом ВЭС-ГЭС

Для оптимизации совместных режимов работы ВЭС и ГЭС при покрытии графика нагрузки потребителя предложены зависимости, приведенные в (1). В качестве критериев оптимизации выступают обеспечения баланса энергопотребления и выработки электроэнергии энергетическим комплексом, максимизация выработки энергии ВЭС и минимизация потерь энергии для каждого дискретного промежутка времени i :

$$\begin{cases} \mathcal{E}_{\Pi_i} = (1 - k_{\text{CH_ВЭС}}) \cdot \mathcal{E}_{\text{ВЭС}_i} + (1 - k_{\text{CH_ГЭС}}) \cdot \mathcal{E}_{\text{ГЭС}_i} - \Delta \mathcal{E}_i \\ \mathcal{E}_{\text{ВЭС}_i} \rightarrow \text{MAX} \\ \Delta \mathcal{E}_i \rightarrow \text{MIN} \end{cases} \quad (1)$$

где $i = 1 \div 8760$ – номер дискретного промежутка времени $\Delta t = 1$ ч, \mathcal{E}_{Π} – потребность в электроэнергии, $\mathcal{E}_{\text{ВЭС}}$ – выработка ВЭС, $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}$ – выработка ГЭС, $\Delta \mathcal{E}_i$ – потери энергии, $k_{\text{CH_ВЭС}}$ и $k_{\text{CH_ГЭС}}$ – коэффициенты собственных нужд ВЭС и ГЭС.

$$\begin{cases} \mathcal{E}_{\text{ВЭС}_i} = \mathcal{E}'_{\text{ВЭС}_i} + \mathcal{E}''_{\text{ВЭС}_i} \\ \mathcal{E}_{\text{ГЭС}_i} = \mathcal{E}'_{\text{ГЭС}_i} + \mathcal{E}''_{\text{ГЭС}_i} \end{cases} \quad (2)$$

где $\mathcal{E}'_{\text{ВЭС}}$, $\mathcal{E}''_{\text{ВЭС}}$, $\mathcal{E}'_{\text{ГЭС}}$, $\mathcal{E}''_{\text{ГЭС}}$ – объёмы электроэнергии, выработанный ВЭС и ГЭС. Выработка электроэнергии $\mathcal{E}'_{\text{ВЭС}}$ и $\mathcal{E}'_{\text{ГЭС}}$ эквивалентна дублирующему объёму водохранилища $V_{\text{ДУБЛ}}$, используемому для обеспечения гарантированной мощности ВЭС в пределах расчётных суток:

$$V_{\text{ДУБЛ}} \Leftrightarrow \sum_{i=1}^{8760} \mathcal{E}'_{\text{ВЭС}_i} \text{ и } V_{\text{ДУБЛ}} \Leftrightarrow \sum_{i=1}^{8760} \mathcal{E}'_{\text{ГЭС}_i} \quad (3)$$

$$N_{\text{ВЭС_ГАР}_k} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ВЭС}_k}}{24} \quad (4)$$

где $N_{\text{ВЭС_ГАР}}$ – гарантированная мощность ВЭС, k – расчётные сутки.

Модель прихода ресурсов ветровой и гидравлической энергии формируется из совокупности почасовых годовых рядов наблюдений за скоростью и направлением ветра в предполагаемом месте размещения ВЭС $u_i(t)$ и почасовых годовых рядов наблюдений за расходами реки в предполагаемом створе гидроузла $Q_i(t)$, упорядоченных для трёх сочетаний лет характерной обеспеченности среднегодовой скорости ветра и среднегодового расхода реки: $(u_{\text{CP}_{95\%}}; Q_{\text{CP}_{95\%}})$; $(u_{\text{CP}_{50\%}}; Q_{\text{CP}_{50\%}})$; $(u_{\text{CP}_{5\%}}; Q_{\text{CP}_{5\%}})$. Ряды наблюдений за скоростью и

направлением ветра формируются на основе данных метеорологических станций России, размещённых в открытом доступе в сети Интернет, и данных баз реанализа (CFSR, MERRA, NCEP/NCAR); ряды наблюдений за расходами реки – на основе данных, выпускаемых Федеральной службой по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды (Росгидромет).

Выработка ВЭС для каждого дискретного промежутка времени i рассчитываются на основе рабочей характеристики ветроэнергетической установки (ВЭУ):

$$\mathcal{E}_{ВЭС_i} = N_{ВЭС_i} \cdot \Delta t = \sum_{j=1}^n N_{ВЭУ_j}(u_i) \cdot \varphi_{ji} \cdot k_{\rho_i} \cdot \Delta t \quad (5)$$

где $N_{ВЭС}$ – мощность ВЭС, n – количество ВЭУ в составе ВЭС, $N_{ВЭУ_j}(u)$ – мощность j -ой ВЭУ, определяемая по кривой отдачи мощности в зависимости от скорости ветра на высоте оси ротора ВЭУ и выбранного типа ВЭУ, φ_j – коэффициент, учитывающий потери энергии j -ой ВЭУ за счет взаимовлияния ВЭУ друг на друга, k_{ρ_i} – коэффициент приведения кривой отдачи мощности к плотности воздуха в месте размещения ВЭС.

Определение режима работы ГЭС при совместной работе с ВЭС в момент времени i сводится к решению системы уравнений (6) относительно требуемого расхода ГЭС с учётом приведенных ниже ограничений:

$$\left\{ \begin{array}{l} \mathcal{E}_{ГЭС_i} = N_{ГЭС_i} \cdot \Delta t \\ N_{ГЭС_i} = \frac{P_i - (1 - k_{CH_ВЭС}) \cdot N_{ВЭС_i}}{1 - k_{CH_ГЭС}} + \Delta N_{ГЭС_i} \\ N_{ГЭС_i} = m_i \cdot 9,81 \cdot Q_{ГА_i} \cdot H_i \cdot \eta_i \\ Q_{ГА_i} = \frac{Q_{ГЭС_i}}{m_i} \\ H_i = Z_{ВБ_i} - Z_{НБ_i} - \Delta H_i \\ \eta_i = f(N_{ГА_i}; H_i) \\ Z_{ВБ_i} = f(V_i) \\ V_i = V_{i-1} + \Delta V_i \\ \Delta V_i = (Q_i - Q_{ВП_i} - Q_{НБ_i}) \cdot \Delta t \\ Z_{НБ_i} = f(N_{ГЭС_i}; Q_{НБ_i}) \\ Q_{НБ_i} = Q_{ГЭС_i} + Q_{Х.СБ_i} + Q_{Проч_i} \end{array} \right. \quad (6)$$

где P – нагрузка потребителя, $N_{ГЭС}$ – мощность ГЭС, $\Delta N_{ГЭС}$ – потери ГЭС, $N_{ГА}$ – мощность гидроагрегата, m – количество агрегатов, находящихся в работе, $Q_{ГА}$ – расход воды, пропускаемый через агрегат ГЭС, H – напор ГЭС, η – КПД гидроагрегата, $Z_{ВБ}$ – уровень верхнего бьефа, $Z_{НБ}$ – уровень нижнего бьефа, ΔH – потери напора, V – объём водохранилища, Q – естественная приточность к водохранилищу ГЭС, $Q_{ВП}$ – безвозвратное водопотребление выше створа гидроузла, $Q_{НБ}$ – расход, пропускаемый в нижний бьеф гидроузла, $Q_{ГЭС}$ – расход через агрегаты ГЭС, $Q_{Х.СБ}$ – холостые сбросы ГЭС, $Q_{Проч}$ – прочие расходы воды, пропускаемые в нижний бьеф (фильтрация, шлюзование, расходы через рыбопропускные сооружения и др.)

Ограничения, накладываемые на режимы работы ГЭС и водохранилища: $N_{ГЭС_i} = \sum_{j=1}^m N_{ГА_j_i}$ – по балансу мощностей ГЭС; $N_{ГЭС_MIN} \leq N_{ГЭС_i} \leq N_{ГЭС_MAX}$ – по изменению мощности ГЭС; $H_{MIN} \leq H_i \leq H_{MAX}$ – по изменению напора ГЭС; $Q_{ГА_MIN} \leq Q_{ГЭС_i} \leq m \cdot Q_{ГА_MAX}$

- по пропускной способности ГЭС; $V_{\text{УМО}} \leq V_i \leq V_{\text{НПУ}}$ - по изменению объёма водохранилища; $Q_{\text{НБ}_i} \geq Q_{\text{MIN}}$ - по режиму работы нижнего бьефа.

Потери энергии энергокомплекса определяются выражением:

$$\Delta \mathcal{E}_i = \Delta \mathcal{E}_{\text{ВЭС}_i} + \Delta \mathcal{E}_{\text{ГЭС}_i} \quad (7)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{ВЭС}}$ и $\Delta \mathcal{E}_{\text{ГЭС}}$ – соответственно потери энергии ВЭС и ГЭС.

Потери энергии ВЭС имеют место в случае, когда суммарная выработка ВЭС превышает потребность в электрической энергии, потери энергии ГЭС - в случае, когда требуемая для покрытия графика нагрузки выработка ГЭС меньше минимально возможной выработки ГЭС, допустимой по техническим характеристикам агрегатов:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ВЭС}_i} = (1 - k_{\text{СН}_\text{ВЭС}}) \cdot \mathcal{E}_{\text{ВЭС}_i} - \mathcal{E}_{\text{П}_i} \quad \text{при } (1 - k_{\text{СН}_\text{ВЭС}}) \cdot \mathcal{E}_{\text{ВЭС}_i} > \mathcal{E}_{\text{П}_i} \quad (8)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ГЭС}_i} = \mathcal{E}_{\text{ГЭС}_\text{МИН}} - (1 - k_{\text{СН}_\text{ГЭС}}) \cdot \mathcal{E}_{\text{ГЭС}_i} \quad \text{при } (1 - k_{\text{СН}_\text{ГЭС}}) \cdot \mathcal{E}_{\text{ГЭС}_i} < \mathcal{E}_{\text{ГЭС}_\text{МИН}} \quad (9)$$

Математические модели оборудования, сооружений энергетического комплекса и водохранилища используются для автоматизированного определения объёмов строительно-монтажных работ и расчёта капитальных вложений в строительство энергетического комплекса и создание водохранилища ГЭС.

Математическая модель территории, на которой располагается энергетический комплекс представляет собой цифровую модель рельефа местности, сформированную на основе технологий ГИС путем обработки данных георадарной съёмки, спутниковых данных, оцифровки сканированных карт и материалов инженерных изысканий. Каждая точка модели характеризуется набором геометрических и семантических параметров, определяющих её географическое положение в мировой системе координат и принадлежность к определённому типу топографического объекта (поле, луг, дорога, река и т.д.).



Рисунок 4. Математическая модель ВЭС

Основные параметры математической модели ветроэлектростанции (рисунок 4): тип и мощность ВЭУ, количество ВЭУ в составе ВЭС, расстояния между ветроагрегатами. Для каждого проекта выбор моделей ВЭУ осуществляется на основе действующих предложений рынка

с последующей закупкой требуемого количества ВЭУ «под ключ». Оптимизация расположения ВЭУ на местности выполняется в программном комплексе WINDPRO по критерию максимума среднегодовой выработки энергии ВЭС.

Математические модели основных сооружений и оборудования гидроузла разработаны параметрическими в интегрированной среде AutoCAD+Civil3D+Autodesk Inventor. Разработана 3D параметрическая модель русловой плотинной ГЭС, включающая 3D параметрические модели здания станции, водосливной плотины, глухой плотины и рыбопропускного сооружения (РПС) лестничного типа. Фрагмент 3D модели здания станции представлен на рисунке 5.

Основные параметры, используемые для построения модели здания ГЭС – отметки НПУ и УМО, тип и количество агрегатов, диаметр рабочего колеса гидротурбины, отметка рабочего колеса, максимальный и минимальный уровни нижнего бьефа; для построения модели глухой плотины - отметка гребня плотины, заложения верхового и низового откосов; для построения модели водосливной плотины - ширина водосливного фронта, размеры водосливных отверстий, отметка и длина водобоя и рисбермы; для построения модели рыбопропускного сооружения - количество ступеней РПС, размеры бассейнов и вливных отверстий.

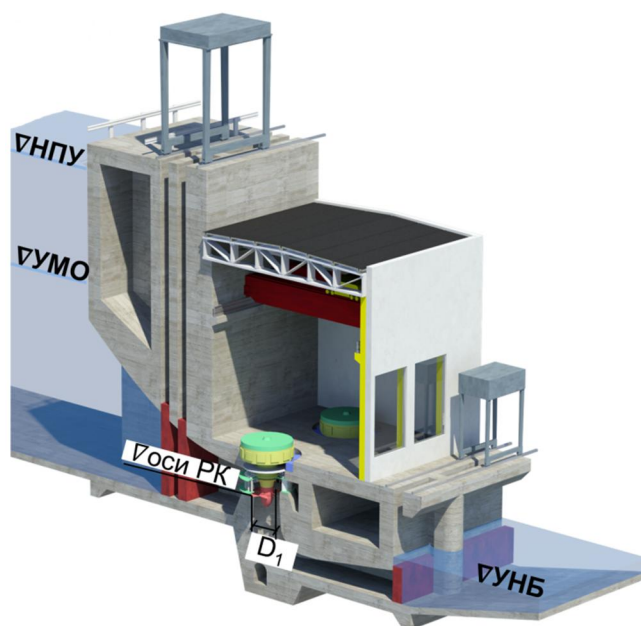


Рисунок 5. Фрагмент 3D модели здания ГЭС

Моделирование водохранилища и зоны затопления осуществляется в программном комплексе ArcGIS путём введения данных о положении створа гидроузла и отметках НПУ и ФПУ в цифровую модель рельефа местности.

Схема электрических соединений энергетического комплекса ВЭС-ГЭС принята типовой: для ВЭС принята схема электрических соединений с генераторным распределительным устройством, для ГЭС – блочная схема.

Основные виды объёмов работ по строительству энергетического комплекса, определяемые на основе разработанных моделей: объёмы земельно-скальных работ, объёмы арматурных и бетонных работ, закупка и установка оборудования; основные виды объёмов работ по подготовке зоны водохранилища: землеустройство, переселение населения, лесосводка и лесочистка, перенос и переустройство транспортной сети, инженерных коммуникаций и объектов культурного наследия.

Капитальные вложения в строительство энергетического комплекса представляют собой сумму капитальных вложений в строительство его отдельных элементов:

$$K_{ЭК} = K_{ВЭС} + K_{ГЭС} + K_{РУ} + K_{АСУ} + K_{ЛЭП} \quad (10)$$

где $K_{ВЭС}$, $K_{ГЭС}$, $K_{РУ}$, $K_{АСУ}$, $K_{ЛЭП}$ - сметная стоимость строительства соответственно ВЭС, ГЭС, распределительного устройства, АСУ и ЛЭП, рассчитанная на основе таблиц объёмов основных строительно-монтажных работ.

Капитальные вложения в создание водохранилища определяются выражением:

$$K_{ВЩ} = C_{КД} + У_{ВЩ} \quad (11)$$

где $C_{КД}$ – стоимость аренды земель, равная их кадастровой стоимости, $У_{ВЩ}$ – ущерб при создании водохранилища ГЭС:

$$У_{ВЩ} = У_{П} + У_{Х} \quad (12)$$

где $У_{П}$ и $У_{Х}$ – ущербы, наносимые природной среде и хозяйствующим субъектам, определяемые на основе таблиц объёмов работ по подготовке зоны водохранилища.

Ущерб, наносимый природной среде, представляет собой сумму ущербов, наносимых лесному хозяйству (Y_L), животному миру (Y_J) и рыбному хозяйству (Y_P):

$$Y_{\Pi} = Y_L + Y_J + Y_P \quad (13)$$

Ущерб, наносимый хозяйствующим субъектам, представляет собой сумму ущербов, связанных с переселением населения ($Y_{\text{ч}}$), восстановлением сельско-хозяйственного производства ($Y_{\text{с/х}}$), переустройством транспортной сети ($Y_{\text{ТС}}$), инженерных коммуникаций ($Y_{\text{ИНЖ}}$) и объектов культурного наследия (Y_K):

$$Y_X = Y_{\text{ч}} + Y_{\text{с/х}} + Y_{\text{ТС}} + Y_{\text{ИНЖ}} + Y_K \quad (14)$$

Ежегодные издержки приняты в процентном соотношении от капитальных вложений:

$$I_{\text{ЭК}} = \rho \cdot K_{\text{ЭК}} \quad (15)$$

В третьей главе решена задача однокритериальной многопараметрической оптимизации параметров энергетического комплекса по критерию минимума средних приведенных затрат:

$$LEC_{\text{ЭК}}(P_{\text{ЭК}}; P_{\text{ВЩ}}) \rightarrow \text{MIN} \quad (16)$$

где $LEC_{\text{ЭК}}$ - средние приведенные затраты (levelized energy cost) на производство энергии энергетическим комплексом, $P_{\text{ЭК}}$ и $P_{\text{ВЩ}}$ – вектор параметров энергетического комплекса и водохранилища ГЭС.

$$LEC_{\text{ЭК}} = \frac{\sum_{t=1}^{T_{\text{РЭ}}} \frac{K_{\text{ЭК}_t} + K_{\text{ВЩ}_t} + I_{\text{ЭК}_t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{T_{\text{РЭ}}} \Delta_{\text{ЭК}_t}} \quad (17)$$

где t – расчётный год, $T_{\text{РЭ}}$ – продолжительность жизненного цикла генерирующего объекта.

Критерием экономической эффективности внедрения автономного энергетического комплекса ВЭС-ГЭС являются меньшие приведенные затраты на производство энергии энергокомплексом по сравнению с приведенными затратами существующей ДЭС:

$$LEC_{\text{ЭК}} < LEC_{\text{ДЭС}} \quad (18)$$

где $LEC_{\text{ДЭС}}$ - приведенные затраты на производство энергии существующей ДЭС.

Оптимизируемыми параметрами энергетического комплекса являются: установленная мощность ВЭУ ($N_{\text{ВЭУ_УСТ}}$), количество ВЭУ в составе ВЭС (n), тип гидротурбин ($T_{\text{ГТ}}$), количество агрегатов ГЭС (m), отметка нормального подпорного уровня водохранилища ($\nabla_{\text{НПУ}}$).

Расчётными параметрами энергетического комплекса являются: установленная мощность ВЭС ($N_{\text{ВЭС_УСТ}}$), установленная мощность ГЭС ($N_{\text{ГЭС_УСТ}}$), максимальный, расчётный и минимальный напоры ГЭС ($N_{\text{МАКС}}$, $N_{\text{Р}}$, $N_{\text{МИН}}$), диаметр рабочего колеса гидротурбины (D_1), синхронная частота вращения агрегатов ГЭС (n_s), пропускная способность турбин ГЭС ($Q_{\text{ГЭС}}$), отметка оси рабочего колеса ($\nabla_{\text{Оси РК}}$), тип гидрогенератора ($T_{\text{ГТ}}$), отметка уровня мёртвого объёма ($\nabla_{\text{УМО}}$), полезный объём водохранилища ($V_{\text{ПОЛ}}$), дублирующий объём водохранилища ($V_{\text{ДУБЛ}}$), тип трансформатора ($T_{\text{ТР}}$), количество трансформаторов ($n_{\text{ТР}}$), напряжение распределительного устройства ($U_{\text{РУ}}$), длина ЛЭП ($L_{\text{ЛЭП}}$) и др.

Показатели энергетического комплекса, определяемые по результатам расчётов: среднегодовая выработка энергетического комплекса ($\Delta_{\text{ЭК_СР}}$), в том числе среднегодовая выработка ВЭС ($\Delta_{\text{ВЭС_СР}}$) и среднегодовая выработка ГЭС ($\Delta_{\text{ГЭС_СР}}$), гарантированная мощность

ВЭС ($N_{\text{ВЭС_ГАР}}$), гарантированная доля участия ВЭС в покрытии графика нагрузки ($\rho_{\text{ВЭС}}$), потери энергии энергетического комплекса ($\Delta\mathcal{E}$), в том числе потери энергии ВЭС ($\Delta\mathcal{E}_{\text{ВЭС}}$) и потери энергии ГЭС ($\Delta\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}$).

Последовательность оптимизационных расчётов по обоснованию параметров автономного энергетического комплекса ВЭС-ГЭС включающая четыре уровня оптимизации, представлена на рисунке 6. На *первом уровне* оптимизации на основе действующих предложений рынка и технических требований к агрегатам осуществляется оптимизация установленной мощности ВЭУ по критерию минимума удельных капитальных вложений. На *втором уровне* оптимизации при фиксированном количестве ВЭУ в составе ВЭС, варьируя отметкой НПУ, типом гидротурбин и количеством агрегатов ГЭС, выполняются ветро-водноэнергетические расчёты режимов работы энергетического комплекса, и осуществляется направленный поиск вариантов, обеспечивающих выполнение критерия (1) при условии минимизации отметки НПУ. На *третьем уровне* оптимизации в зависимости от топографических и геологических условий строительства для каждого варианта, полученного на втором уровне оптимизации, методом вариантного проектирования определяется конструктивно-компоновочное решение энергетического комплекса, имеющее минимальную сметную стоимость. На *четвёртом уровне* оптимизации методом функционально-стоимостного анализа определяется вариант, обеспечивающий выполнение главных критериев (16) и (18).

В **четвёртой главе** выполнена апробация разработанной методики на примере замещения мощности существующей дизельной электрической станции в с. Лешуконское Архангельской области установленной мощностью 6,23 МВт автономным энергетическим комплексом ВЭС-ГЭС. Численность населения, обслуживаемого ДЭС, составляет 5070 человек, среднегодовое потребление дизельного топлива - 3471 т, стоимость дизельного топлива с учётом доставки - 45000 руб./т.

Размещение энергетического комплекса предлагается на р. Ежуга в 3 км от её впадения в р. Мезень и в 9 км от с. Лешуконское. Связь энергокомплекса с подстанцией с. Лешуконское осуществляется по ЛЭП 35 кВ.

Разработанный многоуровневый подход использован для определения оптимальных технико-экономических параметров энергетического комплекса ВЭС-ГЭС. Установленная мощность ГЭС определена из условия покрытия максимальных нагрузок потребителя и составляет 2,75 МВт. Для определения установленной мощности ВЭС, отметки НПУ водохранилища, типа и количества агрегатов ГЭС выполнены ветро-водноэнергетические расчёты режимов работы энергетического комплекса, разработано конструктивно-компоновочное решение и определены капитальные вложения в строительство энергокомплекса и создание водохранилища ГЭС. По результатам оптимизационных расчётов минимуму средних приведенных затрат на производство электроэнергии соответствует вариант энергетического комплекса с установленной мощностью ВЭС – 2,5 МВт (рисунок 7). За счёт участия ВЭС в покрытии графика нагрузки отметка НПУ водохранилища понижается на 3,6 м, капитальные вложения – на 114 млн.руб., средние приведенные затраты на производство электроэнергии – на 0,42 руб./кВт*ч. Основные параметры и показатели оптимизированного энергетического комплекса ВЭС-ГЭС представлены в таблице 1.

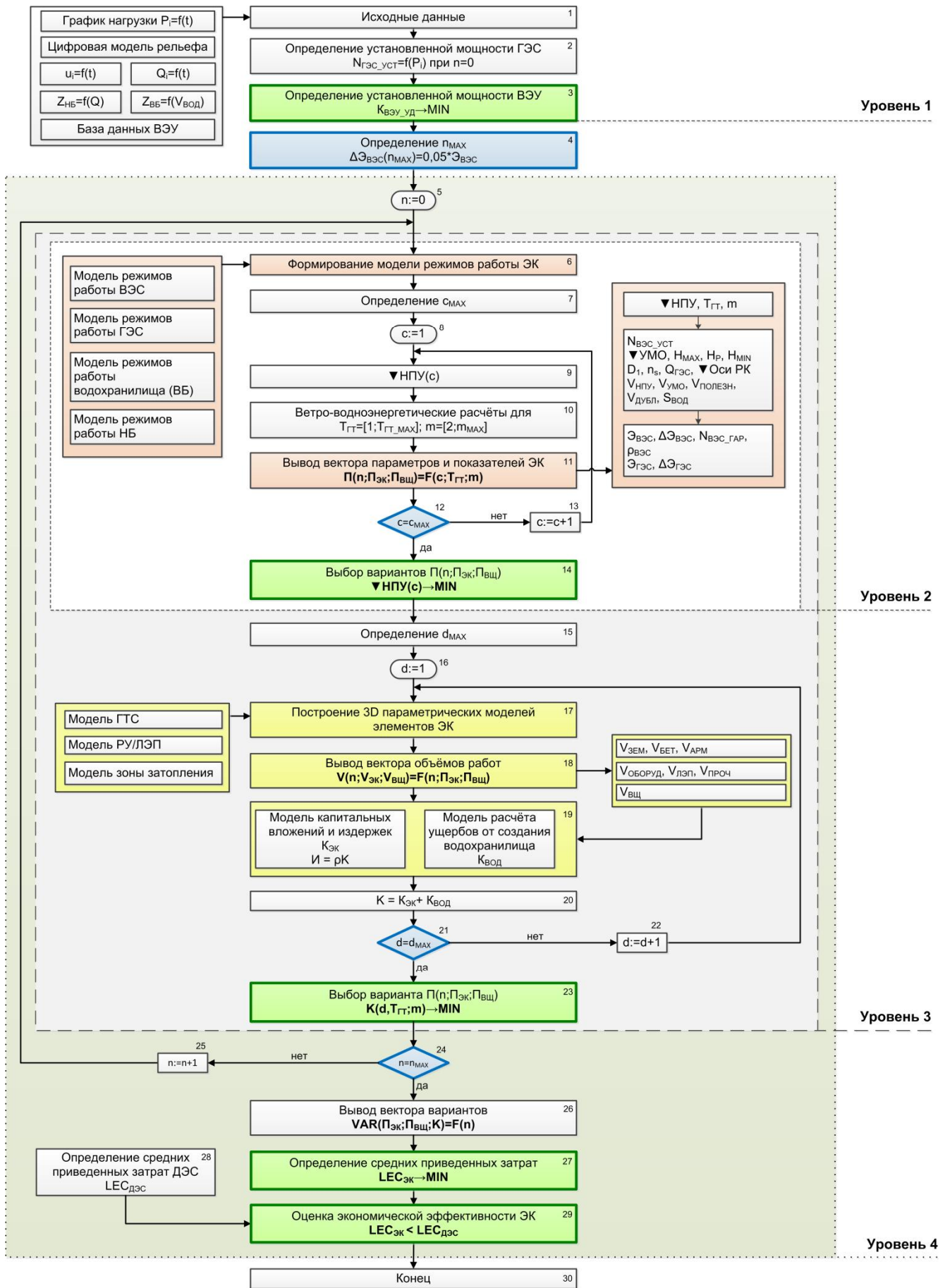


Рисунок 6. Последовательность оптимизации параметров автономного энергетического комплекса ВЭС-ГЭС

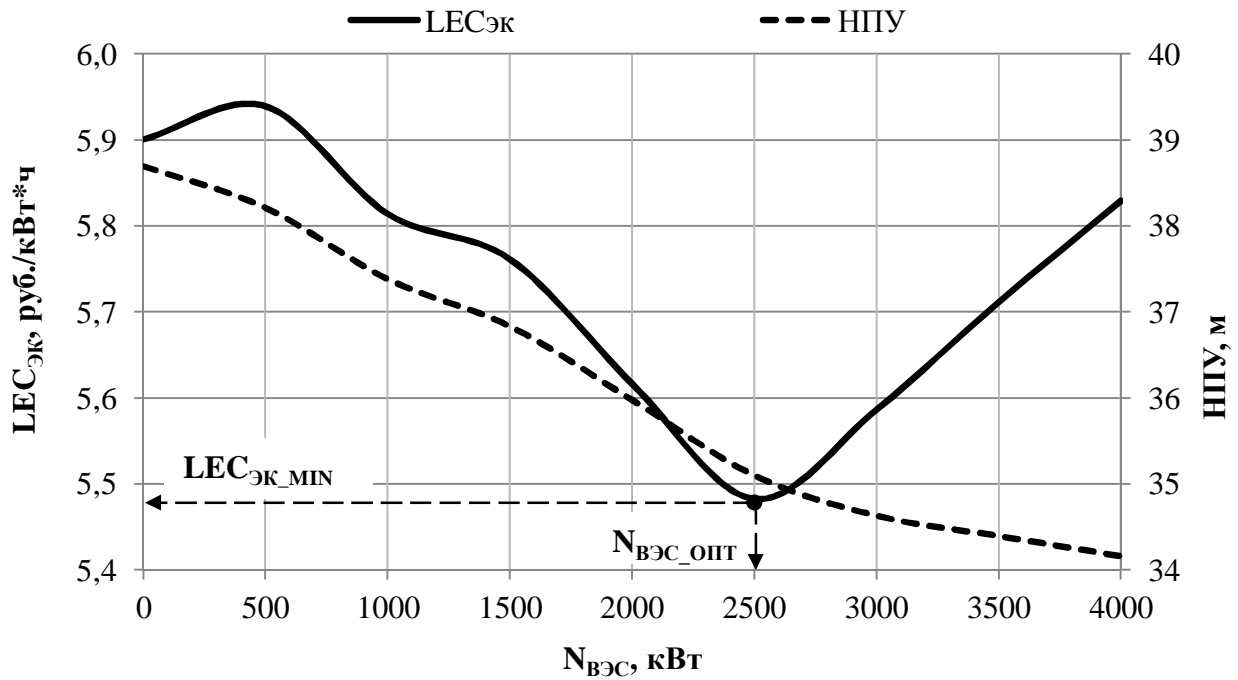


Рисунок 7. Изменение средних приведенных затрат и отметки НПУ в зависимости от установленной мощности ВЭС при $N_{ГЭС}=\text{const}$

Таблица 1. Параметры и показатели энергетического комплекса ВЭС-ГЭС Лешуконское

Параметр	Ед. изм.	ЭК	в т.ч.	
			ВЭС	ГЭС
Установленная мощность	кВт	5250	2500	2750
Годовая выработка (95% обесп.)	ГВт*ч	14,58	3,58	11,00
Гарантированная доля участия в покрытии годового графика нагрузки (95% обесп.)	%	100%	25%	75%
Кол-во агрегатов	шт		10	3
Тип агрегатов	-		EWT250	Getai (ПЛ-15)
Отметка НПУ водохранилища	м	35,1		
Полный объём водохранилища	млн. м ³	151,2		
Полезный объём водохранилища	млн. м ³	104,1		
Дублирующий объём водохранилища	тыс. м ³	752,3		
Площадь зеркала водохранилища при НПУ	км ²	27,3		

Для принятого оптимального варианта состава и параметров энергетического комплекса на рисунке 8 приведен пример покрытия зимних суточных графиков нагрузки потребителей энергокомплексом ВЭС-ГЭС. Фактическая выработка ВЭС изменяется во времени в соответствии с графиком суточного хода скорости ветра, при этом за счёт гидроаккумулирования осуществляется перераспределение выработки энергии ВЭС в пределах каждых суток относительно гарантированного значения. Принцип гидравлического аккумулирования ветровой энергии дублирующим объёмом водохранилища ГЭС иллюстрирует рисунок 9.

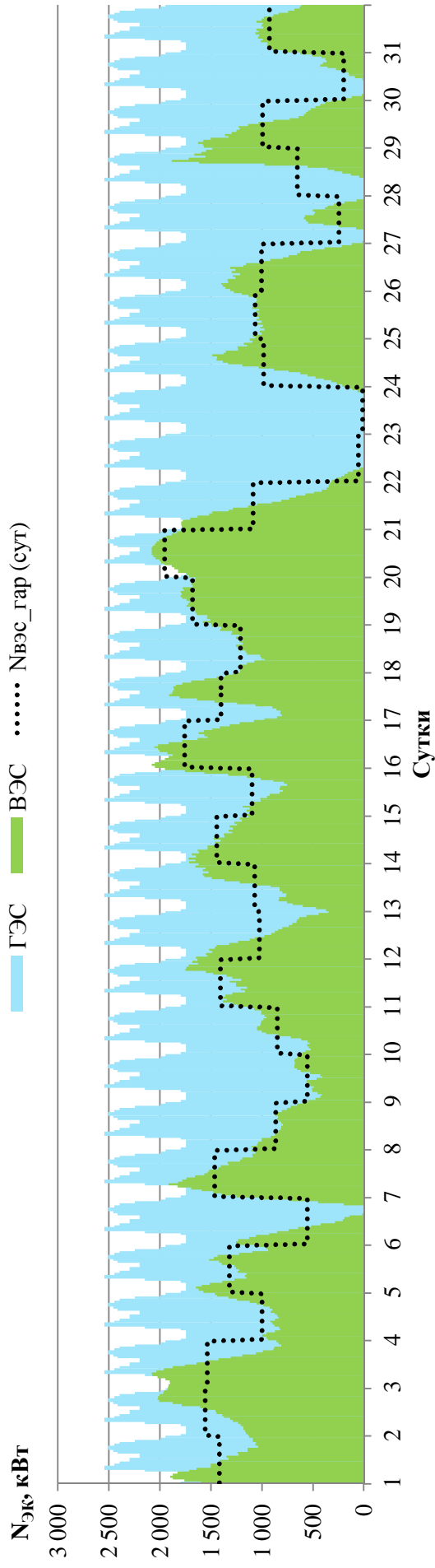


Рисунок 8. Покрывтие графика нагрузки потребителей энергетическим комплексом ВЭС-ГЭС Лешуконское (декабрь)

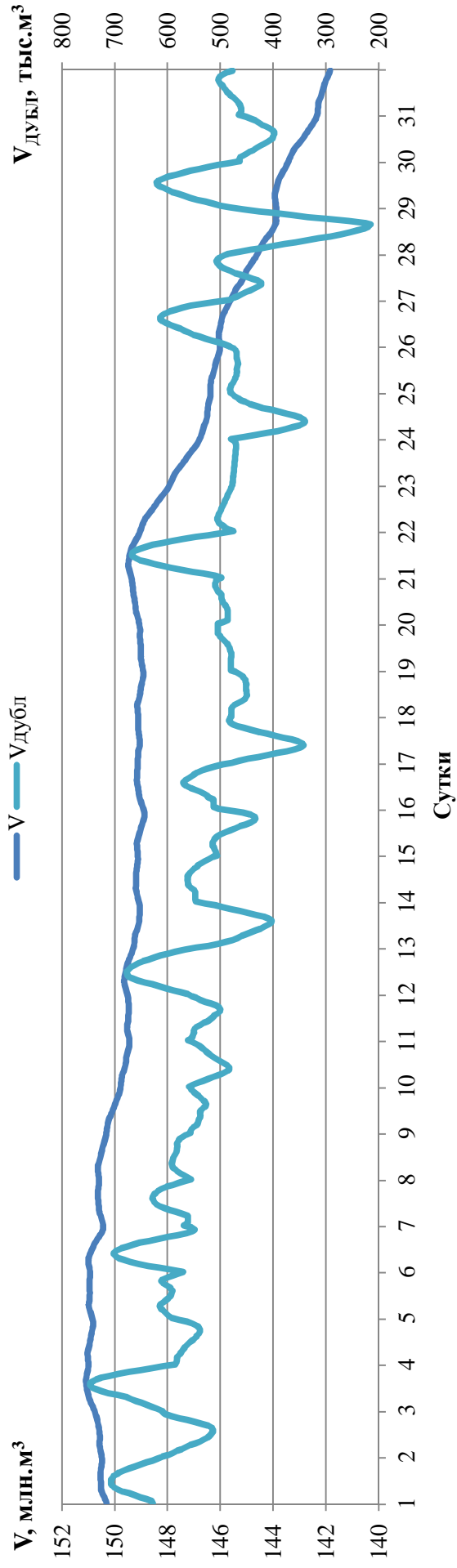


Рисунок 9. График изменения объёма водохранилища V и дублирующего объёма водохранилища V_дубл (декабрь)

В часы, когда скорости ветра малы и фактическая выработка ВЭС меньше гарантированной, рассчитываемой на сутки вперёд, осуществляется сработка дублирующего объёма водохранилища. Наполнение дублирующего объёма водохранилища осуществляется в часы, характеризующиеся высокими скоростями ветра, когда фактическая выработка энергии ВЭС превышает прогнозируемое гарантированное значение. За счёт покрытия ГЭС остаточной части графика нагрузки объём водохранилища в течение водохозяйственного года уменьшается, к концу года достигая отметки УМО. По результатам моделирования для всего года определено, что для обеспечения максимальной эффективности работы энергетического комплекса и обеспечения гарантированной мощности ВЭС в течение года, необходим полезный объём водохранилища 104,1 млн.м³, в том числе дублирующий объём водохранилища 752,3 тыс.м³. Полный объём водохранилища составит 151,2 млн.м³ (27,5% среднегодового стока).

Доли участия ВЭС и ГЭС в покрытии годового графика нагрузки потребителей показаны на рисунке 10. Наибольшая гарантированная мощность и доля участия ВЭС соответствует зимнему и началу весеннего периода, когда наблюдается наименьшая водность реки, наименьшая гарантированная мощность и доля участия ВЭС в покрытии годового графика нагрузки – летнему и осеннему периоду с наибольшей водностью реки. Таким образом, за счёт разновременного характера прихода ресурсов и гидравлического аккумулирования ветровой энергии энергетический комплекс ВЭС-ГЭС в течение всего года позволяет осуществлять 100% замещение мощности существующей ДЭС.

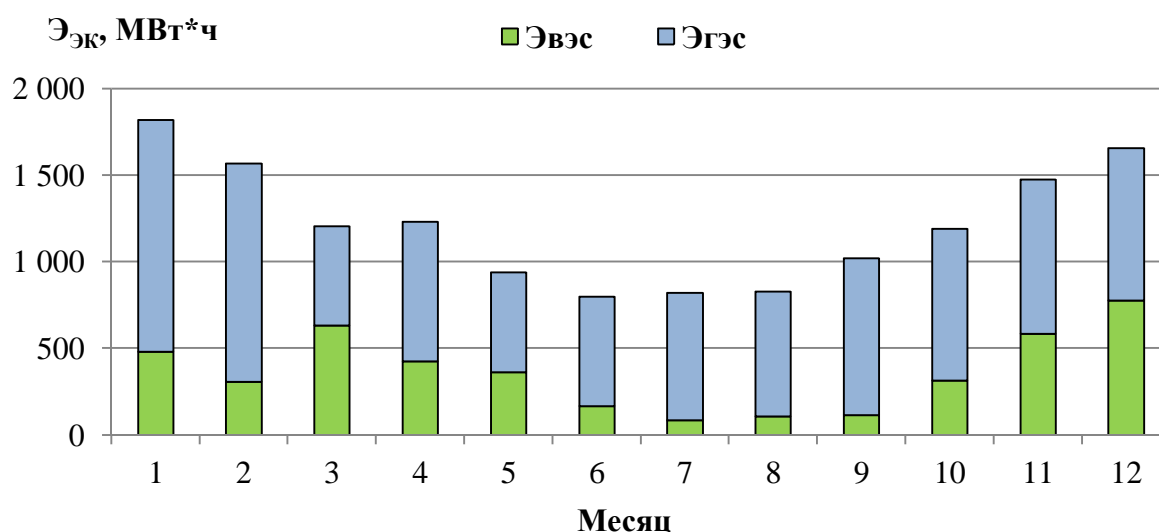


Рисунок 10. Годовой график выработки электроэнергии энергетическим комплексом ВЭС-ГЭС Лешуконское

В зависимости от ветровых условий, за счёт гидравлического аккумулирования ветровой энергии дублирующим объёмом водохранилища ГЭС, суммарная доля участия ВЭС в покрытии годового графика нагрузки составляет от 25% (обеспеченность 95%) до 36% (обеспеченность 5%), при этом годовая выработка электроэнергии ВЭС составляет соответственно от 3,58 ГВт*ч до 5,01 ГВт*ч, а годовая выработка энергии ГЭС – 11,00 ГВт*ч - 9,57 ГВт*ч соответственно.

Показатели экономической эффективности, приведенные в таблице 2, показывают, что внедрение энергетического комплекса ВЭС-ГЭС с целью замещения мощности существующей дизельной станции в с. Лешуконское является экономически эффективным. Показатель средних приведенных затрат на производство электроэнергии ДЭС составляет 11,09 руб./кВт*ч, что

практически в два раза превышает аналогичный показатель для запроектированного энергокомплекса ВЭС-ГЭС. За счёт внедрения энергетического комплекса годовой объём экономии дизельного топлива составит 3471 т, что в ценах 2016 года эквивалентно 156 млн. руб. в год. За счёт экономии дизельного топлива дисконтированный срок окупаемости капитальных вложений составит 9,5 лет.

Таблица 2. Показатели экономической эффективности энергетического комплекса ВЭС-ГЭС Лешуконское

Показатель	Ед. изм.	Значение
Средние приведенные затраты на произ-во э/э (LEC)	руб./кВт*ч	5,48
Чистая приведенная стоимость (NPV)	млн. руб.	1 681
Дисконтированный срок окупаемости (PBP)	лет	9,5
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	%	18,6
Норма доходности дисконтированных затрат (PI)	-	2,31

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе разработана методика обоснования параметров автономного энергетического комплекса ВЭС-ГЭС, обеспечивающего замещение мощности существующих дизельных электрических станций. Автором решены следующие задачи:

1. Энергетические комплексы на основе ВИЭ классифицированы по установленной мощности, принадлежности к энергетической системе, составу генерирующих источников и аккумулирующих систем, определено место энергетических комплексов с гидравлическим аккумулированием энергии ВИЭ;

2. Разработана база данных «Энергетические комплексы на возобновляемых и традиционных источниках энергии», на которую получено «Свидетельство о государственной регистрации базы данных». База данных содержит структурированную информацию о более чем 100 реализованных и проектируемых энергетических комплексах в России и за рубежом;

3. Разработана методика и алгоритмы многоуровневой оптимизации параметров автономного энергетического комплекса ВЭС-ГЭС по критерию минимума приведенных затрат;

4. Разработаны математические модели совместной работы ВЭС, ГЭС, полезного и дублирующего объёмов водохранилища в составе энергетического комплекса ВЭС-ГЭС, трёхмерные параметрические модели оборудования и гидротехнических сооружений ГЭС, математическая модель водохранилища и зоны затопления с применением технологий ГИС;

5. Разработанная методика апробирована на примере децентрализованного района Лешуконское Архангельской области, выполнено технико-экономическое обоснование замещения существующей дизельной электрической станции энергетическим комплексом ВЭС-ГЭС, установленной мощностью 5,25 МВт, в том числе ГЭС – 2,75 МВт, ВЭС – 2,5 МВт.

ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ:

Публикации в изданиях, рецензируемых ВАК РФ:

1. Елистратов В.В., **Чернова А.В.** Долгосрочное прогнозирование параметров энергетических комплексов ВЭС-ГЭС // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология». – 2014. – № 6. – С. 36-44.
2. **Чернова А.В.** Особенности обоснования параметров энергообъектов, использующих ветровую и гидроэнергию // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология». – 2014. – № 11. – С. 78-84.
3. Елистратов В.В., **Виноградова (Чернова) А.В.** Моделирование режимов работы энергетического комплекса ВЭС-ГЭС в децентрализованной системе энергоснабжения // Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология». – 2016. – № 9-10. – С. 12-14.

Публикации в международных изданиях, индексируемых Scopus:

1. Elistratov V.V., **Vinogradova (Chernova) A.V.** Autonomous WPP/HPP power system operating modes study // International Journal of Hydrogen Energy (IJHE). – 2016. (in print).

Тезисы в сборниках трудов конференций:

1. Кузнецов М.В., **Чернова А.В.** Моделирование процессов отдачи мощности сетевой ВЭС в энергосистему Центрального Федерального округа // Сборник научных трудов Всероссийской олимпиады студентов вузов по междисциплинарному направлению инновационного характера «Компьютерное моделирование наноструктур и возобновляемых источников энергии». – 2010. – С. 64-67.
2. Кузнецов М.В., **Чернова А.В.** Перспективы развития ветроэнергетики в Центральном Федеральном округе Российской Федерации // Материалы XXXIX международной н.-практ. конф. «Неделя науки СПбГПУ». – 2009. – С. 93-95.
3. Кузнецов М.В., **Чернова А.В.** Строительство сетевой ВЭС в Центральном Федеральном округе Российской Федерации // Материалы XXXIX международной н.-практ. конф. «Неделя науки СПбГПУ». – 2010. – С. 21-24.
4. Елистратов В.В., **Чернова А.В.** Моделирование физико-климатических закономерностей прихода энергии возобновляемых источников // Сборник научных трудов Всероссийской олимпиады студентов вузов по междисциплинарному направлению инновационного характера «Компьютерное моделирование наноструктур и возобновляемых источников энергии». – 2011. – С. 43-47.
5. Елистратов В.В., **Чернова А.В.** Корректировка моделей и методов оценки ресурсов ВИЭ с учётом их взаимной корреляции // Материалы XL международной н.-практ. конф. «Неделя науки СПбГПУ». – 2011. – С. 96-99.
6. Елистратов В.В., **Чернова А.В.** Методика обоснования параметров энергокомплекса ВЭС-ГЭС с учётом влияния климатических факторов // Материалы XLI международной н.-практ. конф. «Неделя науки СПбГПУ». – 2012. – С. 108-110.
7. Елистратов В.В., **Чернова А.В.** Способ учёта климатических изменений при обосновании параметров энергетических комплексов с гидравлическим аккумулярованием

энергии // Материалы XLII международной н.-практ. конф. «Неделя науки СПбГПУ». – 2013. – С. 9-12.

8. Елистратов В.В., **Чернова А.В.** Методика обоснования параметров децентрализованного энергетического комплекса ВЭС-ГЭС // Материалы XLIII международной н.-практ. конф. «Неделя науки СПбГПУ». – 2014. – С. 14-16.

9. **Чернова А.В.** Методика обоснования параметров энергокомплекса ВЭС-ГЭС с учётом влияния климатических факторов // Материалы XLIV международной н.-практ. конф. «Неделя науки СПбГПУ». – 2015. – С. 213-215.

Результаты интеллектуальной деятельности:

1. Елистратов В.В., Кудряшова И.Г., **Чернова А.В.**, Пилипец П.А. База данных «Энергетические комплексы на возобновляемых и традиционных источниках энергии». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015620053 от 12.01.2015.