

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
Институт промышленного менеджмента, экономики и торговли
Высшая инженерно-экономическая школа

Работа допущена к защите

Директор
Высшей инженерно-экономической
школы

_____ Д.Г. Родионов
« ____ » _____ 20__ г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
РАБОТА БАКАЛАВРА**

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ
СТРОИТЕЛЬСТВА АЭС С КОМБИНИРОВАННОЙ
ВЫРАБОТКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ВОДОРОДА**

по направлению подготовки _____ 38.03.01 Экономика
(код и наименование направления подготовки)

направленность (профиль) _____ 38.03.01 14 Экономика энергетики
(код и наименование направленности (профиля)
образовательной программы)

Выполнил студент
гр. 3733801/61402 _____ Д. Д. Вознесенская

Научный руководитель
доцент ВИЭШ
к.э.н, доцент _____ О. В. Новикова

Консультант
по нормоконтролю _____ Т.М. Бугаева

Санкт-Петербург
2020

Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation
Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University
Institute of Industrial Management, Economics and Trade
Graduate School of industrial economics

The work is admitted to defend

Head of the Graduate School
of industrial economics

_____ D.G. Rodionov
«____» _____ 2020

**GRADUATE QUALIFICATION PAPER
BACHELOR'S THESIS**

**TECHNICAL AND ECONOMIC SUBSTANTIATION OF
CONSTRUCTION OF NPP WITH COMBINED PRODUCTION OF
ELECTRIC POWER AND HYDROGEN**

Field of study _____ 38.03.01 Economics
(code and name)

Educational program _____ 38.03.01_14 Energy economics
(code and name)

Completed by student
gr. 3733801/61402 _____ D. D. Voznesenskaya

Scientific Supervisor
Associate Professor at the GSIE,
Cand. Sc. (Economics) _____ O. V. Novikova

Consultant
for standards compliance _____ T.M. Bugaeva

St. Petersburg
2020

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА
ВЕЛИКОГО**

**Институт промышленного менеджмента, экономики и торговли
Высшая инженерно-экономическая школа**

УТВЕРЖДАЮ
Директор ВИЭШ,
д.э.н., профессор
_____ Д.Г. Родионов
«_____» _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

студенту Вознесенской Дарье Дмитриевне гр. № 3733801/61402

1. Тема работы: Техничко-экономическое обоснование строительства АЭС с комбинированной выработкой электроэнергии и водорода
2. Срок сдачи студентом законченной работы: «1» июня 2020 г.
3. Исходные данные по работе: Законодательные, методические, инструктивные материалы по теме. Материалы производственной практики. Монографии, учебники, справочники по теме. Статьи и другие периодические издания. Материалы INTERNET – публикаций.
4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Исследование технологии комбинированной выработки электричества и водорода на АЭС с помощью метода паровой конверсии метана. 2. Анализ спроса и предложения при реализации проекта комбинированного производства электроэнергии и водорода на примере Нижегородской области. 3. Разработка и оценка инвестиционного проекта по строительству АЭС с комбинированной выработкой электричества и водорода.
5. Перечень графического материала: 1. Принципиальная тепловая схема РУ ВТГР-300 с комбинированным производством водорода и электроэнергии, 2. Перспективы развития рынка водорода, 3. Структура потребителей водорода, 4. Результаты инвестиционного исследования проекта.
6. Консультанты по работе:
7. Дата выдачи задания «13» марта 2020 г.

Руководитель ВКР _____

(подпись)

(Новикова О.В.)

инициал, фамилия

Задание принял к исполнению «13» марта 2020 г.

Студент _____

(подпись)

(Вознесенская Д.Д.)

инициалы, фамилия

РЕФЕРАТ

На 74 стр., 14 рисунков, 23 таблицы, 10 приложений.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: АТОМНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ, ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГАЗООХЛАЖДАЕМЫЙ РЕАКТОР, ПАРОВАЯ КОНВЕРСИЯ МЕТАНА, КОМБИНИРОВАННАЯ ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ВОДОРОДА.

Тема выпускной квалификационной работы: «Технико-экономическое обоснование строительства АЭС с комбинированной выработкой электроэнергии и водорода».

Данная работа посвящена изучению производства водорода с использованием паровой конверсии метана на АЭС с реактором типа ВТГР-300, а также экономическому обоснованию данного проекта. Задачи, которые решались в ходе исследования:

1. На основе изучения технологии совместного производства электрической энергии и водорода выбрать, рассчитать и обосновать технико-экономические показатели для строительства АЭС с комбинированной выработкой электроэнергии и водорода в Нижегородской области.
2. Выявить перспективы развития водородной энергетики в мире и стране на основе данных из открытых источников.
3. Обосновать выбор места строительства данного объекта на основе исследования спроса и предложения на электрическую энергию и водород.

Работа проведена на базе научной литературы и открытых источников информации, в частности, проектов госкорпорации «Росатом».

В результате были проведены расчеты, показывающие экономическую эффективность данного проекта, а также сравнение с альтернативным вариантом производства водорода методом электролиза, даны рекомендации для повышения эффективности проекта при его реализации.

Проведенное исследование может быть использовано для обоснования инвестиционных проектов по комбинированному производству электроэнергии и водорода на базе ВТГР.

ABSTRACT

On 74 pages, 14 figures, 23 tables, 10 applications.

KEY WORDS: NUCLEAR POWER PLANT, HIGH TEMPERATURE GAS-COOLED REACTOR, STEAM REFORMING OF METHANE, COMBINED ELECTRICITY AND HYDROGEN PRODUCTION.

Theme of final qualification work: "Feasibility study for the construction of nuclear power plants with combined generation of electricity and hydrogen."

This work is devoted to the study of hydrogen production using steam methane conversion at nuclear power plants with a HTGR-300 type reactor, as well as the economic feasibility of this project. Tasks that were solved during the study:

1. Based on the study of technology for the joint production of electric energy and hydrogen, select, calculate and justify technical and economic indicators for the construction of nuclear power plants with combined production of electricity and hydrogen in the Nizhny Novgorod region.

2. To identify prospects for the development of hydrogen energy in the world and the country on the basis of data from open sources.

3. To justify the choice of the construction site of this facility based on a study of supply and demand for electric energy and hydrogen.

The work was carried out on the basis of scientific literature and open sources of information, in particular, the projects of the governmental corporation Rosatom.

As a result, calculations were performed showing the economic efficiency of this project, as well as a comparison with an alternative option for the production of hydrogen by electrolysis, recommendations were made to improve the efficiency of the project during its implementation.

The study can be used to justify investment projects for the combined production of electricity and hydrogen based on HTGR.

СОДЕРЖАНИЕ

ВЕДЕНИЕ	8
1. ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСТВА И ВОДОРОДА НА АЭС С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА ПАРОВОЙ КОНВЕРСИИ МЕТАНА.....	10
1.1. Анализ способов получения водорода	10
1.1.1. Получение водорода из природных топлив	10
1.1.2. Получение водорода методом электролиза.....	12
1.1.3. Использование ядерной энергетики для получения водорода	14
1.1.4. Сравнение различных методов производства водорода.....	16
1.2. Обоснование выбора технологии ВТГР	18
1.3. Обоснование выбора паровой конверсии метана	22
2. АНАЛИЗ СПРОСА И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА КОМБИНИРОВАННОГО ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ВОДОРОДА НА ПРИМЕРЕ НИЖЕГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ.....	27
2.1. Исследование рынка электроэнергии	31
2.1.1. Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей Нижегородской области.....	31
2.1.2. Характеристика балансов электрической энергии и мощности	33
2.2. Исследование рынка водорода	41
2.3. Оценка влияния спроса и предложения по электроэнергии и водороду на характеристики АЭС	46
3. РАЗРАБОТКА И ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ АЭС С КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСТВА И ВОДОРОДА	48
3.1. Инвестиционный проект по строительству АЭС с комбинированной выработкой электричества и водорода	49
3.2. Оценка инвестиционного проекта по строительству АЭС с комбинированной выработкой электроэнергии и водорода	54
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	63
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	66
ПРИЛОЖЕНИЕ А	68
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	70
ПРИЛОЖЕНИЕ В	73

ВЕДЕНИЕ

На современном этапе развития технологий актуален вопрос создания экологически чистых источников энергии и производства водорода. Это обуславливается с одной стороны экологической проблемой, определенной в парижской конвенции 2015 года, а с другой стороны проблемой декарбонизации производства водорода. Для отечественной атомной энергетики решение этих проблем является актуальной задачей, так как разработка технологий атомно-водородной энергетики ведется с начала 1970 - х годов, но пока что реализации проектов в этой области не было. Таким образом, ВТГР-300 позволит осуществить комбинированное производство водорода и электроэнергии.

В чем особенность водорода?

- с помощью него возможно аккумулирование энергии;
- водород – отличный энергоноситель и необходимый реагент в химической промышленности;
- можно получать из различного сырья (воды);
- экологически чистый при использовании для получения энергии.

Реализация проекта позволит решить проблемы декарбонизации производства водорода (чистое производство водорода – паровая конверсия метана), и использования различных типов реакторов IV поколения (использование в качестве источника энергии ВТГР).

В качестве площадки для размещения установки была выбрана Нижегородская область. Выбор площадки основывался на факте отсутствия крупных производителей водорода в данном регионе, а также на данных о потреблении водорода близлежащими предприятиями.

Для решения проблемы экологической выработки водорода был выбран метод паровой конверсии в реакционных трубках. Для реализации этого метода требуется высокая температура, что обеспечивается выработкой высокотемпературного теплоносителя с помощью ВТГР.

Цель: обоснование технико-экономических показателей строительства АЭС с комбинированной выработкой электроэнергии и водорода.

Задачи:

1. На основе изучения технологий производства водорода выявить преимущества и недостатки наиболее популярных технологий.

2. Обосновать технико-экономические показатели для реализации объекта по производству водорода в Нижегородской области.

3. На основе анализа спроса и предложения на электроэнергию и водород выявить перспективы развития водородной энергетики в Нижегородской области и обосновать место строительства данного объекта.

4. Рассчитать и обосновать технико-экономические показатели, показатели эффективности и экономические риски строительства АЭС с комбинированной выработкой электроэнергии и водорода.

5. Провести сравнение показателей эффективности производства водорода на АЭС или методом электролиза.

Предмет: технико-экономические показатели комбинированного производства электроэнергии и водорода на АЭС.

Объект: комбинированная выработка электроэнергии и водорода с ВТГР-300.

Методы исследования: изучение и анализ литературы и открытых источников информации, сравнение и синтез информации.

1. ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСТВА И ВОДОРОДА НА АЭС С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА ПАРОВОЙ КОНВЕРСИИ МЕТАНА

1.1. Анализ способов получения водорода

Методики массовой переработки и производства водорода относятся к категории хорошо освоенных (рис. 1), обеспечивая выработку в 50 млн. тонн с ежегодным приростом в 10%. Однако, только 62% всего объема является целевой продукцией, 38% образуются, как побочный результат иных процессов (нефтепереработки, коксования и т.д), в том числе, электролитических (производства перекиси водорода, хлора, хлоратов и каустической соды).



Рисунок 1 – Структура мирового использования сырья для производства водорода

1.1.1. Получение водорода из природных топлив

Производство водорода с использованием ископаемых углеводородов на сегодняшний день является самой распространенной технологией. Позицию основного метода однозначно занимает паровая конверсия метана. Диаграмма на рисунке 1 показывает, что данным способом получают примерно 85% вырабатываемого в мире водорода, благодаря превосходной эффективности процесса (более 80%), высокой отработанности применения в масштабах крупных производств, низкой, по сравнению с аналогами, себестоимости, и развитой логистической структуре транспортировки исходного сырья. Комбинация описанных выше факторов позволяет получать водород с

самой низкой ценой, с возможностью дополнительно ее снизить при увеличении производительности.

Паровая конверсия метана (ПКМ). Паровая конверсия природного газа начала свое активное развитие после окончания Второй Мировой Войны, а на сегодняшний день характеризуется наиболее высокой рентабельностью среди технологий производств водорода, с себестоимостью на уровне 2-5 долл. за кг. водорода. Прогноз перспектив развития предполагает снижение стоимости до 2-2,5 долларов, с учетом затрат на логистику и хранение.

Для повышения экологической безопасности и экономичности технологического процесса Россия, Франция, Япония и США с 1970-х годов проводят исследования по усовершенствованию паровой конверсии метана за счет внедрения в цикл производства высокотемпературного газоохлаждаемого реактора с гелиевым теплоносителем (ВТГР).

Одной из аналогичных ПКМ технологий является *парокислородная конверсия*, при применении которой в активную зону реактора дополнительно поступает кислород, что удорожает установку на 5-10%.

Конкурентным преимуществом парокислородной конверсии, по сравнению, с ПКМ, является передача тепловой энергии напрямую, не сквозь стенку теплообменника, что позволяет применять реактор шахтного типа, а не трубчатого, уменьшая капиталоемкость производства.

В таблице 1 представлено сравнение характеристик ПКМ и парокислородной конверсии.

Таблица 1 – Сравнение характеристик ПКМ и парокислородной конверсии

Характеристика	ПКМ					Парокислородная конверсия				
давление, МПа	2-4					2-4				
температура, °С	750-850					750-1050				
КПД, %	60-65					67-70				
состав синтез-газа, %	H ₂	CO ₂	CO	CH ₄	N ₂	H ₂	CO ₂	CO	CH ₄	N ₂
	75,5	6	17	1,5	~0	71,5	24,4	2,4	1	1

Из таблицы видно, что метод паровой конверсии метана экологичнее, чем парокислородная конверсия.

Газификация угля — наиболее ранний способ массовой выработки водорода. Производство водородной продукции сходно с термическим разложением воды, а применение угля сводится к роли главного энергоресурса и реагента. В случае, если при производстве к водяному пару примешивают кислород – технический процесс превращается в вариацию парокислородной конверсии. Однако, для каждого из вариантов производства характерно использование агрегатов с высокой единичной мощностью и отсутствием ограничений энергопотоков.

Существуют различные методы газификации угля. Температура реакции сильно различается в зависимости от цикла и варьируется от 750 до 1550 °С. При этом процент H_2 в составе синтез-газа колеблется от 23% до 56%, а процент CO – от 7 до 58. Таким образом, количество водорода в получаемом синтез-газе значительно меньше, чем при ПКМ, а вредных выбросов – больше. Следовательно, получение водорода с помощью метода газификации угля является не только менее эффективным, но еще и менее экологичным.

Еще одним методом выработки синтез-газа может стать переработка биомассы и промышленно-бытовых отходов, что, в свою очередь, повысит общую экологичность производственных процессов. Термохимическое разложение биомассы предполагает ее бескислородное нагревание до 770-1070 К, результатом реакции становится образование водорода, метана и оксида углерода.

Существует несколько отработанных методов выделения водорода из синтез-газа: адсорбция, глубокое охлаждение, катализа, диффузии через мембраны, электрохимической конверсии.

Наиболее существенным негативным побочным эффектом при производстве водорода из органических топлив являются выбросы в атмосферу CO_2 в больших количествах. Утилизация последнего предполагает существенные капитальные вложения и эксплуатационные расходы, дополнительно увеличивая цену готовой продукции. Также, в конечном продукте наличествуют примеси CO и CO_2 , повышающие требования к очистительным системам для применения водорода в ряде устройств, таких как: топливных элементах с твердым полимерным или водно-щелочным электролитом.

1.1.2. Получение водорода методом электролиза

Согласно исследованиям ученых, наиболее распространенными технологиями производства водорода в ближайшем будущем останутся таковые с использованием

углеводородов. С другой стороны, недостатки паровой конверсии, заключающиеся в зависимости от ископаемого сырья и низкой экологичности производства, стимулируют развитие способов выработки водорода из воды. Среди них наиболее совместимыми с концепцией атомно-водородной энергетики являются термохимические и термоэлектрические циклы, электролиз.

Электролитическое разложение водяного пара на сегодняшний день представляется технологией с самыми широкими перспективами. Несмотря на это, сегодня таким методом производится около 5% всего объема водорода. Важнейшими конкурентными преимуществами технологиями данного способа являются: высокая экологичность (при условии, что генерация электроэнергии была экологичной), широкий диапазон возможных мощностей генерирующих установок (несколько литров – сотни кубометров в час), относительная простота при эксплуатации, эргономичность, высокая степень очистки конечного продукта, а также побочная выработка газобразного кислорода. Данная технология применяется в основном в странах с высокой долей гидрогенерирующих мощностей в структуре ТЭК. Самые крупные центры производства располагаются в Египет, Индии, Канаде и Норвегии.

Основной статьей затрат при производстве водорода методом электролиза неизменно остаются расходы на электроэнергию, составляющие до 70-90% от общих затрат. Соответственно, увеличение масштаба производства независимо от способа реализации основной вклад в стоимость водорода, производимого методом электролиза (70–90 %), вносят затраты на электроэнергию. Соответственно, увеличение масштаба производства не позволит существенно снизить удельные затраты, в отличие от выработки методом паровой конверсии, а потому, определяющим фактором для электролизера останется его КПД, а не капитальные затраты.

Удельная производительность установки оставляет желать лучшего, так как составляет до 0,5 литра в час, что является еще одним конкурентным недостатком данного метода. Величина выработки не может быть изменена, так как определяется принципиальными особенностями реакций электролитического разложения.

Несмотря на достоинства данного метода производства водорода, в ближайшем будущем его активного использования наблюдаться не будет.

1.1.3. Использование ядерной энергетики для получения водорода

Применяя выработанное на основе ядерной энергии электричество в процессе электролиза возможно разделить водяной пар на водород и кислород. Используя произведенное ядерной энергией электричество, можно, применив электролиз, разделить воду на водород и кислород. Если электролиз производить при помощи высокотемпературного пара, то полученная из ядерного реактора тепловая энергия может заменить часть электричества, и чистая эффективность (отношение произведенного водорода высокого нагрева (ННВ) к затраченной электроэнергии) увеличится. При термохимических циклах разделения воды можно получать всю входную энергию от произведенного в ядерных реакторах тепла, используя комплексные, движимые тепловой энергией химические реакции разложения воды на кислород и водород, и давать эффективность ~50 %.

На сегодняшний день существует не так много вариантов реакторов для производства водорода, а большинство из них находятся на стадии проектирования и прототипов. Одним из проверенных временем и работоспособных вариантов является реактор типа ВТГР и его модифицированные модели. Об этом типе реактора будет подробно рассказано позже.

Низкотемпературный электролиз. Этот метод является полностью доказанной коммерческой технологией, обеспечивающей сейчас 4 % производства водорода в США.

Предел чистой эффективности низкотемпературных систем электролиза, производящих водород при трубопроводных давлениях, составляет ~75%. Если подсоединить установку низкотемпературного электролиза к реактору LWR, производящему электроэнергию с 32 %-м тепловым КПД, то чистая эффективность производства водорода составит 24 %, а для усовершенствованного реактора с 48 %-й тепловой эффективностью она будет равна 36 %. Потеря эффективности и увеличение затрат при использовании двухступенчатого процесса преобразования высокотемпературного тепла в электричество с последующим использованием электричества для получения водорода — существенный негативный аспект низкотемпературного электролиза. При типичных затратах на производство электричества и электролиз стоимость получаемого водорода высока: 4–6 долл./кг или больше. Полезный для применения в малых масштабах, этот способ не может конкурировать с технологией получения водорода из природного

газа, где типичная стоимость водорода равна 1,00–1,50 долл./кг. Там, где доступны большие количества электричества по очень низкой цене, например на ГЭС, низкотемпературный электролиз вполне приемлем. Его можно легко и быстро запускать и останавливать, и с его помощью можно производить пригодный для хранения водород.

Высокотемпературный электролиз. В этом методе пар с температурой ~800 °С разделяется так, что водород и кислород собираются на двух электродах.

Idaho National Laboratory (INL) в сотрудничестве с фирмой Ceramates исследует технические вопросы и проблемы увеличения масштаба, связанные с твердоокисным электролизом, пара. Результаты продемонстрировали эффективное производство водорода в небольших масштабах с рабочими характеристиками, близкими к теоретическим предсказаниям. Исходя из этих предварительных результатов, высокотемпературный электролиз считают жизнеспособным способом производства водорода с использованием ядерной энергии.

Термохимическое разложение воды — это преобразование воды в водород и кислород посредством ряда приводимых в действие теплотой химических реакций.

Как известно, для прямого термического разложения воды на водород и кислород требуется высокая температура на уровне 2500 °С. Однако воду можно термически разложить и при более низкой температуре, около 1000 °С, как этого требует термохимический процесс получения водорода с КПД до 50 %.

Альтернатива реактору типа ВТГР – это концепция STAR. Концепция Безопасного транспортабельного автономного реактора (Secure Transportable Autonomous Reactor — STAR), построенная на основе модульного охлаждаемого свинцом быстрого реактора малой мощности (LFR). LFR со свинцовым теплоносителем и нитридным топливом — это технологический путь к более высокотемпературным системам, позволяющим усовершенствованное преобразование энергии (циклы Брайтона) и в конечном счете — производство водорода посредством термохимического разложения воды. Текущей целью является достижение устойчивой пиковой температуры оболочки 650 °С.

Недостатки технологии Star: малая мощность - 20 МВт электрической, 45 МВт тепловой для модификации SStar; низкая пиковая температура – 650 °С, что ограничивает варианты производства водорода; требует больших модификаций и масштабирования для обслуживания больших городов (Star-LM); нет возможности

использовать реактор для паровой конверсии метана (используется термохимическое разложение воды, которое является гораздо более дорогостоящим способом).

1.1.4. Сравнение различных методов производства водорода

Водород может быть получен различными путями с использованием широкого диапазона технологий. Некоторые из них используют установившиеся промышленные процессы, тогда как другие находятся еще на лабораторной стадии; некоторые могут вводиться немедленно для развития системы снабжения водородом; другие требуют значительных исследований и развития (табл. 2,3).

Таблица 2 – Сравнение методов получения водорода

Технология получения водорода	Преимущества	Недостатки
Электролиз	Устоявшаяся и коммерчески доступная технология; детально изученный промышленный процесс, допускающий модуляцию; высокая чистота конечного продукта, удобен для получения H ₂ от воспроизводимых энергоисточников, компенсирует периодическую природу некоторых ВИЭ	Высокие энергозатраты, конкуренция с прямым использованием возобновляемой электроэнергетики
Конверсия углеводородов	Хорошо изучен в больших масштабах; широко распространенный процесс; низкая стоимость продукта	Маломасштабные устройства не имеют коммерческого значения; конечный продукт содержит примеси, требуется газоочистка; выбросы CO ₂ ; первичное топливо может использоваться непосредственно
Газификация твердого горючего и биомассы	Технология хорошо изучена для тяжелых углеводородов в больших масштабах; может быть использована для твердых и жидких топлив; продемонстрирована газификация биомассы	Маломасштабные устройства редки; конечный продукт требует интенсивной очистки перед использованием; конкуренция с синтетическими топливами из биомассы и угля

Продолжение таблицы 2

Газификация твердого горючего и биомассы	Технология хорошо изучена для тяжелых углеводородов в больших масштабах; может быть использована для твердых и жидких топлив; продемонстрирована газификация биомассы	Маломасштабные устройства редки; конечный продукт требует интенсивной очистки перед использованием; конкуренция с синтетическими топливами из биомассы и угля
Термохимические и комбинированные циклы	Принципиально возможно производство больших объемов при низкой стоимости и без выброса парниковых газов для тяжелой промышленности и транспорта	Процесс сложен, еще не имеет коммерческого значения, требуются долговременные исследования (порядка 10 лет) материалов, усовершенствования химической технологии; требуется высокотемпературный ядерный реактор (ВТЯР) или солнечные концентраторы
Биохимические процессы	Потенциально большой ресурс	Малая скорость накопления водорода; требуются большие площади; наиболее подходящие объекты еще не найдены

Таблица 3 – Стоимость тонны товарного водорода при крупномасштабном производстве различными методами

Процесс производства водорода	Источник энергии	КПД, %	Температура, °С	Стоимость, тыс. долл./т
Паровая конверсия	Природный газ	60–75	850–1050	1,2–1,6
Парокислородная конверсия	Природный газ	67–70	850–950	1,1–1,5
Целевое производство на НПЗ	Нефтяные фракции, сухие газы НПЗ	67–70	850–950	2,0–2,6
Из угля	Уголь	60–80	950–1150	2,0–2,4
Щелочной электролиз	Электроэнергия базисная и «провальная»	20–30	100	3,9–5,1
ТПЭ (твердополимерный электролит)		20–36	200	2,5–3,2

Продолжение таблицы 3

Щелочной электролиз	Электроэнергия от солнечных ЭС и ВЭУ	≥ 7 ≥ 10	100	7–10 10–30
Высокотемпературный электролиз	Электроэнергия и теплота от АЭС	40–42	750-1050	2,3–3,5
Термоэлектрохимические циклы	Электроэнергия и теплота от ВТГР	35–45	850	1,6–6,7
Термохимические циклы		≥ 50	850–1050	1,5–7,4
Биохимические процессы	Солнечная энергия	10<	35-70	>12

Стоимость газообразного водорода определяется затратами на исходное сырье и энергетику, а также методом производства. При производстве водорода из природных топлив его стоимость линейно зависит от стоимости сырья.

Как уже отмечалось, при электролитическом способе получения водорода, его стоимость на 70–90 % зависит от затрат на электроэнергию, т.е. на стоимость водорода влияют параметры электролизёра и цена на электроэнергию (табл. 3).

Высокотемпературные газоохлаждаемые реакторы (ВТГР) могут явиться наиболее экономичным и мощным источником высокого потенциального тепла для производства водорода

Влияние цены первичных источников энергии на стоимость водорода можно видеть на следующем примере. Если принять стоимость водорода полученного паровой конверсией за 1, то при замене газа, идущего на сжигание, теплом от реактора получим стоимость 0,8.

Таким образом, наилучшим вариантом комбинированного производства электроэнергии и водорода является использование ВТГР совместно с технологией паровой конверсии метана.

1.2. Обоснование выбора технологии ВТГР

Применение ВТГР в промышленности в качестве энергоисточника для крупномасштабного производства водорода и водородосодержащих энергоносителей позволит в значительной степени решить проблему дефицита углеводородного сырья. Доля этого сегмента рынка атомной энергетики не уступает по масштабу электроэнергетическому применению. По прогнозам специалистов, к 2050 г. может потребоваться создание, по крайней мере, 50–100 четырехблочных атомных энерготехнологических комплексов с общим

объемом производства водорода 25–50 млн т в год для России и внешнего рынка.

У ВТГР есть несколько существенных преимуществ в сравнении с АЭС других типов:

1. Использование химически устойчивого многослойного микротоплива с многочисленными барьерами, препятствующими выходу продуктов деления, повышает безопасность реактора и облегчает решение проблемы нераспространения ядерных материалов.

2. Использование графита в качестве замедлителя, отражателя и основного конструкционного материала активной зоны и отсутствие в ней металлических конструкций, а также применение микротоплива, включаемого в шаровые или призматические тепловыделяющие сборки из графита, позволяют достигать в реакторах ВТГР значительно более высокой температуры, чем на АЭС с реакторами других типов, что позволяет использовать тепло для технологических целей, например, для получения водорода.

3. Высокая температура теплоносителя (850-1000°C) на выходе из активной зоны существенно повышает КПД и экологическую привлекательность ядерной энергетики, в том числе из-за снижения тепловых выбросов в атмосферу, что в свою очередь даёт возможность использовать сухие градирни, а следовательно, размещать АЭС в районах с ограниченными водными ресурсами.

4. В ВТГР могут быть применены различные топливные циклы – как чисто урановый, так и циклы с использованием тория и плутония.

В настоящее время появилась концепция модульных ВТГР. Основными преимуществами модульной концепции являются:

1) возможностью отвода остаточных тепловыделений через боковую поверхность реактора к системе охлаждения шахты только за счёт естественных процессов;

2) серийное изготовление корпусов и основного оборудования;

3) значительно меньшие сроки сооружения в сравнении с АС с корпусами из ПНЖБ [1, с. 26].

Модульность реакторов типа ВТГР предполагает разделение на установки на несколько блоков: блок активной зоны, блок преобразования энергии, соединённых между собой горячим газоходом.

В связи с тем, что назначением ВТГР является получение высокотемпературной тепловой энергии и температура теплоносителя может достигать 1000 °С, то выбор теплоносителя среди всех возможных ограничивается гелием, это объясняется следующими свойствами:

- химической инертностью по отношению к конструкционным материалам;
- отсутствием наведенной активности;
- термической стойкостью;
- радиационной стойкостью;
- маленьким сечением рассеяния и поглощения нейтронов.

Активная зона реактора состоит из шаровых твэлов. Шаровой твэл представляет из себя шар, состоящий из сердечника выполненного из смеси графитового порошка (матричного графита) и микротвэлов и оболочки из графита.

Кроме того, реактор ВТГР является представителем одной из шести концепций реакторов будущего, принятых по результатам форума GIF 2002 года. Это реактор IV поколения, поэтому он имеет высокий уровень безопасности, обеспечивающийся следующими особенностями:

1. Шаровые твэлы TRISO. Суть заключается в том, что радиоактивное топливо, в данном случае оружейный плутоний, с диаметром всего 0,5 мм является ядром твэла с диаметром 60 мм. Это ядро изолировано от внешней среды слоями из углерода, пиролитического графита и карбида кремния. Такая конструкция позволяет использовать минимальное количество делящегося вещества, а также позволяет сдерживать продукты деления внутри любое количество времени, тем самым отвечает международным рекомендациям МАГАТЭ по безопасности.

2. Охлаждение активной зоны в случае аварии происходит за счёт естественных процессов отвода остаточного тепловыделения через боковую стенку реактора.

3. РУ работает с отрицательным эффектом реактивности, что исключает возникновение резкого разгона реактора.

4. Теплоноситель, представленный гелием, обладает очень низкой активацией, проходя через активную зону. Также важно отметить, что данный реактор направлен на выработку электроэнергии с помощью газотурбинной установки (ГТУ) [7].

Для получения Ne высокой температуры используется ВТГР тепловой мощностью 600 МВт. Отличительная особенность ВТГР – использование топлива TRISO, расположенного в виде свободнележащих шариков. Плотное ядерное топливо инкапсулировано внутри чрезвычайно мелких капсул/микротвэлов, TRISO, из углерода или карбида кремния диаметром менее 1 мм. Такая технология располагает к безопасному удержанию топлива и продуктов

деления во время работы, а также совершенно не требует воды или активной системы охлаждения для хранения ОЯТ.

На рисунке 2 представлена схема реактора ВТГР с шаровыми ТВЭлами.

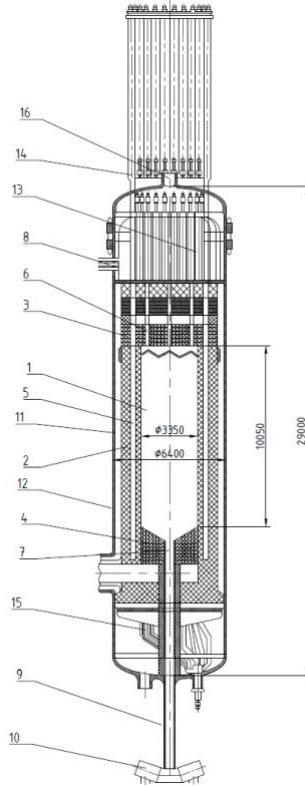


Рисунок 2 – Эскиз реактора ВТГР с шаровыми ТВЭлами

1 – а.з., 2,3,4 – боковой, верхний нижний отражатель соответственно; 5 – поглощающий стержень СУЗ; 6 – загрузочные каналы; 7 – разгрузочный канал; 8 – трубопроводы системы разгрузки; 9 – трубы выгрузки ТВЭлов; 10 – механизм выгрузки; 11 – обечайка а.з.; 12 – корпус реактора; 13 – загрузочные ёмкости шаровой компенсации реактивности; 14 – стойки приводов СУЗ; 15 – трубопроводы системы шаровой компенсации реактивности; 16 – центральный люк.

Заданная тепловая мощность реактора составляет 600 МВт.

В реакторе ГТ-МГР возможна замена активной зоны с призматическими ТВС на активную зону с применением шаровых твэлов. Такое изменение даёт ряд преимуществ, а именно увеличивает коэффициент использования установленной мощности, т. к. перегрузка топлива происходит прямо во время работы реактора без необходимости его отключения, а также избавляет от установки перегрузочной машины, что уменьшает стоимость установки.

1.3. Обоснование выбора паровой конверсии метана

В настоящее время крупнотоннажное производство водорода и водородосодержащих продуктов осуществляется в мире в основном путем паровой конверсии природного газа-метана. В этом случае около половины исходного газа расходуется на проведение эндотермического процесса паровой конверсии. Кроме того, сжигание природного газа приводит к загрязнению окружающей среды продуктами его сгорания. С целью экономии газа и снижения нагрузки на окружающую среду была разработана технологическая схема паровой конверсии метана с подводом тепла от высокотемпературного гелиевого реактора. Ядерная технологическая часть комплекса при проведении паровой конверсии метана аккумулирует тепло, получаемое от высокотемпературного реактора, синтез-газ транспортируется к централизованному потребителю тепла, где в метанаторе проводится обратная реакция с выделением тепла. Это тепло передается распределенному потребителю в виде горячей воды и/или пара.

Паровая конверсия — получение чистого водорода из лёгких углеводородов, в нашем случае из метана, путём каталитической конверсии углеводородов в присутствии водяного пара.

Процесс паровой конверсии углеводородов осуществляют в вертикальных реакционных трубах, являющимися важнейшим элементом установки риформинга. Парогазовая смесь, поступающая в реакционные трубы, образовывается после смещения пара, поступающего из парогенератора, и метана. Нагрев смеси метана и водяного пара в установке риформинга для H_2 осуществляется гелием из реактора. Для обеспечения температуры конвертированного газа на выходе 800-830 °С, необходимо нагревать стенки труб до температуры в 900-930 °С, поэтому температура He, поступающего в реактор для H_2 , поддерживается на уровне 950 °С [6].

Высокотемпературный He используется не только в установке для риформинга, но также и в производстве электроэнергии, в том числе на собственные нужды. На выходе из реактора часть He идет в турбину,

расположенную на одном валу с генератором и компрессором. Тем самым, часть энергии с турбины идет на работу компрессора, а часть на выработку электроэнергии, предназначенную как для собственных нужд станции, так и для отпуска потребителям. На выходе из турбины He имеет давление 2,2 МПа и температуру 590 °С. Рекуператор состоит из двух частей, во вторую из которых далее поступает He. В этой части рекуператора он смешивается с He из установки для риформинга, и в результате этот He охлаждается до 120 °С. В связи с достаточно высокой температурой He перед компрессором, он дополнительно охлаждается в холодильнике, достигая температуры 26 °С. Далее он сжимается в компрессоре и подается в первую часть рекуператора, подогреваясь в нем до 450 °С (рисунок 3).

При использовании метода паровой конверсии углеводородов в реакционных трубках, для получения 1 тонны водорода необходимо приложить 180-230 млн кДж теплоты.

Из-за особенностей потребления региона и экономического эффекта наиболее оптимальным вариантом распределения тепловой мощности является 2 к 1. Таким образом, для выработки электроэнергии было принято 200 МВт (тепловых). Тогда количество электроэнергии, отпускаемой потребителям составит 86,5МВт ээ.

А для производства водорода используется 400 МВт (тепловых). Масса водорода, вырабатываемая РУ за год составит 50 021 т/год.

Основные этапы процесса ПКМ:

1. Паровой риформинг.
2. Утилизация тепла для генерации пара.
3. Конверсия CO.
4. Очистка водорода с помощью короткоциклового адсорбции

(КЦА).

Риформинг

Сырьевой газ смешивается с перегретым паром. Далее, эта смесь проходит по катализаторным трубам в печи риформинга, обогреваемой гелием.

В трубах установки риформинга углеводороды и пар дополнительно нагреваются в присутствии катализатора, с получением водорода, углекислого газа, угарного газа. Горячий технологический газ выходит из трубок с катализатором установки риформинга при температуре около 850°С и поступает в парогенератор отходящих продуктов установки риформинга, где производится пар для процесса, а температура на выходе регулируется согласно заданной температуре на входе в блок конверсии CO.

Конверсия CO

Из парогенератора отходящих продуктов установки риформинга технологический газ выходит с температурой около 340°C и поступает в емкость преобразовательного конвектора. В конвертере происходит реакция пара и угарного газа в присутствии катализатора с образованием водорода и углекислого газа.

К моменту выхода из конвертера температура газа увеличивается приблизительно на 70°C. Технологический газ выходит из конвертера при температуре около 410°C; выходная температура варьируется в зависимости от производительности установки.

Выходящий из конвертера технологический газ поступает в технологическую часть подогревателя сырья, где технологический газ охлаждается, одновременно подогревая сырьевой газ.

Система очистки водорода

Далее сырьевой газ поступает в КЦА. В системе очистки КЦА применяется процесс адсорбции для получения водорода высокой чистоты. В каждом адсорбере находится слой оксида алюминия, углерод и молекулярное сито. Система работает по повторяющемуся циклу из двух этапов: адсорбция и регенерация.

Во время адсорбции технологический газ проходит через емкость адсорбера, где адсорбенты удаляют из него примеси. В конце этапа адсорбции адсорбент насыщается примесями, после чего начинается этап регенерации (снижение давления, продувка и восстановление давления). Полученный остаточный газ собирается в емкости остаточного газа. На выходе из КЦА получаем чистый H₂ [6].

На рисунке 3 представлена принципиальная тепловая схема РУ ВТГР-300 с комбинированным производством водорода и электроэнергии.

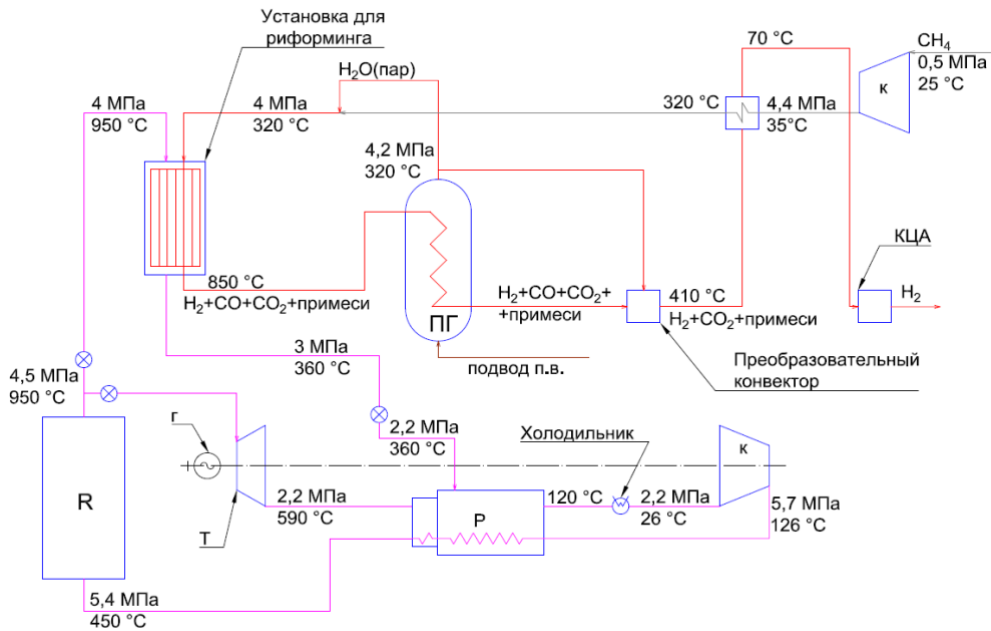


Рисунок 3 – Принципиальная тепловая схема РУ ВТГР-300 с комбинированным производством водорода и электроэнергии

Исходя из проведенного исследования, можно сделать вывод, что комбинированное производство электроэнергии и водорода методом паровой конверсии метана с помощью реактора типа ВТГР позволит решить следующие проблемы:

1) обеспечить энергодефицитный регион электроэнергией в размере 86,5 МВт;

2) производить водород для потребителей в объеме до 50 021 т/год;

3) уменьшить расход природного газа на 40%, что позволит существенно снизить себестоимость продукции, а значит, выиграть в конкуренции на рынке;

4) повысить экологичность процесса в купе с самой низкой на рынке ценой при высокопроизводительном массовом производстве;

5) создать новые рабочие места и привлечь в регион высококвалифицированные кадры.

2. АНАЛИЗ СПРОСА И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА КОМБИНИРОВАННОГО ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ВОДОРОДА НА ПРИМЕРЕ НИЖЕГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ

Для выбора места строительства АЭС с комбинированной выработкой электроэнергии и водорода должны быть учтены несколько факторов:

Дефицит электроэнергии в регионе; развитая химическая, нефтеперерабатывающая и иная промышленность, в производстве продукции которой необходим водород; наличие вблизи водоема, так как вода необходима для технологических процессов; удаленность от крупных поселений; минимально развитая инфраструктура (наличие дорог и небольших поселений, которые в перспективе станут городком для специалистов АЭС), сейсмологическая безопасность.

Таким образом, в качестве места строительства АЭС с комбинированной выработкой электроэнергии и водорода была выбрана Нижегородская область. Конкретное место нахождения представлено на рисунке 4.

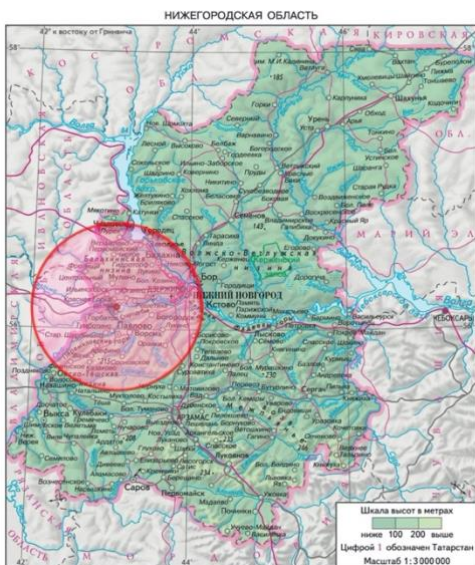


Рисунок 4 – Область эффективных поставок водорода

Нижегородская область занимает территорию в размере 76,6 тыс. кв. км. Численность населения области на 1 января 2020 года составила 3 202 946 человек.

Область является одним из крупнейших субъектов Российской Федерации. В состав Нижегородской области на 1 января 2018 года входило 38 муниципальных районов (административных районов), 14 городских округов, 53 городских поселения и 275 сельских поселения).

Город Нижний Новгород — административный центр области — крупный транспортный узел. Разветвленные водные, железнодорожные, автотранспортные магистрали обеспечивают надежные связи с сырьевыми базами и районами — потребителями производимой в области продукции, а также с крупными культурными центрами.

Область располагает более 31,3 тыс. км автомобильных дорог общего пользования, более 1,2 тыс. км железнодорожных путей. На территории города Нижнего Новгорода находится международный аэропорт. Кроме того, по территории области проходит около 1,1 тыс. км судоходных водных путей. Основной водной магистралью является Волга — крупнейшая река Европы. После создания каскада ГЭС на ней поддерживаются глубины, необходимые для нормального судоходства. Благодаря Волге, ее притоку Оке и системе каналов Нижегородский регион связан водными магистралями со всеми морями, омывающими Европейскую часть России (Балтийским, Белым, Азовским, Черным, Каспийским), а также с Москвой, Санкт-Петербургом, Уралом.

Нижегородская область — один из наиболее экономически развитых индустриальных регионов Российской Федерации.

Промышленность

Объем отгрузки продукции промышленного производства в 2017 году достиг более 1,3 трлн. рублей, индекс промышленного производства — 104,7% к 2016 году, по обрабатывающим производствам — 105,5% к 2016 году.

В Нижегородской области развиты производство нефтепродуктов (26,4% в общем объеме отгрузки продукции обрабатывающих производств), металлургическое производство и производство готовых и металлических изделий (13,9%), производство транспортных средств и оборудования (12,9%), производство пищевых продуктов (6,9%), химическое производство (7,2%) и другие отрасли обрабатывающей промышленности.

Регион является лидером по производству автобусов (74,6% российского выпуска в 2016 году), на его территории сосредоточено

42,2% российского производства грузовых автомобилей, 18,3% стальных труб.

В Нижегородской области работают такие крупнейшие предприятия, как: ООО Автозавод «ГАЗ» и ОАО «ГАЗ» (выпускаемая продукция: грузовые автомобили, автобусы, легковые автомобили); АО «Выксунский металлургический завод» (трубы стальные, сталь); АО «Арзамасский приборостроительный завод» (бортовые системы для летательных аппаратов); Нижегородский авиастроительный завод «Сокол» - филиал АО «Российская самолетостроительная корпорация «МиГ» (авиационная техника военного и гражданского назначения); ПАО Арзамасский машиностроительный завод» (производство военной техники); ПАО «Завод «Красное Сормово» (сухогрузные теплоходы, танкеры); ООО «Павловский автобусный завод» и ПАО «Павловский автобус» (автобусы); АО «Сибур-Нефтехим» (этилен); ООО «Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез» (мазут топочный, бензин автомобильный, дизельное топливо); АО «Нижегородский масло-жировой комбинат» (маргарин, майонез).

Научно-технический потенциал и мощная образовательная база региона обуславливают выдающееся положение региона в рейтинге потенциальных лидеров НИОКР. Прогнозы экспертов свидетельствуют о том, что Нижегородская область занимает 4 место, среди регионов Российской Федерации по инновационному потенциалу, уступая только Москве, Московской области и Санкт-Петербургу.

Структура промышленности Нижегородской области представлена в таблице 4, структура обрабатывающих производств Нижегородской области – в таблице 5.

Таблица 4 – Структура промышленности Нижегородской области

Виды деятельности	Объем отгруженной продукции за 2017 год, млн. руб.	Доля вида деятельности в промышленном производстве, %
Добыча полезных ископаемых	939,7	0,1
Обрабатывающие производства	1 180 501,3	90,5
Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	97 233,4	7,5

Продолжение таблицы 4

Водоснабжение; Водотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	25 854,2	2,0
---	----------	-----

Таблица 5 – Структура обрабатывающих производств Нижегородской области

Виды деятельности	Объем отгруженной продукции за 2017 год, млн. руб.	Доля вида деятельности в обрабатывающих производствах, %
Производство кокса и нефтепродуктов	312 174,9	26,4
Металлургическое производство	164 506,7	13,9
Производство автотранспортных средств, прицепов и полуприцепов	152 699,4	12,9
Производство готовых металлических изделий, кроме машин и оборудования	90 582,3	7,7
Производство химических веществ и химических продуктов	84 627,3	7,2
Производство пищевых продуктов	80 978,7	6,9
Производство компьютеров, электронных и оптических изделий	60 488,9	5,1

Сельское хозяйство

Объем производства продукции сельского хозяйства в 2017 году сложился на уровне 76,1 млрд. рублей (темп роста к 2016 году – 100,2% в сопоставимых ценах).

За 2017 год в нижегородских хозяйствах всех категорий сельхозпроизводителей произведено 142,9 тыс. тонн скота и птицы на убой в живом весе (темп роста 94,3% к 2016 году), 602 тыс. тонн молока (100,6%), 1366,2 млн. шт. яиц птицы (100,3%), валовой сбор зерна (в весе после доработки) составил 1324 тыс. тонн (117,4%), сахарной

свеклы собрано 308,3 тыс. тонн (156,3%), картофеля – 894,1 тыс. тонн (101,3%), овощей – 351,8 тыс. тонн (97%).

2.1. Исследование рынка электроэнергии

Исследование рынка электроэнергии Нижегородской области позволит сделать вывод о том, является ли данный регион подходящей площадкой для строительства АЭС с ВТГР, а также поможет в определении пропорции распределения тепловой мощности станции между производством электроэнергии и водорода.

2.1.1. Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей Нижегородской области

Энергосистема Нижегородской области входит в состав объединенной энергетической системы Средней Волги, располагающейся на территории Приволжского федерального округа и включающей, помимо Нижегородской области, энергосистемы восьми субъектов Российской Федерации: Пензенской, Самарской, Саратовской и Ульяновской областей; республик Чувашии, Марий Эл, Мордовии и Татарстана.

Функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Нижегородской области, а также на территории Республики Марий Эл и Чувашской Республики – Чувашии осуществляет Филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистем Нижегородской области, Республики Марий Эл и Чувашской Республики – Чувашии» (Нижегородское РДУ).

Зона охвата централизованным электроснабжением составляет 100% от суммарной площади Нижегородской области.

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Нижегородское ПМЭС осуществляет на территории региона передачу электрической энергии по Единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС). В эксплуатации Нижегородского ПМЭС находятся 2 631,3 км линий электропередачи напряжением 220-500 кВ (по цепям), 25 подстанций напряжением 220-500 кВ общей трансформаторной мощностью 10 340,3 МВА.

На территории Нижегородской области осуществляют деятельность 47 организаций, оказывающих услуги по передаче электроэнергии по электрическим сетям на территории Нижегородской области (территориальных сетевых организаций). К наиболее крупным из них относятся:

- филиал «Нижновэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»,
- ООО «Специнвестпроект»,

- АО «Верхне-Волжская энергетическая компания»,
- ООО «ЗЕФС–ЭНЕРГО»,
- ООО «Электросети»,
- АО «Саровская Электросетевая Компания»,
- ООО «ЛУКОЙЛ–ЭНЕРГОСЕТИ»,
- ЗАО «Транссетьком-Волга»,
- АО «Свет»,
- Горьковская дирекция по энергообеспечению филиала «Трансэнерго» ОАО «РЖД»,
- АО «Электросетевая компания»,
- МУП «Выксаэнерго»,
- филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго»,
- ООО «Павловоэнерго».

Большая часть электрических сетей с классом напряжения 0,4-110 кВ находится в собственности ПАО «МРСК Центра и Приволжья» – единой операционной компании с центром ответственности в г. Нижний Новгород, являющейся основным поставщиком услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению к электросетям во Владимирской, Ивановской, Калужской, Кировской, Нижегородской, Рязанской и Тульской областях, а также в Республике Марий Эл и Удмуртской Республике.

На территории Нижегородской области осуществляют деятельность на розничном рынке по продаже электрической энергии около 25 организаций, в том числе четыре гарантирующих поставщика:

- АО «Волгаэнергосбыт»,
- АО «Обеспечение РФЯЦ–ВНИИЭФ»,
- ООО «Русэнергосбыт»,
- ПАО «ТНС энерго Нижний Новгород».

К крупным генерирующим компаниям, осуществляющим деятельность на территории Нижегородской области, относятся:

- Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» (в составе трех ТЭЦ),
- АО «Волга» (Нижегородская ГРЭС),
- ООО «Автозаводская ТЭЦ» (входящая в состав группы компаний АО «ВолгаЭнерго», управляемая холдингом ООО «ЕвроСибЭнерго»),
- Филиал «Нижегородская ГЭС» ПАО «РусГидро»,
- АО «Саровская Генерирующая Компания»,
- ТЭЦ ФКП «Завод им. Я.М. Свердлова».

Отчетная документация от 1 января 2018 года свидетельствует о том, что в комплекс генерирующих предприятий Нижегородской

области входят шесть ТЭЦ общего пользования с установленной тепловой мощностью 5401,1 Гкал/ч и электрической - 2235 МВт, гидроэлектростанция с установленной мощностью 520 МВт, «Завод им. Я.М. Свердлова» - ФКП блок-станции, электрической мощностью 36 МВт, и мини-ТЭЦ установленной тепловой и электрической мощностью 12,106 Гкал/ч и 3,552 МВт соответственно, принадлежащих ОАО «Инженерный центр». Сетевое хозяйство представляет собой 205 распределительных устройств и трансформаторных подстанций с классом напряжения 110-500 кВ, а также 397 ЛЭП с аналогичным классом напряжения.

Общая установленная электрическая и тепловая мощность электрических станций на начало 2018 года составляет 2792,53 МВт и 6003,21 Гкал/ч соответственно.

В приложении А представлена общая характеристика генерирующего оборудования Нижегородской области. Данные показывают, что оборудование объектов генерации, в большей своей части, было введено в эксплуатацию в 50-70 годах XX века, и именно на их долю приходится большая часть нагрузки. Такие технологии и оборудование подверглись моральному и физическому износу, а значит, неэффективны и не надежны на сегодняшний день, их использование приводит к перерасходу топлива и ограничению производственных возможностей.

2.1.2. Характеристика балансов электрической энергии и мощности

В соответствии с проектом Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2018-2024 годы потребление электроэнергии в энергосистеме Нижегородской области в 2022 году прогнозируется в размере 21,147 млрд. кВт*ч.

Среднегодовой темп прироста потребления электроэнергии в период 2018-2022 годов прогнозируется на уровне 0,4%.

В таблице 6 приведен прогноз динамики потребления электроэнергии энергосистемы Нижегородской области на перспективу по данным проекта Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2018–2024 годы.

Таблица 6 – Электропотребление Нижегородской области на перспективу [11]

	2017 (факт)	2018	2019	2020	2021	2022
Электропотребление, млн.МВт*ч	20,7	20,8	21,0	21,1	21,1	21,2
Абсолютный прирост электропотребления, млн.кВт*ч	603	42	190	97	19	64
Прирост электропотребления, %	3,0	0,2	0,9	0,5	0,1	0,3

В таблице 7 представлены прогнозные значения максимума потребления электроэнергии региональной энергосистемы Нижегородской области по расчетам Схемы и программы развития ЕЭС Российской Федерации с 2018 по 2024 год. Результаты демонстрируют восходящий тренд потребления мощности.

Таблица 7 – Максимум потребления электрической мощности энергосистемы Нижегородской области на перспективу [11]

Показатель	2017 (факт)	2018	2019	2020	2021	2022
Максимум потребления мощности базовый вариант, МВт	3373,9	3431	3461	3466	3478	3485
Прирост максимума потребления мощности, %	-2,0	1,7	0,9	0,1	0,3	0,2

С учетом тенденции по увеличению потребления электроэнергии в Нижегородской области, а также износом генерирующего оборудования, государственными органами рассматривается ряд мероприятий по перевооружению генерирующих мощностей.

При разработке предложений по развитию генерирующих мощностей в Нижегородской области были использованы:

– проект Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2018–2024 годы;

– данные, имеющиеся в распоряжении министерства энергетики и ЖКХ Нижегородской области, в том числе предложения энергокомпаний, функционирующих на территории региона;

– Схема и программа развития электроэнергетики Нижегородской области на 2017–2021 годы, утвержденная постановлением Правительства Нижегородской области от 28 апреля 2017 № 276.

Анализ вышеперечисленных материалов показывает, что предложения по развитию энергоисточников направлены на надежное электро- и теплоснабжение потребителей Нижегородской области.

Модернизация генерирующих технологий на ТЭЦ Нижегородской области была исторически определена планами перспективного развития региона и соответствующего повышения спроса на электро- и теплоэнергию, а также моральным и физическим устареванием основного производственного оборудования электростанций.

Проведение модернизационных мероприятий на ТЭЦ, использующих газ, предполагает замену устаревшего оборудования на парогазовые и газотурбинные установки.

В таблице 8 представлена динамика изменения установленной электрической мощности региональной энергосистемы Нижегородской области на период 2018-2022 годов с поправкой на замену, реконструкцию, модернизацию и перемаркировку до данным СиПР ЕЭС Российской Федерации на 2018–2024 годы.

До конца 2022 года в указанной энергосистеме с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации предполагается вывести 58,5 МВт. При этом, дефицит мощностей будет увеличиваться с каждым годом.

В Таблице 9 рассмотрен баланс электрической мощности региональной энергосистемы в соответствии с данными СиПР ЕЭС Российской Федерации на 2018-2024 годы, оставленный на основе прогнозируемых темпов роста потребления электроэнергии и мощности и предполагаемым комплексом мероприятий по модернизации устаревших и вводу новых генерирующих мощностей

Таблица 8 – Изменение установленной мощности электростанций энергосистемы Нижегородской области с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке [11]

Показатель	2017 (факт)	2018	2019	2020	2021	2022
Установленная мощность на конец года, МВт в том числе по электростанциям :	2794,55	2794,5	2719,55	2753,55	2736,05	2736,1
1.Держинская ТЭЦ	565	565	565	565	565	565
2.Новогорокская ТЭЦ	557	557	557	557	557	557
3.Сормовская ТЭЦ	350	350	350	350	350	350
4.Нижегородская ГРЭС	112	112	112	112	112	112
5.Автозаводская ТЭЦ	580	580	505	505	480	480
6.Саровская ТЭЦ	71	71	71	105	105	105
7.Нижегородская ГЭС	520	520	520	520	527,5	527,5
8.ТЭЦ ФКП «Завод имени Я.М. Свердлова»	36	36	36	36	36	36
9.ТЭЦ ОАО «Инженерный центр»	3,552	3,552	3,552	3,552	3,552	3,552
Вводы мощности, МВт	0	0	0	50	7,5	0
Выводы мощности, МВт	0	0	75	16	25	0
Прирост мощности, МВт	12,252	0	-75	34	-17,5	0
Ограничения мощности*	7,29	44,70	44,70	44,70	44,70	44,70
Располагаемая мощность*	2775,01	2749,86	2674,86	2708,86	2691,36	2691,4
Потребление энергосистемы*	3373,90	3431	3461	3466	3478	3485
Дефицит мощности*	-598,89	-681,14	-786,14	-757,14	-786,64	-793,6

* за 2017 год приведены значения на час максимума энергосистемы.

Таблица 9 – Баланс мощности энергосистемы Нижегородской области по данным проекта Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2018–2024 годы [11]

Показатели	2017 (факт)	2018	2019	2020	2021	2022
ПОТРЕБНОСТЬ						
Электропотребление, млн. кВт*ч (П)	20735	20777	20967	21064	21083	21147
Максимум нагрузки, тыс. кВт	3373,9	3431	3461	3466	3478	3485
ПОКРЫТИЕ						
Установленная мощность электростанций на конец года, тыс. кВт, в том числе*:	2782,3	2794,552	2719,552	2753,552	2736,052	2736,052
ТЭС	2262,3	2274,552	2199,552	2233,552	2208,552	2208,552
ГЭС	520	520	520	520	527,5	527,5
Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии	0	0	0	0	0	0
Ограничения мощности на час максимума нагрузки, тыс. кВт, в том числе:	7,29	44,7	44,7	44,7	44,7	44,7
ТЭС	7,29	27,36	27,36	27,36	27,36	27,36
ГЭС	0	17,34	17,34	17,34	17,34	17,34

Продолжение таблицы 9

Располагаемая мощность на час максимума нагрузки, тыс. кВт, в том числе:	2775,01	2749,86	2674,86	2708,86	2691,36	2691,36
ТЭС	2255,01	2247,19	2172,19	2206,19	2181,19	2181,19
ГЭС	520	502,66	502,66	502,66	510,16	510,16
Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии	0	0	0	0	0	0
Получение мощности - ВСЕГО, тыс. кВт	1805,46	681,14	786,14	757,14	786,64	793,64
Избыток (+)/дефицит (-) мощности, тыс. кВт	-1805,46	-681,14	-786,14	-757,14	-786,64	-793,64

* за 2017 год приведены значение на час максимума энергосистемы.

В таблице 10 представлен баланс электроэнергии энергосистемы Нижегородской области по данным проекта Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2018–2024 годы.

Таблица 10 – Баланс электроэнергии энергосистемы Нижегородской области [11]

Показатели	2017 (факт)	2018	2019	2020	2021	2022
Электропотребление, млн. кВт*ч (П)	20735	20777	20967	21064	21083	21147
Выработка, млн. кВт*ч (В) в том числе по видам электростанций:	10308	10075	10182	10586	10644	10635
ТЭС	8059	8599	8672	9076	9134	9125
ГЭС	2249	1476	1510	1510	1510	1510
Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии	-	-	-	-	-	-
Сальдо перетоков электроэнергии, млн. кВт*ч (П–В)	10427	10702	10785	10478	10439	10513

Полное удовлетворение региона в электроэнергии и мощности достигается с помощью собственных генерирующих мощностей, состоящих из ТЭС и Нижегородской ГЭС, покрывающих не более 50% энергопотребления, и массовых перетоков энергии из соседних региональных энергосистем по ЛЭП, принадлежащим ПАО «ФСК ЕЭС».

Собственный максимум нагрузки энергосистемы в 2018 году составил 3431 МВт, в 2019 году 3461 МВт, продемонстрировав увеличение в размере 0,87%. При этом за рассматриваемый период наибольшая собственная нагрузка энергосистемы по прогнозу будет зафиксирована в 2022 году и составит 3485 МВт.

Нижегородская область по сравнению с другими субъектами Российской Федерации, также не имеющими собственных запасов нефтегазовых и угольных топливно-энергетических ресурсов, имеет схожую энергетическую инфраструктуру.

Общие для топливно-энергетического хозяйства региона особенности состоят в следующем.

Нижегородская область не обладает собственными первичными энергоресурсами (кроме торфа и древесины) и имеет

практически монотопливный баланс, доля газа в котором составляет около 80%. Данный факт предъявляет повышенные требования к обеспечению надежности газоснабжения региона и требует разработки мероприятий, способствующих обеспечению энергетической безопасности.

Генерирующие мощности Нижегородской области состоят, в основном, из морально и физически устаревших энергоагрегатов, запущенных в 60-70 годах 20 века, обладающих пониженной надежностью, эффективностью работы производственными возможностями систем, увеличивающими удельный расход топлива.

Теплоснабжение региона, а также монотопливный характер энергобаланса обуславливают сильную взаимозависимость режимов работы систем электро-, тепло- и газоснабжения и требуют совместного рассмотрения вопросов их развития.

Линии электропередачи 500 кВ: ВЛ 500 кВ Владимирская – Радуга Южная, ВЛ 500 кВ Владимирская – Радуга Северная, ВЛ 500 кВ Арзамасская – Радуга Северная, ВЛ 500 кВ Арзамасская – Радуга Южная, ВЛ 500 кВ Арзамасская – Осиновка, ВЛ 500 кВ Вешкайма – Осиновка, ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Луч, ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Нижегородская, ВЛ 500 кВ Луч – Нижегородская, ВЛ 500 кВ Чебоксарская ГЭС – Нижегородская, образующие межсистемные транзиты ОЭС Центра с ОЭС Средней Волги, служат источниками для покрытия дефицита мощности энергосистемы Нижегородской области и обеспечивают электроснабжение крупных нагрузочных узлов.

Электрические сети напряжением 220 кВ являются радиально–кольцевыми и используются для питания крупных нагрузочных узлов Нижегородской области и отдельных потребителей.

Сеть 110 кВ одновременно является системообразующей и распределительной, используется для осуществления электроснабжения г. Нижнего Новгорода и Нижегородской области.

Существующий дефицит установленных генерирующих мощностей в регионе не оказывает влияния на покрытие собственных потребностей в электроэнергии, так как имеются межсистемные связи, обеспечивающие перетоки электроэнергии из смежных энергосистем.

С целью снижения существующего дефицита собственных генерирующих мощностей Правительством Нижегородской области проводится политика, направленная на строительство новых и модернизацию существующих источников генерации, перевооружение и развитие действующих ТЭЦ с постепенным переходом к парогазовому циклу, а также на развитие когенерации на крупных

2.2. Исследование рынка водорода

Рынок водорода является перспективным, так как в настоящее время имеется большое количество предприятий различных отраслей, использующих водород в своём производственном цикле, к примеру предприятия нефтепереработки, металлургии, находящихся в районе предполагаемого строительства предлагаемого в проекте предприятия по производству водорода.

По прогнозам аналитиков водородная энергетика будет продолжать развиваться в качестве энергоресурса, используемого в повседневной жизни (Рисунок 5). К примеру, в июне 2019 г. Китайская водородная ассоциация (China Hydrogen Alliance) выпустила Белую книгу о китайской водородной энергетике и топливных элементах, согласно которой в краткосрочной перспективе (2020–25 гг.) объем промышленного производства водородной промышленности достигнет 148 млрд. \$, а парк автомобилей на топливных элементах в Китае составит 50 000 с инфраструктурой в виде 200 водородных заправок. В 2026–35 гг. объем промышленного производства в отрасли вырастет до 740 млрд. \$, количество водородных автомобилей достигнет 15 млн., а заправок водорода — 1500 станций. К 2050 г. водород будет составлять 10% от энергопотребления Китая (60 млн. тонн H₂/год), совокупная выручка от производства водорода достигнет 1 480 млрд.\$ [4].

На данный момент рынок Нижегородской области в сфере производства водорода не является консолидированным, что говорит о наличии большого количества мелких производителей, удельные затраты на производство у которых гораздо выше, чем у возможных крупных поставщиков, которые могли бы снизить затраты за счёт эффекта масштаба.

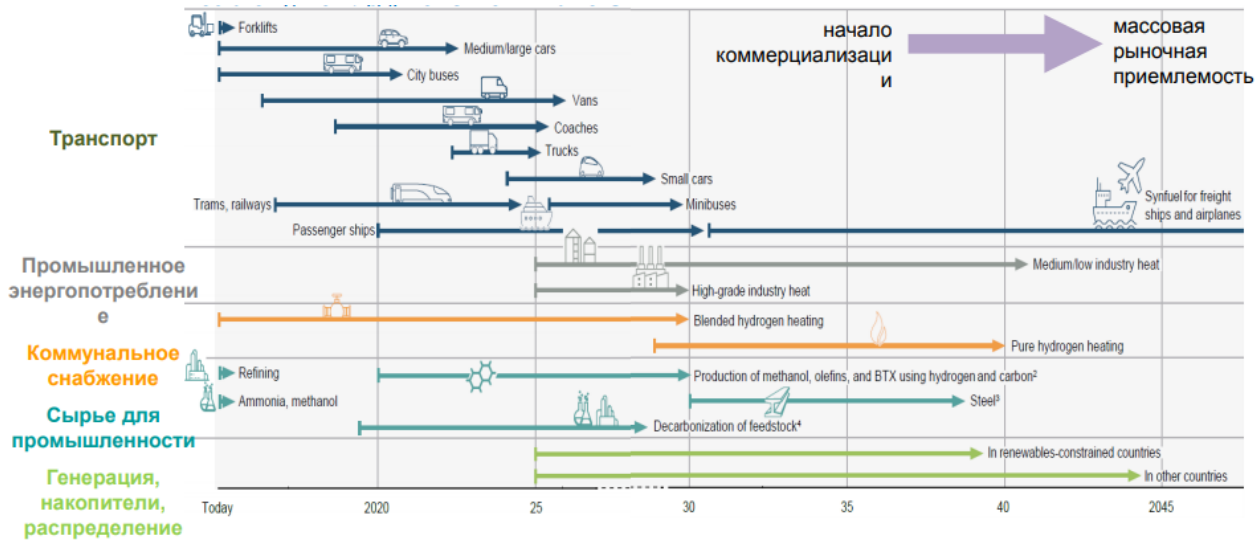


Рисунок 5 – Перспективы развития рынка [5]

При реализации проекта предполагается строительство завода на территории Нижегородской области. Необходимо оценить перспективы по рынкам сбыта готовой продукции: водорода и электроэнергии. Рынок потребления водорода в Нижегородской области представлен в таблице 11. Соотношение по отраслям в данном районе представлено на диаграмме (Рисунок 6).



Рисунок 6 – Структура потребителей водорода

Исходя из найденных данных по структуре потребления водорода в регионе, можно сделать вывод о том, что из-за развитой химической и нефтяной отраслей, потребление водорода так же велико. Из-за отсутствия крупных производителей водорода в данном регионе, предприятия используют закупки у мелких поставщиков, а также строят свои собственные небольшие производства, которые уступают по эффективности атомно-водородному комплексу с ВТГР. В свою очередь, развитие отрасли может открыть перспективы к расширению производства из-за повышающегося спроса на водород, в качестве источника топлива в различных сферах общества.

Таблица 11 – Предприятия потребители водорода на рынке Нижегородской области

<i>Нефтеперерабатывающая промышленность</i>	<i>Металлургическая промышленность</i>	<i>Нефтехимическая промышленность</i>
Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез	Горьковский металлургический завод	Сибур-Приволжье, ОАО «Сибур-Нефтехим»
ООО «Марийский НПЗ»	Борский трубный завод	Сибур-Кстово
Нефтебаза	Нпк-евросталь	Лукойл Нефтебаза Кстово
Товарно-сырьевое производство ООО «Лукойл-Нижегороднефтеоргсинтез»	Дегтярский металлургический завод АВАЛДА	РусВинил
Дельфин-восток	Нижегородская металлургическая компания	
Лукойл нефтебаза Кстово	Мечел-сервис	
Сибур-Кстово	Высунский металлургический завод	
Тосол-Промпэк		
АО «Сибур-Нефтехим» Производство акриловой кислоты и эфиров (ПАКиЭ)		
Волготерм		
Проходная производства		
Теплоэнерго, теплопункт		
ЗАО «ВолгаНефтеХим»		
Нефтемаслозавод «Варя»		
Русойл, Дц		

Помимо представленных в таблице потребителей водорода Нижегородской области, на территории данного региона к 2025 году

будет функционировать первый в России частный космодром компании «КосмоКурс» для туристических полетов в космос. На сегодняшний день в качестве основы для топлива ракет планируется использовать спирт и кислород, для одного запуска необходимо 30 тонн вещества [12]. Но существует вероятность, что в будущем компания может перейти на водородное топливо, так как оно является самым эффективным и проверенным на сегодняшний день. В таком случае, востребованность водорода на данной территории существенно вырастет.

На рисунке 7 изображен график мирового потребления энергии водорода за 2015-2050 гг.

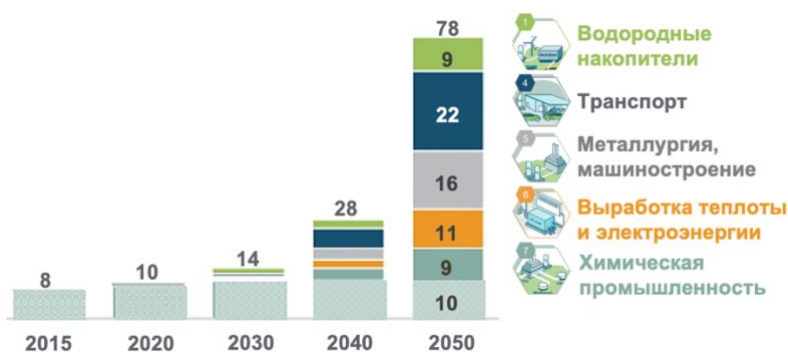


Рисунок 7 – Мировое потребление энергии водорода, ЭДж [5]

1 ЭДж (эксаджоуль) = 10^{18} Дж, что примерно равно сжиганию 7 млн. тонн водорода.

Согласно рисунку 7, водород в мире используется для генерации энергии для транспорта, промышленности и коммунального хозяйства. На водороде может передвигаться абсолютно любой транспорт: самолеты, ракеты, автомобили и даже дроны. Водород в технологических процессах — это черная металлургия, энергетика, химическая и нефтехимическая промышленность. Также водород используется в пищевой и фармацевтической промышленности.

В ближайшем будущем потребление водорода в мире вырастет почти в 8 раз и составит 546 млн. тонн к 2050 году, его применение будет захватывать новые отрасли.

2.3. Оценка влияния спроса и предложения по электроэнергии и водороду на характеристики АЭС

Согласно проведенному исследованию рынка электроэнергетики Нижегородской области, объем потребления электричества с каждым годом растет, при этом лишь около 50% производится генерирующими компаниями данного региона. Оставшуюся часть через линии электропередач получают с соседних территорий, закупив у поставщиков ОРЭМ. Помимо этого, оборудование области, на которое приходится большая нагрузка, морально и физически устарело. Запланированные мероприятия по усовершенствованию генерирующего оборудования не повысят объемов собственной энергии региона, так, спад сальдо перетоков наблюдается только в 2020-2021 годах.

Таким образом, Нижегородская область не является энергодефицитным регионом, однако ее зависимость от «внешних» поставщиков дестабилизирует положение и заставляет подстраиваться под диктуемые условия, что может отрицательно влиять на величину тарифов и стабильную подачу электроэнергии.

Анализ рынка водорода показал, что в ближайшем будущем потребление водорода в мире вырастет почти в 8 раз, его применение расширится и захватит новые отрасли, в том числе, его будут использовать в качестве топлива для генерирующей и других видов промышленности. Данные изменения затронут и рассматриваемый регион, что позволит повысить эффективность работы предприятий, а также снизить большое количество выбросов CO₂ в атмосферу, а значит улучшит экологическую ситуацию области.

На данный же момент в рассматриваемом регионе функционирует около 30 предприятий, использующих водород в своем производственном цикле, но при этом, на территории нет ни одного крупного поставщика H₂. Предприятия самостоятельно производят для себя водород или закупаются у мелких продавцов. Таким образом, стоимость такого водорода намного выше, чем при крупномасштабном производстве, а следовательно, и итоговая продукция предприятий дороже.

Исходя из проведенных анализов, можно сделать вывод, что производство водорода более востребовано для Нижегородской области, следовательно при комбинированном производстве электроэнергии и водорода, большая часть тепловой мощности должна уходить на генерацию H₂. Таким образом, наиболее рациональным будет соотношение 2:1, то есть для производства водорода используется

400 МВт (тепловых), при этом, масса водорода, вырабатываемая РУ за год составит 50 021 т/год, а для выработки электроэнергии было принято 200 МВт (тепловых), тогда количество электроэнергии, отпускаемой потребителям составит 86,5МВт установленной электрической мощности.

Строительство АЭС с комбинированным производством электроэнергии и водорода позволит снизить стоимость обоих продуктов для региона, а также сделает процесс более экологичным, создаст новые рабочие места и привлечет высококвалифицированные кадры, станет основанием для открытия новых учебных заведений и направлений обучения для данного города и области.

3. РАЗРАБОТКА И ОЦЕНКА ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ АЭС С КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСТВА И ВОДОРОДА

Госкорпорация Росатом нацелена на производство водорода в России для сбыта как на внутреннем рынке, так и на внешнем. Для этого специалисты компании разрабатывают и просчитывают различные варианты производства H₂ на базе АЭС. Так, в 2018 году Нижегородская компания ОКБМ Африкантов начала разрабатывать техническое задание на крупнотоннажное производство водорода на базе атомной энерготехнологической станции с высокотемпературным газоохлаждаемым реактором.

Таким образом, рассматриваемая в данной работе технология комбинированного производства рассматривается, как возможный проект Росатома.

Реализация проекта разбита на несколько главных частей:

1. Проектирование и НИОКР.
2. Строительство производственных зданий.
3. Монтаж оборудования и пусконаладочные работы.
4. Выход на проектную мощность.
5. Основной этап функционирования предприятия.
6. Вывод из эксплуатации.

Проект предполагает начало своей реализации в 2020 году с НИОКР и проектирования, которые уточнят стоимость, а также выявят технические особенности проекта. Так же во время этого этапа предполагается принятие конечного инвестиционного решения по проекту. Срок реализации 2020-2024 гг.

Далее наступает этап строительства производственных зданий, коммуникаций, а также различных инфраструктурных объектов, таких как подъезды и дороги. Срок реализации – 8 лет, 2025-2032 гг.

Третий этап предполагает монтаж силовой установки, а также пусконаладочные работы для начала функционирования завода. Длительность составляет 2 года и намечена по плану на 2033-2034 гг.

Следующий этап предполагает начало производства готовой продукции и выход завода на номинальную мощность. Срок реализации – 2035 год

Общее функционирование предприятия рассчитано на 45 лет, 2036- 2079гг.

Затем предполагается вывод из эксплуатации силовой установки. В связи с техническими сложностями при выводе подобных агрегатов из эксплуатации, конечное время выведения задать не

представляется возможным из-за технологического прогресса в течение этого времени, поэтому установлена только дата начала вывода – 2080 г. На рисунке 8 представлена дорожная карта реализации проекта.



Рисунок 8 – Дорожная карта реализации проекта

3.1. Инвестиционный проект по строительству АЭС с комбинированной выработкой электричества и водорода

Итоговое количество необходимых инвестиций составит 68,74 млрд. руб., из них 11,24 млрд. – это НИОКР, которые предполагают составление сметы, технической и проектной документации, бизнес-плана, а также согласование и утверждение необходимых документов; 18,40 млрд. на производственные здания, а также коммуникации, в которые входят затраты на приобретение территории, СМР, строительные и иные материалы, ФОТ рабочих. В нашем проекте предусмотрен газопровод, по которому будет поступать газ для производства водорода. Стоимость строительства отвода к предполагаемому заводу обойдётся в 1,73 млрд. руб. и будет включать в себя прокладку газопроводных труб от магистрального газопровода, разводку по атомному комплексу и подключение к оборудованию по индивидуальному тарифу. Самой большой статьёй затрат в капитальных вложениях является оборудование стоимостью около 37,38 млрд. руб., в которую входят затраты на покупку, транспортировку, монтаж и пусконаладочные работы. Исходя из этого, можно сделать вывод что данное предприятие является капиталоемким. На рисунке 9 представлена структура инвестиций. В приложении Б – таблица Б.1 с расчетом капитальных затрат.



Рисунок 9 – Структура инвестиций

В проекте было принято решение о том, чтобы придерживаться рыночного метода ценообразования, а также цены в 400 руб./кг, что является меньшим показателем по сравнению с рыночной ценой на водород в регионе, равной 880 руб./м³ [13], при условии, что 1 м³ водорода равен 0,0898 кг [14]. Стоимость электроэнергии и электрической мощности взята согласно соответствующим тарифам региона и равны 2,1 руб./кВт [15] и 134,4 тыс. руб. за 1 МВт в месяц для европейской части России [16].

Расчеты производились исходя из обоснованных ранее объемов производства водорода в размере 50 021 т/год и производственной электрической мощности 86,5 МВт, что составляет 1/3 от всей установленной электрической мощности (259,5 МВт).

Структура доходов состоит из 3 статей: реализация электроэнергии и реализация мощности, что характерно для генерирующего предприятия, осуществляющего свою деятельность на ОРЭМ, а также продажа водорода. В приложении Б – таблица Б.2 с расчетом доходов проекта.

При расчете выручки от электричества учитывалось, что АЭС работает в базисной части графика нагрузки, и что в первый год эксплуатации на производство электроэнергии уходит 4100 часов, так как станция выходит на проектную мощность, далее число часов использования меняется в диапазоне от 8200 (что меньше чем число часов в году 8670, так как станция фактически не работает на своей максимальной нагрузке) до 7200, таким образом были учтены колебания коэффициента установленной мощности станции на

производство электроэнергии. Данное число часов умножалось на производственную электрическую мощность (86,5 МВт) и на тариф, с учетом его ежегодного прироста на 3,5 %.

Расчет дохода от реализации мощности производился исходя из цены на мощность за 1 МВт в месяц, с учетом ежегодного прироста на 3 %, умноженной на 12 месяцев и на установленную электрическую мощность станции.

Выручка от реализации водорода рассчитывается исходя из годового объема выработки с учетом его зависимости от отклонения фактического числа часов использования установленной мощности от номинального, а также цены за кг, для моделирования тенденции к приросту цены на водород было использовано несколько множителей, зависящих от периода реализации проекта. Для сценария, указанного в данной работе, среднее значение прироста составило 0,07 %.

На рисунке 10 представлена структура доходов.



Рисунок 10 – Структура доходов проекта

В рассматриваемом проекте основным источником дохода является реализация водорода, составляющая 83,31 % всех доходов инвестиционного проекта, так на его производство уходит 67% установленной электрической мощности (рис.10). Реализация электроэнергии является вторым по значимости доходом компании и составляет 13,19 %. Реализация электроэнергии – 3,5 %.

В приложении Б представлена таблица Б.3 с расчетом эксплуатационных затрат.

При расчете эксплуатационных расходов, также, как и капитальных, учитывались данные проекта по строительству АЭС с

модульными ВТГР тепловой мощностью (4x600) 2400 МВт и производством водорода методом ПКМ, разработанные специалистами для АО «Концерн Росэнергоатом» [5].

Так, самая весомая статья затрат – это расходы на природный газ, которая рассчитывалась как затраты на природный газ одной АЭС, деленные на 4, для того чтобы пересчитать затраты для комплекса тепловой мощностью 600 МВт, и умноженные на 0,67, чтобы учесть использование только 2/3 установленной мощности для производства водорода. Для более точного моделирования реальных условий рынка в данной статье расходов описана тенденция к повышению цен на углеводороды в долгосрочном периоде, в виде повышающего коэффициента, равному 3 % в год.

Затраты на ядерное топливо рассчитывались исходя из того, что реактор способен работать как на уране, так на тории и оружейном плутонии, таким образом, средняя цена на топливо была принята в размере 3500 дол./кг, а потребность в год составила 2300 кг. Также было учтено изменение объемов вырабатываемой электроэнергии.

Заработная плата одного сотрудника составила 125 тыс. руб./мес., а ежегодный прирост – 4 %. ФОТ рассчитан исходя из того, что на станции работают 75 человек и с учетом отчислений во внебюджетные фонды, которые составили 30 % от ФОТ: отчисления в фонд социального страхования – 2,9 %, пенсионный фонд – 22 %, фонд обязательного медицинского страхования – 5,1 %.

Расходы на ремонты рассчитываются, как 20 % от амортизационных отчислений с учетом типичного графика изменений затрат на ремонты для АЭС, а также базисных значений, позволяющих наиболее точно моделировать затраты на ремонты в условиях данного инвестиционного проекта [17].

Амортизация составляет 4 % от балансовой стоимости основных производственных фондов, что с учетом специфики рассматриваемого атомно-водородного комплекса чуть больше, чем ставки для генерирующих предприятий, и рассчитывается линейным методом на 25 лет.

Затраты на энергию для собственных нужд взяты в размере 2,5% от выручки за электроэнергию в соответствующем периоде. Коммунальные затраты – в размере 5 % от основных эксплуатационных затрат комбинированного производства.

Прочие затраты считаются в размере 35 % от амортизации с учетом базисных значений, позволяющих наиболее точно моделировать затраты в условиях данного инвестиционного проекта [17].

Затраты на логистику, которые представляют собой расходы на транспортировку произведенного водорода до потребителя, рассчитываются с учетом объема произведенного за год водорода. Стоимость одной транспортировки составит 8500 руб./т.

Так как рассматриваемое предприятие не относится к льготным категориям промышленных производств, при расчетах были приняты стандартные ставки налога на имущество в размере 2,2 % от балансовой стоимости и налога на прибыль – 20% от разницы между выручкой и расходами.

На рисунке 11 изображена диаграмма, показывающая структуру эксплуатационных расходов проекта.



Рисунок 11 – Структура расходов проекта

В предлагаемом проекте большую часть затрат составляют расходы сырьё для производства водорода (32,88 %) и на топливо (4,47 %) и, а также амортизацию (7,34 %). Общая налоговая нагрузка составляет 40,08 %. Остальные же расходы незначительны и составляют в общей сумме 15,22 %.

Также в данной работе производился расчет инвестиционного проекта по строительству комплекса по производству водорода методом электролиза, рассчитанный также на 60 лет. В таблице В.1 (приложение В) представлен расчет инвестиционного проекта. Объем производства, цена на продукцию, ставки по тарифам были взяты

согласно первому проекту. Строительство комплекса занимает 5 лет и размер капитальных вложений равен 16,25 млрд. руб.

Структура доходов иная, по сравнению с первым проектом – присутствует только одна статья: реализация водорода.

В силу специфики данного метода, самая большая статья в затратах на производство – это электричество (70-90%), так как для производства 1 м³ водорода необходимо 5 кВт*ч (1 м³ H₂ = 89,8 гр.).

Следующая статья расходов – это затраты на воду, которая необходима для осуществления технологического процесса производства водорода. Методом электролиза из одного литра воды можно выделить 111,11 гр. H₂. При расчете использовалась ставка по тарифу на холодную техническую воду в размере 9,5 руб./м³, согласно данным по Нижегородской области [18] (1 м³ воды равен 1000 л) и ежегодный прирост 3,5 %.

Затраты на газ, необходимы для повышения температуры технологического процесса, а значит обеспечения его большей эффективности. Статья ремонты включают затраты на обслуживание электролизеров и текущие и капитальные ремонты.

Оставшиеся статьи расходов рассчитываются аналогично первому проекту.

Таким образом, были рассчитаны два инвестиционных проекта по производству водорода различными методами. Следующий этап – оценка конкурентоспособности каждого из них.

3.2. Оценка инвестиционного проекта по строительству АЭС с комбинированной выработкой электроэнергии и водорода

Для оценки конкурентоспособности в работе были рассмотрены два проекта по производству водорода:

1. Проект с использованием атомно-водородного комплекса с ВТГР и паровой конверсией метана.

2. Проект с использованием электролиза.

Ставка дисконтирования была рассчитана на уровне 10 %, включая в себя прибыль инвестора, риски проекта, а также другие макроэкономические факторы, влияющие на доходность проекта: уровень инфляции составил 3,5 %, ставка альтернативной доходности – 5,5 %, согласно данным ЦБ за 2019 год по государственным бескупонным облигациям сроком на 20 лет, рискованная ставка была взята в размере 1 %, с учетом того, что он будет финансироваться государственной корпорацией.

Дисконтирование отражает тот экономический факт, что сумма денег, которой мы располагаем в настоящий момент, имеет большую

реальную стоимость, чем равная ей сумма, которая появится в будущем. Это обусловлено несколькими причинами, например:

1.Имеющаяся сумма может принести прибыль, например, будучи положена на депозит в банке.

2.Покупательная способность имеющейся суммы будет уменьшаться из-за инфляции.

3.Всегда есть риск неполучения предполагаемой суммы.

Поэтому необходимо дисконтирование, чтобы принять решение о целесообразности вложения средств в данный проект.

Расчет ставки дисконтирования производился по формуле Ирвинга-Фишера (1).

$$(1 + q) = (1 + i_{\text{альтерн}}) * (1 + i_{\text{инфл}}) * (1 + i_{\text{риск}}) \quad (1)$$

где q – ставка дисконтирования;

$i_{\text{альтерн}}$ – ставка альтернативной доходности -средняя доходность по рынку, которая позволяет оценить стоимость утраченной доходности в условиях альтернативного выбора;

$i_{\text{инфл}}$ – снижение покупательской способности денег;

$i_{\text{риск}}$ – вероятность неблагоприятных исходов.

В приложении Б представлена таблица Б.4 с расчетом финансовых результатов первого проекта.

Были рассчитаны показатели экономической эффективности по данным проектам:

1.Внутренняя норма доходности (IRR) – это расчетная ставка доходности, при которой проект выйдет в 0. Данный показатель должен быть больше ставки дисконтирования, чтобы проект считался прибыльным. Расчет данного показателя производится по формуле (2).

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} \quad (2)$$

где t ; n – количество периодов времени;

CF_t – денежные потоки от проекта в момент времени.

2.Чистая приведённая стоимость (NPV) – текущая стоимость будущих денежных потоков инвестиционного проекта, рассчитанная с учетом дисконтирования, за вычетом инвестиций. Для того, чтобы инвестиционный проект можно было признать эффективным, NPV

должен быть больше 0. Расчет данного показателя производится по формуле (3).

$$NPV = \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+r)^i} - \sum_{t=0}^n \frac{IC_t}{(1+r)^t} \quad (3)$$

где i и n - количество лет;
 CF_i – денежный поток за период i ;
 r – ставка дисконтирования;
 IC_i – первоначальные вложения.

3. Индекс рентабельности (PI) – показывает отношение доходов к инвестициям (сколько рублей доходов получено на 1 рубль инвестиций) с учетом временной стоимости денег. Для принятия проекта к реализации, показатель должен быть больше 1. Расчет данного показателя производится по формуле (4).

$$PI = \frac{PV}{I_0} \quad (4)$$

где PV – приведенная стоимость будущих денежных потоков проекта;

I_0 – первоначальные инвестиции в проект.

4. Дисконтированный срок окупаемости проекта (DPBP) – срок окупаемости, учитывающий разную ценность денег при поступлении и выплат во времени (5).

$$DPBP = \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+r)^i} \geq I_0 \quad (5)$$

где n – срок окупаемости;
 i – период времени;
 CF_i – денежные потоки от проекта в момент времени i ;
 r – ставка дисконтирования;
 I_0 – инвестиции в проект.

В таблице 12 представлены экономические показатели 1-го инвестиционного проекта, который заключается в строительстве атомно-водородного комплекса с ВТГР и паровой конверсией метана.

Таблица 12 – Экономические показатели 1-го инвестиционного проекта

Ставка дисконтирования	10,00%
IRR, %	11,40%
NPV, млн. руб.	6 188,87
PI	1,24
DPBP, лет	33

Исходя из представленной выше таблицы 12 можно сделать вывод о том, что проект экономически целесообразен при выбранной ставке дисконтирования, так как внутренняя норма доходности проекта равна 11,4 %, что больше, чем выбранные нами 10 %, приведённая стоимость за время реализации будет равна 6,19 млрд. руб., что является положительным числом, а, как следствие проект принесёт прибыль потенциальным инвесторам. Индекс рентабельности равен 1,24, что означает превышение чистой прибыли проекта над капитальными затратами на 24 %. Дисконтированный срок окупаемости равен 33 годам, что позволяет утверждать о выгодности проекта в целом. Также, в приложении 5 представлена таблица расчета финансовых результатов.

В таблице 13 представлены экономические показатели второго инвестиционного проекта, который предполагает строительство комплекса по производству водорода методом электролиза.

Таблица 13 – Экономические показатели 2-го инвестиционного проекта

Ставка дисконтирования	10,00%
IRR, %	9,73%
NPV, млн. руб.	-493,75
PI	0,96
DPBP, лет	–

Исходя из представленной выше таблицы 13 можно сделать вывод о том, что проект экономически не целесообразен при выбранной ставке дисконтирования, так как внутренняя норма доходности проекта равна 9,73 %, что меньше, чем выбранные нами 10 %, приведённая стоимость за время реализации составит -1,11 млрд. руб., что является отрицательным числом, а, как следствие проект принесёт убыток потенциальным инвесторам. Индекс рентабельности составил 0,96, что означает превышение капитальных затрат проекта над прибылью на 4

%. Проект за весь период не окупит капитальные затраты, поэтому расчёт срока окупаемости не имеет смысла.

По графику сравнения проектов по чистой приведенной стоимости (Рисунок 12) видно, что при любой принятой ставке дисконтирования, проект 1 является более выгодным, с точки зрения вложения средств, так как ставка дисконтирования, при которой чистая приведённая стоимость (NPV) обращается в 0.

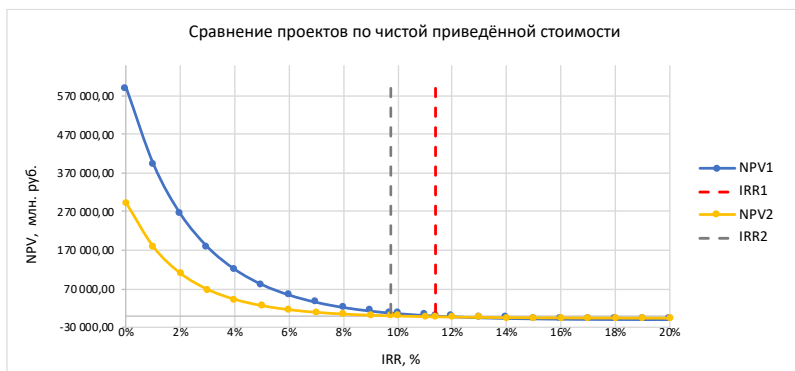


Рисунок 12 – Сравнение проектов по чистой приведенной стоимости

На рисунке 13 изображён график сроков окупаемости проекта в зависимости от используемой ставки дисконтирования. При низких ставках дисконтирования (< 6 %) проект 2 является более выгодным, так как окупается быстрее, чем проект 1. В нашем исследовании принята ставка дисконтирования в 10 %, так как она учитывает риски проекта и желаемую доходность инвестора. При данной ставке, проект 2 не окупается, а проект 1 сможет окупиться за 33 года.

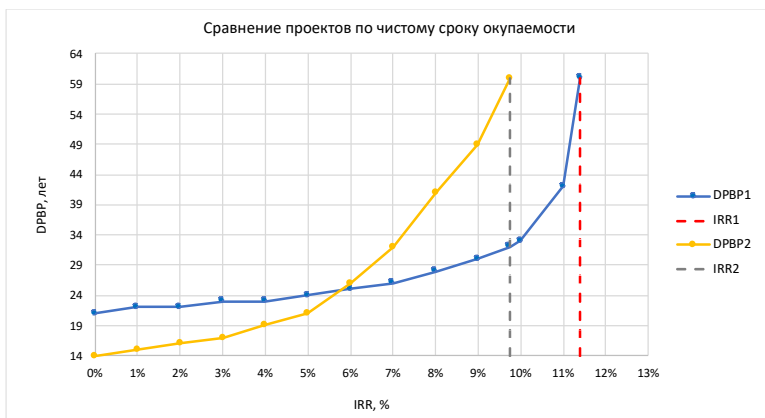


Рисунок 13 – Сравнение проектов по сроку окупаемости

Таким образом, сравнение проекта по строительству АЭС с комбинированной выработкой электроэнергии и водорода и проекта по строительству комплекса по производству водорода методом электролиза, при максимально приближенных друг к другу условиях реализации проектов, позволило сделать вывод о том, что первый проект является не только жизнеспособным и рентабельным, но и более экономически эффективным и с меньшим сроком окупаемости при любой принятой ставке дисконтирования.

Для оценки рисков проекта по производству водорода на АЭС с ВТГР методом паровой конверсии метана, был проведен анализ чувствительности. Самыми влияющими на финансовый результат статьями являются выручка, капитальные вложения, эксплуатационные затраты. Также среди последней стоит отдельно выделить и рассмотреть расходы на природный газ. Анализ проведен при изменении каждого из перечисленных показателей от -30% до $+30\%$ от принятого в работе значения. На рисунке 14 представлено графическое изображение анализа чувствительности проекта, который представляет собой зависимость NPV от изменения каждого из перечисленных показателей.

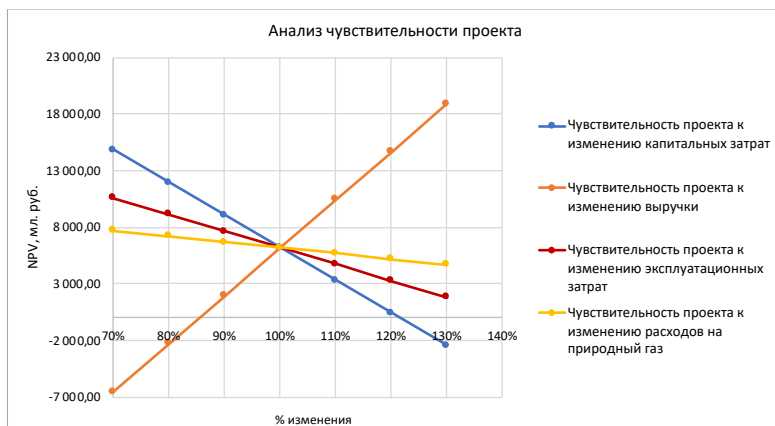


Рисунок 14 – Анализ чувствительности проекта

Анализ чувствительности (рис. 14), показывает, что проект наиболее зависит от изменения выручки. В таблице 14 приведена чувствительность проекта к изменению выручки. Таким образом, при снижении доходов на 15 % проект перестанет приносить прибыль, но в то же время, при увеличении доходов всего на 10 %, NPV увеличится в 1,7 раза. Таким образом, при незначительном увеличении цены на электроэнергию, электрическую мощность и водород, данный проект становится еще более привлекательным.

Таблица 14 – Чувствительность проекта к изменению выручки

% изменения	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%
IRR, %	8,97	9,98	10,87	11,69	12,45	13,14	13,79
NPV, млрд. руб.	-6,55	-2,29	1,95	6,19	10,43	14,67	18,91
PI	0,83	0,996	1,16	1,33	1,50	1,67	1,84
DPBP, лет	-	-	42	35	31	28	27

Проект чувствителен к изменению капитальных затрат (таблица 15), так при их увеличении более чем на 22 % проект не окупится. Однако, в перспективе, при строительстве новых АЭС с комбинированной выработкой электроэнергии и водорода, капитальные затраты, в том числе и затраты на НИОКР, которые составляют более 16 % от них, будут сокращаться, благодаря более отработанным технологиям проектирования и строительства.

Таблица 15 – Чувствительность проекта к изменению капитальных затрат

% изменения	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%
IRR	14,18	13,23	12,41	11,69	11,06	10,50	9,997
NPV, млрд. руб.	14,80	11,93	9,06	6,19	3,32	0,45	-2,42
PI	1,95	1,69	1,49	1,33	1,20	1,09	0,9995
DPBP, лет	26	28	31	35	40	47	-

Проект также чувствителен к изменению эксплуатационных затрат (таблица 16). Но следует отметить, что реакторная установка в качестве топлива может использовать оружейный плутоний, утилизируя таким образом данное вещество из вышедшего из строя или отслужившего свой срок имущества Министерства Обороны. Следовательно, при осуществлении данной инициативы, затраты на топливо для реактора, которые составляют около 5 % от эксплуатационных затрат, могут существенно снизиться, что увеличит чистую приведенную стоимость до 12 %.

Таблица 16 – Чувствительность проекта к изменению эксплуатационных затрат

% изменения	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%
IRR, %	12,44	12,20	11,95	11,69	11,44	11,18	10,92
NPV, млрд. руб.	10,56	9,10	7,65	6,19	4,73	3,27	1,82
PI	1,49	1,44	1,38	1,33	1,28	1,23	1,18
DPBP, лет	31	32	33	35	37	39	42

Привлекательность проекта также зависит от затрат на природный газ (таблица 17), которые являются одной из самых больших статей в эксплуатационных затратах. При их увеличении даже на 30% проект будет приносить в 1,3 раза меньше прибыли, однако все еще останется жизнеспособным и инвестиционно-привлекательным.

Таблица 17 – Чувствительность проекта к изменению расходов на природный газ

% изменения	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%
IRR, %	11,90	11,83	11,76	11,69	11,62	11,55	11,48
NPV, млрд. руб.	7,70	7,19	6,69	6,19	5,69	5,18	4,68

Продолжение таблицы 17

PI	1,38	1,36	1,35	1,33	1,32	1,30	1,29
DPBP, лет	33	34	34	35	35	36	36

Проведенный анализ показывает, что проект является устойчивым к изменениям его основных статей, а значит, степень его рискованности низкая.

Таким образом, данный инвестиционный проект является привлекательным для возможных инвесторов, и может принести чистую прибыль в размере 6,18 млрд. руб. Также следует подчеркнуть, что данный метод комбинированного производства электроэнергии и водорода методом ПКМ окупится через 18 лет после начала работы станции, в то время, как производство водорода методом электролиза при тех же объемах производства и ценах реализации не окупится при данной ставке дисконтирования (10 %).

Анализ чувствительности показывает, что одной из основных целей в процессе эксплуатации производства будет увеличение КПД, объема производства, цены на продукцию. Также заключение с потребителями долгосрочных контрактов может положительно повлиять на экономическую эффективность проекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Производство водорода возможно различными способами, начиная со старейшего – газификации угля, и заканчивая – биохимическими процессами из солнечной энергии. На сегодняшний день самым экономически выгодным и в то же время технологически простым способом является паровая конверсия метана. В сочетании с теплом, вырабатываемым высокотемпературным газоохлаждаемым реактором, данный процесс становится еще более дешевым и эффективным. Помимо этого, данная установка ВТГР способна вырабатывать электроэнергию, как для собственных нужд АЭС, так и на отпуск потребителям.

Комбинированное производство электроэнергии и водорода методом паровой конверсии метана с помощью реактора типа ВТГР позволит решить следующие проблемы:

- 1) обеспечить энергодефицитный регион дополнительной электрической мощностью в размере 86,5 МВт;
- 2) производить водород для потребителей в объеме до 50 021 т/год;
- 3) уменьшить расход природного газа на 40%, что позволит существенно снизить себестоимость продукции, а значит, выиграть в конкуренции на рынке;
- 4) повысить экологичность процесса в купе с самой низкой на рынке ценой при высокопроизводительном массовом производстве;
- 5) создать новые рабочие места и привлечь в регион высококвалифицированные кадры.

С каждым годом объемы потребления водорода увеличиваются, и к 2050 году потребность мира в данном веществе составит 546 млн. тонн, что в 8 раз больше, чем сегодня. Применение водорода расширится. Он используется для генерации энергии для транспорта, промышленности и коммунального хозяйства. На водороде может передвигаться абсолютно любой транспорт: самолеты, ракеты, автомобили и даже дроны. Водород в технологических процессах — это черная металлургия, энергетика, химическая и нефтехимическая промышленность. Также водород используется в пищевой и фармацевтической промышленности.

В качестве места строительства АЭС подходит Нижегородская область по следующим причинам:

Нижегородская область является промышленным регионом. Помимо этого, зависимость региона в поставках электроэнергии из соседних территорий, так как лишь около 50% потребляемой энергии

производится генерирующим объектами Нижегородской области, вносит немалый вклад в дальнейшую задержку его экономического развития. Также выявленный высокий спрос на водород обоснован наличием около 30 промышленных предприятий, использующих его в своем производственном цикле. Но при этом, в регионе нет ни одного крупного производителя этого элемента.

В связи с большим количеством заводов и промышленных предприятий происходит огромный выброс вредных веществ в окружающую среду, экологическая ситуация региона ухудшается.

Одним из способов развития региона может оказаться постройка на его территории атомно-водородного комплекса с высокотемпературным газоохлаждаемым реактором мощностью 300 МВт (ВТГР-300).

Данное решение позволит повысить маневренность АЭС за счёт возможности частичного переключения мощности на производство водорода. Таким образом разрешатся сразу все три проблемы: нехватка электроэнергии, снабжение предприятий водородом, улучшение экологической обстановки – так как количество вредных выбросов от атомного реактора в несколько раз меньше, чем от ТЭЦ, а данная установка позволит осуществить декарбонизацию воздуха.

Помимо этого, подобный проект в августе 2018 года заказала на разработку Государственная корпорация «Росатом», что доказывает его актуальность и востребованность на сегодняшний день.

Проект предполагает начало своей реализации в 2020 году с НИОКР и проектирования, которые уточнят стоимость, а также выявят технические особенности проекта. Планируемое предприятие является капиталоемким, так как требует инвестиций в размере 68,74 млрд. руб.

В рамках ВКР был проведен расчет для будущего проекта на основе данных из открытых источников, и результаты проведенных расчетов позволили определить следующие экономические параметры: в предлагаемом проекте большую часть затрат составляют расходы сырьё для производства водорода (32,88 %) и на топливо (4,47 %) и, а также амортизацию (7,34 %). Общая налоговая нагрузка составляет 40,08 %.

В рассматриваемом проекте основным источником дохода является реализация водорода, составляющая 83,31 % всех доходов инвестиционного проекта, так на его производство уходит 67% установленной электрической мощности. Реализация электроэнергии является вторым по значимости доходом компании и составляет 13,19 %. Реализация электроэнергии – 3,5 %.

Проект экономически целесообразен при расчитанной ставке дисконтирования в 10 %, так как внутренняя норма доходности проекта равна 11,4 %, приведённая стоимость за время реализации будет равна 6,18 млрд. руб. Индекс рентабельности равен 1,24, что означает превышение прибыли проекта над капитальными затратами на 24%. Дисконтированный срок окупаемости составил 33 года, что позволяет утверждать о выгодности проекта в целом.

Анализ чувствительности показывает, что одной из основных целей в процессе эксплуатации производства будет увеличение КПД, объема производства, цены на продукцию. Также заключение с потребителями долгосрочных контрактов может положительно повлиять на экономическую эффективность проекта.

Сравнение проекта по строительству АЭС с комбинированной выработкой электроэнергии и водорода и проекта по строительству комплекса по производству водорода методом электролиза, при максимально приближенных друг к другу условиях реализации проектов, позволило сделать вывод о том, что первый проект является не только жизнеспособным и рентабельным, но и более экономически эффективным и с меньшим сроком окупаемости при любой принятой ставке дисконтирования.

Таким образом, было успешно проведено обоснование технико-экономических показателей строительства АЭС с комбинированной выработкой электроэнергии и водорода, следовательно, цель данной работы достигнута.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гребенник, В.Н. Высокотемпературные газоохлаждаемые реакторы – инновационное направление развития атомной энергетики: [Текст] / Гребенник В.Н., Кухаркин Н.Е., Пономарев-Степной Н.Н. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 136 с.: ил. - (Физико-технические проблемы ядерной энергетики).
2. Радченко, Р.В. Водород в энергетике: [Текст] учебное пособие / Р. В. Радченко, А. С. Мокрушин, В. В. Тюльпа. — Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2014. — 229 с.
3. Объединение независимых экспертов в области минеральных ресурсов, металлургии и химической промышленности «ИнфоМайн»: Обзор рынка водорода и оборудования для его производства в России (3 издание). – М.: ООО «ИГ «ИнфоМайн». 2018. – 138 с.
4. Развитие рынка водорода в Китае [Электронный ресурс] – URL: <https://energy.hse.ru/hydroenergy> (дата обращения: 21.01.2020)
5. Пономарев-Степной Н.Н. – презентация «Перспективы атомно-водородной энергетики» - М.: Росэнергоатом. 2018. - 21 слайд.
6. Реформинг, конверсия СО и система очистки водорода – [Электронный ресурс] – URL: <http://geos-ltd.com/products/neftegazovoe-oborudovanie/ustanovki-po-proizvodstvu-vodoroda/parovoy-riforming-metana-ili-nafty/> (дата обращения: 21.01.2019)
7. Российское атомное сообщество // Перспективы развития высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов – 2017 – [Электронный ресурс] – URL: <http://www.atomic-energy.ru/technology/73919> (дата обращения: 21.01.2020)
8. Атомный эксперт // Водород – новый ключевой продукт Росатома – 2019 – [Электронный ресурс] – URL: http://atomicexpert.com/hydrogen_project_rosatom (дата обращения: 21.01.2020)
9. НТА-Приволжье // Лента новостей: промышленность – 2019 – [Электронный ресурс] – URL: https://www.nta-np.ru/news/industry/2018/news_589729/ (дата обращения: 21.01.2020)
10. Радченко, Р.В. Водород в энергетике: [Текст] учебное пособие / Р. В. Радченко, А. С. Мокрушин, В. В. Тюльпа. — Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2014. — 229 с.
11. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Нижегородской области на 2018-2022 годы – [Электронный ресурс] – URL: <https://mingkh.government-nnov.ru/?id=148948> (дата обращения: 26.04.2020) – 103 с.

12. ООО «КосмоКурс» – [Электронный ресурс] – URL: <http://www.cosmoscourse.com> (дата обращения: 27.04.2020)
13. Морозов, В.С. Пояснительная записка к ТУ 2114-016-78538315-2008 [Электронный ресурс]. – NAUCA.RU: НПК Наука <https://nauca.ru/content/hydrogen/clarification.xml> (дата обращения: 24.05.2020).
14. Плотность Водорода, сколько весит куб (м3), литр или удельный вес Водорода [Электронный ресурс]. – Технологии и оборудование для малого бизнеса – Режим доступа: https://delo1.com/udelnyi_ves_gazov_.php?kod=7 (дата обращения: 24.05.2020).
15. Ставки тарифов на электроэнергию в Нижегородской области [Электронный ресурс]. – ТНС Энерго Нижний Новгород – Режим доступа: <https://nn.tns-e.ru/population/tariffs/tariff-table/> (дата обращения: 24.05.2020).
16. Смертина, П. Энергия Чукотки дорожает [Электронный ресурс]. – KOMMERSANT.RU: Коммерсантъ – Режим доступа: <https://www.kommersant.ru/doc/4325793> (дата обращения: 24.05.2020).
17. Артюгина И.М. Экономика ядерной энергетики: учеб. пособие / И.М. Артюгина - 5-е изд., перераб. и доп. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2016. – 156 с.
18. Тарифы на воду в Нижегородской области [Электронный ресурс]. – Нижегородский водоканал – Режим доступа: <https://www.vodokanal-nn.ru/tarify/> (дата обращения: 24.05.2020).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Общая характеристика генерирующего оборудования Нижегородской области

ст.№	Электростанция и месторасположение объектов генерации	Энергоблок (с указанием типов оборудования)	Год ввода (реконструкции)	Располагаемая тепл. мощность, Гкал/ч	Фактическая максимальная электр. мощность, МВт	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Тип топлива
I	Дзержинская ТЭЦ, город Дзержинск			929	565	504,18	Природный газ, мазут
1		ПТ-65/75-130/13	1961	139	60		
2		ПТ-80/100-130/13	1993	182	80		
3		ГТУ V 94,2 (siemens)	2006	–	150		
4		Т-30/45-1,45	2006	125	30		
5		Т-100/120-130-3	1977	175	110		
6		ПТ-135/165-130/15	1984	308	135		
II	Сормовская ТЭЦ, город Нижний Новгород			646	350	400,31	Природный газ, мазут
1		ПТ-65/75-130/13	1974 (2010)	139	65		
2		ПТ-65/75-130/13	1975 (2010)	139	65		
3		Т-100/120-130-3	1978	184	110		
4		Т-110/120-130-4	1981	184	110		
III	Новогорьковская ТЭЦ, город Кстово			575	557	778,21	Природный газ, мазут
1		GT13E2	2014	59	176,2		
2		GT13E2	2014	59	175,8		
6		ПТ-65/75-130/13	2001	149	65		
8		ПТ-140/165-130/15	1990	308	140		
IV	Автозаводская ТЭЦ, город Нижний Новгород			2074*	580	1 143,6*	Природный газ, мазут
1		Паровая турбина ст.№ 3, ВР-25-1	1949	0	25		
2		Паровая турбина ст.№ 4, АТ-25-1	1941	94	25		
3		Паровая турбина ст.№ 5, ВТ-25-4	1952	54	25		
4		Паровая турбина ст.№ 6, ВТ-25-4	1954	54	25		
5		Паровая турбина ст.№ 7, Т-100-130	1965	160	100		
6		Паровая турбина ст.№ 8, Т-100-130	1966	160	100		
7		Паровая турбина ст.№ 9, ПТ-60-130/13	1974	139	60		

Продолжение таблицы А.1

9		Паровая турбина ст.№ 11, ПТ-60-130/13	1976	139	60		
10		Паровая турбина ст.№ 12, Т-100/120-130-3	1978	175	100		
V	Саровская ТЭЦ, город Саров			839,1*	71	594*	Природный газ, мазут
1		Турбоагрегат № 1 (П-4-35/5 "Лаваль")	1951	23,6	4		
2		Турбоагрегат № 2 (П-4-35/5 "Лаваль")	1952	23,6	4		
3		Турбоагрегат № 3 (П-4-35/5 "Лаваль")	1953	23,6	4		
4		Турбоагрегат № 4 (П-4-35/5 "Лаваль")	1953	23,6	4		
6		Турбоагрегат № 6 (ВПТ-25-4)	1961	113,6	30		
7		Турбоагрегат № 7 (ПР-25-90/10/0,9)	1970	85,6	25		
VI	ТЭЦ ФКП «Завод им. Я.М. Свердлова», город Дзержинск			422*	36	350*	Природный газ, мазут
1		Турбогенераторы Р-12-35/5 - 3шт	1976-1979 гг		36		
VII	Нижегородская ГРЭС им. А. В. Винтера АО «Волга», город Балахна			338	112	287,75	Природный газ
1		Р-32-130/13	1968	128	32		
2		ПТ-80/100-130/13	1983	210	80		
VIII	ТЭС АО «Сергачский сахарный завод», город Сергач			168*	12	нд	Природный газ
1		Турбина ТР 6/4	2001		6		
2		Турбина Р-6-35/5Н	1967		6		
IX	ТЭЦ ОАО «Инженерный центр», город Бор			12,106	3,552		Природный газ
1		Когенераторная установка типа MTU MDE AE16V4000 (MTU16V4000L62)			1,546		
1,2		ELTECO Petra - 1250 INB (двигатель Perkins 4016E - 61 TRS)			2,006		
X	Нижегородская ГЭС, Городецкий муниципальный район			-	520	-	
1		К 510-ВБ-900	1955		65		
2		К 510-ВБ-900	1955		65		
3		К 510-ВБ-900	1955		65		
4		К 510-ВБ-900	1955		65		
5		К 510-ВБ-900	1956		65		
6		К 510-ВБ-900	1956		65		
7		К 510-ВБ-900	1956		65		
8		К 510-ВБ-900	1956		65		

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б.1 – Капитальные затраты

Показатель в млн. руб.	0	1	2	3	4	5	6	13	14	15
Инвестиции в т.ч.	0	1 900	1 900	2 480	2 480	2 480	0	2 300	18 400	20 700
НИОКР	0	0	0	0	0	0	2 300	0	0	0
Строительство и прочее	0	0	0	0	0	0	0	2 300	0	0
Газопровод	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 725
Оборудование	0	1 900	3 800	6 280	8 760	11 240	13 540	0	18 400	18 975

Таблица Б.2 – Доходы

Показатель в млн. руб.	0	1	15	16	17	18	59	60
Выручка в т.ч.	0	0	0	11 167,49	22 321,28	19 743,97	28 473,55	25 105,81
Реализация э/э	0	0	0	744,77	1 541,66	1 381,57	6 538,59	5 859,62
Реализация мощности	0	0	0	418,52	431,08	444,01	1 491,83	1 536,58
Водород	0	0	0	10 004,20	20 348,54	17 918,38	20 443,13	17 709,61

Таблица Б.3 – Расходы

Показатель в млн. руб.	0	15	16	17	18	35	36	40	41	60
Эксплуатация в т.ч.	0	0	8 308,65	8 793,87	8 580,65	5 776,61	5 760,20	5 291,73	5 673,38	10 514,60
Расход природного газа	0	0	1 909,50	1 985,88	2 065,32	2 350,67	2 622,97	2 794,92	3 132,74	7 316,46
Расход ядерного топлива	0	0	261,63	523,25	453,06	523,25	453,06	453,06	523,25	453,06
Заработная плата	0	0	146,25	152,10	158,18	308,13	320,45	374,88	389,88	821,42
Ремонты	0	0	399,96	495,80	532,25	271,12	257,01	169,18	147,65	215,10
Амортизация	0	0	2 749,60	2 639,62	2 529,63	659,90	549,92	109,98	0,00	0,00
Энергия на собственные нужды	0	0	18,62	38,54	34,54	71,59	64,16	73,62	88,00	146,49
Коммунальные затраты	0	0	135,87	157,85	160,44	159,10	169,82	181,14	202,29	429,55
Затраты на логистику	0	0	212,59	425,18	368,14	425,18	368,14	368,14	425,18	368,14
Прочие затраты	0	0	962,36	923,87	885,37	230,97	192,47	38,49	38,49	38,49
Налог на имущество	0	0	1 512,28	1 451,79	1 393,72	776,71	762,19	728,31	725,89	725,89
Налог на прибыль	0	0	571,77	2 705,48	2 232,66	4 398,64	3 417,62	3 700,58	4 166,27	2 918,24

Таблица Б.4 – Финансовый результат

Показатель в млн. руб.	0	1	4	16	17	18	32	33	41	60
Чистая прибыль	0	0	0	2 287	10 822	8 931	13 738	16 809	16 665	11 673
Cash flow	0	-1 900	-2 480	5 037	13 462	11 460	14 728	17 689	16 665	11 673
NCF	0	-1 727	-1 694	1 096	2 663	2 061	697,53	762	335	38
NPV	0	-1 727	-6 855	-24 718	-22 055	-19 994	-742	20	3 703	6 189
DPBP	-	-	-	-	-	-	-	33	41	60

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В.1 – Расчет инвестиционного проекта по строительству комплекса с производством водорода методом электролиза

Показатель в млн. руб.	0	1	5	6	30	31	60
<i>Капитальные вложения</i>	0	1 690,00	1 690,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Балансовая стоимость</i>	0	1 690,00	8 450,00	8 450,00	338,00	0,00	0,00
<i>Доходы</i>							
Выручка от водорода	0	0,00	0,00	15 006,30	15 006,30	15 006,30	15 006,30
<i>Расходы</i>							
Эксплуатация в т.ч.	0	37,18	185,90	13 950,29	13 771,82	13 426,39	13 426,39
Электроэнергия	0	0,00	0,00	11 502,60	11 502,60	11 502,60	11 502,60
Расход воды	0	0,00	0,00	4,28	4,28	4,28	4,28
Расход газа	0	0,00	0,00	954,75	954,75	954,75	954,75
Эксплуатация	0	0,00	0,00	591,50	591,50	591,50	591,50
Амортизация	0	0,00	0,00	1 014,00	40,56	0,00	0,00
Заработная плата	0	0,00	0,00	351,00	351,00	351,00	351,00
Затраты на транспортировку	0	0,00	0,00	22,26	22,26	22,26	22,26
Налог на имущество	0	37,18	185,90	185,90	7,44	0,00	0,00
Налог на прибыль	0	0,00	0,00	211,20	246,90	315,98	315,98

Продолжение таблицы В.1

<i>Финансовый результат</i>							
Чистая прибыль	0	-37,18	-185,90	844,81	987,58	1 263,93	1 263,93
Cash flow	0	-1 727,18	-1 875,90	844,81	987,58	1 263,93	1 263,93
NCF	0	-1 570,16	-1 164,79	476,87	56,60	65,85	4,15
NPV	0	-1 570,16	-6 802,49	-6 325,62	-1 790,99	-1 725,14	-1 108,16
DPBP	-	-	-	-	-	-	-