

Казахский национальный исследовательский технический университет имени
К.И. Сатпаева

УДК 621.311.245

На правах рукописи

БЕКБОЛАТОВА ЖАННАТ КАЙЫРОВНА

**Исследование стратегий рыночной интеграции объектов возобновляемых
источников энергии и оценка их воздействия на устойчивость работы
энергосистемы Казахстана**

8D07112 – Электроэнергетика

Диссертация на соискание степени
доктора философии (PhD)

Отечественный научный консультант
доктор PhD,
ассоциированный профессор
Е.А. Сарсенбаев

Зарубежный научный консультант
доктор технических наук,
академик
Г.Г. Трофимов
(Израиль)

Республика Казахстан
Алматы, 2024

СОДЕРЖАНИЕ

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	4
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	5
ВВЕДЕНИЕ	6
1 СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ	12
1.1 Анализ топливно-энергетического баланса и энергопотребления в Казахстане.....	12
1.2 Оценка роли возобновляемых источников энергии в Казахстане.....	17
1.3 Анализ исследуемой территории.....	21
Выводы по разделу 2.....	22
2 РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДЛЯ ВИЭ	24
2.1 Методология исследования.....	24
2.2 Метод временных рядов ARMA.....	26
2.3 Сокращение сценариев.....	29
2.4 Преобразование скорости ветра в энергию ветра.....	30
2.5 Проверка погрешности.....	33
2.6 Результаты моделирования.....	34
Выводы по разделу 2.....	38
3 ИССЛЕДОВАНИЕ СТРАТЕГИИ РЫНОЧНОЙ ЭКОНОМИКИ ОБЪЕКТОВ ВИЭ	40
3.1 Исследование гибкости управления рынком электроэнергии в условиях роста возобновляемых источников.....	40
3.2 Методы и материалы	45
3.2.1 Анализ рынка продаж возобновляемой энергии.....	45
3.2.2 Математическая модель оптимизации продаж электроэнергии виртуальной электростанцией.....	46
3.2.3 Оптимизация энергетических параметров VPP с использованием стохастического моделирования.....	46
3.2.4 Модель системы накопителей в интеграции ВИЭ	49
3.2.5 Экономическая модель VPP.....	50
3.3 Торговля VPP.....	51
3.4 Результаты	53
3.4.1 Эксплуатация системы накопителей	53
3.4.2 Эксплуатация VPP.....	54
3.4.3 Эксплуатация VPP и системы хранения.....	58
3.5 Обсуждение.....	59
Выводы по разделу 3.....	61
4 ИССЛЕДОВАНИЕ ИНТЕГРАЦИИ ВИЭ В ТРАДИЦИОННУЮ СЕТЬ	63
4.1 Проектирование ветряной электростанции (ВЭС) сравнительный анализ и выбор систем генерирования.....	66
4.2 Подключение ВЭС к электрической сети	67

4.3 Базовый сценарий без ВЭС.....	69
4.4 Сценарий с интеграцией ВЭС Шелек 60 МВт.....	71
4.5 Устойчивость системы.....	72
4.6 Переходные процессы в системе	74
Выводы по разделу 4.....	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	88
ПРИЛОЖЕНИЕ А – Код прогнозирования ARMA.....	94
ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Расчет нагрузки в РФ.....	95
ПРИЛОЖЕНИЕ В – Кривая допустимых пределов реактивной мощности ветряной турбины.....	96

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящей диссертации использованы ссылки на следующие стандарты:
ГОСТ 7.1-2003. Система стандартов информации, библиотечного и издательского дела. Библиографическая запись и описание: основные требования и правила составления.

ГОСТ 7.32-2017. Система стандартов в области информации, библиотечного и издательского дела. Отчеты о научно-исследовательской работе: структура и правила оформления.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ARMA	– авторегрессивная скользящая средняя
ANN	– искусственные нейронные сети
CO ₂	– окись углерода
GHPP	– теплоэлектростанция
KEGOC	– Казахстанская компания по управлению электрическими сетями
LCOE	– приведенная стоимость электроэнергии
LP	– линейное программирование
MSE	– среднеквадратическая ошибка
NPC	– чистая текущая стоимость
O&M	– расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание
PF	–Power Factory DigSILENT
PSS	– стабилизатор системы питания
RGU	– блоки возобновляемой генерации
RMSE	– корень среднеквадратической ошибки
VPP	– виртуальная электростанция
AT	– автотрансформатор
ВИЭ	– возобновляемые источники энергии
ВЭУ	– ветровое электроустройство
ГЭС	– гидроэлектростанция
ГТЭС	– газотурбинная электростанция
ЕЭС	– единая электроэнергетическая система
КЛ	– кабельные линии
МЭА	– Международное энергетическое агентство
МЭ	– Министерство энергетики
ПС	– подстанция
СЭС	– солнечная электростанция
СНЭ	– система накопления энергии
ТЭС	– тепловая электростанция

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Современное развитие мирового энергетического сектора на фоне стремительного роста потребления энергии, истощения традиционных энергетических ресурсов и глобального климатического кризиса, обусловленного выбросами парниковых газов, вызывает необходимость кардинальных преобразований в структуре производства и потребления энергии. Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) становятся центральным элементом этого перехода, что подтверждается политическими стратегиями большинства стран, нацеленными на сокращение зависимости от ископаемого топлива и ускоренное развитие зелёной энергетики. В этом контексте вопрос интеграции ВИЭ в существующие энергосистемы приобретает особое значение, так как он связан с множеством технических, экономических и социальных факторов.

Мировые тенденции и вызовы интеграции ВИЭ

На мировом уровне процессы перехода к возобновляемой энергетике уже активно развиваются. В таких странах, как Германия, Дания, Китай и США, доля ВИЭ в энергетическом балансе достигает значительных показателей. В то же время, с точки зрения управления энергосистемами, массовая интеграция ВИЭ сталкивается с рядом сложных задач. Прежде всего, это связано с стохастическим характером выработки ВИЭ, таких как солнечная и ветровая энергия, которая непосредственно зависит от климатических условий и времени суток. Эта переменная генерация требует модернизации систем управления энергосетями, создания мощных систем хранения энергии и внедрения передовых прогнозных моделей для обеспечения стабильности поставок электроэнергии потребителям.

Особенно актуальным становится вопрос управления нагрузкой, балансировки генерации и потребления в условиях динамичной работы ВИЭ. В некоторых странах активно внедряются системы смарт-гридов (интеллектуальных сетей), которые способны адаптироваться к изменяющимся условиям генерации и потребления. Однако внедрение таких технологий требует значительных капиталовложений, что, в свою очередь, поднимает вопросы экономической рентабельности проектов в области ВИЭ.

Казахстан в контексте развития ВИЭ

Казахстан, обладая значительными природными ресурсами, в том числе солнечной и ветровой энергией, также следует мировой тенденции к переходу на более устойчивые формы производства электроэнергии. Стратегические планы Казахстана по развитию возобновляемой энергетики предусматривают постепенное увеличение доли ВИЭ в энергетическом балансе страны. Согласно концепции перехода, к безуглеродной экономике, до 2030 года доля ВИЭ в производстве электроэнергии должна достичь 10%, а к 2050 году – 50%. В настоящее время Казахстан реализует ряд проектов по строительству ветровых и солнечных электростанций, а также активно участвует в международных инициативах по климатическим изменениям и снижению углеродного следа.

Тем не менее, как и во многих других странах, Казахстан сталкивается с

серьёзными вызовами, связанными с интеграцией ВИЭ в существующую энергосистему, которая в значительной мере зависит от традиционных источников энергии – угля и природного газа. Технические ограничения, связанные с переменной выработкой ВИЭ, особенно актуальны для энергосистемы страны, где инфраструктура построена для работы с предсказуемыми и управляемыми источниками энергии. Возникает необходимость разработки и внедрения новых рыночных механизмов, технических решений и прогнозных моделей, которые бы позволили обеспечить эффективную интеграцию ВИЭ без ущерба для устойчивости энергосистемы.

Проблемы интеграции ВИЭ в энергосистему Казахстана

Основной технической проблемой интеграции ВИЭ в энергосистему Казахстана является их прерывистость и нестабильность генерации. Например, солнечные электростанции зависят от количества солнечных часов и облачности, а выработка энергии на ветровых электростанциях колеблется в зависимости от скорости и направленности ветра. В результате возникает проблема обеспечения балансировки между спросом и предложением электроэнергии, что требует внедрения передовых технологий прогнозирования, накопления энергии и управления сетью.

Один из наиболее острых вопросов связан с необходимостью создания резервных мощностей, которые бы могли компенсировать недостаток генерации в период низкой выработки ВИЭ. Это может включать использование традиционных источников энергии, таких как газовые турбины, которые могут быстро включаться в работу при снижении генерации от ВИЭ. Однако такая мера приводит к увеличению затрат и снижению экологической эффективности энергосистемы, что ставит под сомнение экономическую целесообразность резкого увеличения доли ВИЭ без предварительной модернизации инфраструктуры.

Вторым значительным аспектом является необходимость повышения качества прогнозирования выработки ВИЭ. Точные прогнозы генерации от солнечных и ветровых электростанций позволят более эффективно управлять энергосистемой и снизить риски возникновения перебоев в снабжении электроэнергией. Для этого требуется внедрение современных математических моделей и методов машинного обучения, которые могут учитывать широкий спектр климатических и погодных условий, а также адаптироваться к динамическим изменениям в долгосрочной перспективе.

Рыночные механизмы и экономические аспекты

Рыночная интеграция ВИЭ в энергосистему требует разработки новых механизмов, которые бы позволяли эффективную конкуренцию с традиционными источниками энергии. В настоящее время энергетический рынок Казахстана строится на основе долгосрочных контрактов и фиксированных тарифов для генераторов электроэнергии. В таких условиях введение ВИЭ может создавать дисбаланс на рынке из-за их переменной генерации и необходимости субсидирования.

В международной практике для стимулирования развития ВИЭ

применяются различные механизмы, такие как feed-in tariffs (гарантированные тарифы), зелёные сертификаты и системы торговли углеродными квотами. Эти механизмы обеспечивают определённую стабильность доходов для инвесторов и производителей ВИЭ, что способствует привлечению инвестиций в сектор. Однако для Казахстана, с учётом специфики его энергетической системы и экономики, возникает вопрос адаптации этих механизмов к местным условиям. Нужен анализ того, насколько целесообразно внедрение тех или иных моделей, а также какой экономический эффект они могут дать в долгосрочной перспективе.

Важным фактором остаётся также привлечение иностранных инвесторов, которые могут внести значительный вклад в развитие ВИЭ в Казахстане. Для этого требуется создание благоприятных регуляторных условий, снижение инвестиционных рисков и внедрение рыночных механизмов, которые обеспечат справедливую конкуренцию и стимулирование частных инвестиций.

Устойчивость энергосистемы при интеграции ВИЭ.

Одним из ключевых аспектов, который необходимо учитывать при массовой интеграции ВИЭ, является устойчивость энергосистемы. Под устойчивостью понимается способность энергосистемы поддерживать стабильную работу при различных внешних и внутренних воздействиях, таких как изменения в уровне генерации, или аварийные ситуации. Возрастающая доля переменной генерации от ВИЭ может ослабить эту устойчивость, если не будут внедрены соответствующие меры по управлению.

Особую важность приобретает поддержание частотной и вольт-амперной устойчивости сети. При внезапных изменениях в выработке ВИЭ, например, при резком снижении ветра или облачности, возникает необходимость быстрого реагирования со стороны других генераторов для поддержания частоты и напряжения в сети на нужном уровне. В противном случае могут возникнуть перебои в электроснабжении, что особенно критично для промышленности и крупных городов.

Для решения этой проблемы можно использовать системы накопления энергии, которые могут аккумулировать избыточную энергию в периоды высокой генерации ВИЭ и высвободить её в моменты недостатка. Однако такие системы требуют значительных капиталовложений и пока находятся на стадии активного развития. Кроме того, важным элементом управления устойчивостью сети являются резервные мощности, которые могут быстро включаться в работу при необходимости балансировки.

Экологические и социальные аспекты интеграции ВИЭ

Помимо технических и экономических аспектов, важным элементом обсуждения интеграции ВИЭ являются экологические и социальные последствия. Снижение зависимости от угля и газа и переход на ВИЭ позволяет существенно сократить выбросы парниковых газов и улучшить экологическую ситуацию в стране. Казахстан, будучи одним из крупнейших эмитентов углерода на постсоветском пространстве, сталкивается с серьёзной задачей снижения своего углеродного следа, что связано с международными обязательствами в

рамках Парижского соглашения.

В то же время, развитие ВИЭ может оказать положительное влияние на социально-экономическое развитие регионов. Создание новых рабочих мест, развитие инфраструктуры и увеличение доступа к энергии в отдалённых районах способствуют улучшению качества жизни и стимулируют региональную экономику.

Целью данной диссертации является исследование стратегий рыночной интеграции объектов возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в энергосистему Казахстана и оценка их воздействия на устойчивость работы энергосистемы.

Научная новизна:

- разработано приложение основанное на методе Random Forest в Telegram канале которое прогнозирует температуру, солнечное излучение, скорость ветра;
- предложены методики прогнозирования выработки электроэнергии ВИЭ, основанной на современных математических моделях и методах машинного обучения;
- предложены стратегии, которые позволяют повысить устойчивость энергосистемы при увеличении доли возобновляемых источников энергии в энергобалансе страны;
- смоделирована энергетическая система Алматинской области и выполнена оценка влияния возобновляемых источников энергии на ее стабильность.

Задачи докторской диссертации:

1. Провести анализ текущего состояния энергетического рынка Казахстана с точки зрения внедрения и интеграции ВИЭ в структуру энергосистемы страны.
2. Оценить существующие технические, экономические и рыночные барьеры для интеграции объектов ВИЭ в энергосистему Казахстана, включая анализ законодательных и нормативных актов, регулирующих энергетический рынок.
3. Исследовать методы прогнозирования генерации ВИЭ с использованием современных математических моделей и алгоритмов машинного обучения, включая методы временных рядов и стохастические подходы, применимые к ветровым и солнечным электростанциям.
4. Проанализировать влияние увеличения доли ВИЭ на устойчивость энергосистемы Казахстана.
5. Разработать и предложить стратегии рыночной интеграции объектов ВИЭ в энергосистему Казахстана, учитывающие особенности переменной генерации ВИЭ и позволяющие улучшить баланс между спросом и предложением на электроэнергию.

Основные научные положения и результаты исследований, выносимые на защиту:

1. Методология оценки влияния интеграции ВИЭ на устойчивость энергосистемы. Разработаны и обоснованы подходы к анализу влияния переменной генерации от солнечных и ветровых электростанций на

устойчивость энергосистемы Алматинской области с учетом динамики спроса и предложения электроэнергии.

2. Математическая модель энергосистемы с учетом интеграции ВИЭ. Представлена математическая модель энергосистемы, позволяющая оценить влияние увеличения доли ВИЭ на надежность и стабильность электроснабжения региона. Модель учитывает климатические факторы, переменные мощности и маневренность традиционных источников энергии.

3. Сценарии развития энергосистемы с увеличением доли ВИЭ. Смоделированы различные сценарии развития энергосистемы Алматинской области при увеличении доли ВИЭ, что позволяет оценить влияние различных стратегий интеграции на устойчивость энергосистемы и на потребителей.

Методы исследования. При теоретических и прикладных исследованиях в диссертационной работе применялись методы анализа данных для изучения исторических показателей выработки электроэнергии ВИЭ, скорости ветра и инсоляции, а также для прогнозирования их будущего поведения на основе статистических данных за предыдущие годы; математические методы Auto Regressive Moving Average, Random forest, энергетического баланса; компьютерное моделирование с применением программы Dig Silent Power Factory и расчеты с применением ППП MatLab и Mathcad; Power Factory и Wind PRO.

Практическая значимость Результаты исследования обладают высокой практической значимостью, поскольку могут быть использованы для разработки стратегий интеграции возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в энергосистему Казахстана, что повысит её устойчивость и надежность. Разработанные модели прогнозирования генерации ВИЭ, основанные на методах искусственного интеллекта, улучшат планирование баланса мощности, снижая зависимость от традиционных источников энергии. Предложенные экономические подходы помогут в создании инвестиционных планов, направленных на оптимизацию затрат и привлечение инвестиций. Также сценарное моделирование даст возможность региональным властям разрабатывать долгосрочные планы модернизации инфраструктуры, что улучшит экологическую ситуацию в Алматинской области и создаст новые рабочие места, способствуя социально-экономическому развитию региона.

Обоснование и достоверность результатов и выводов. Полученные результаты исследований теоретически обоснованы и подтверждены компьютерным моделированием и экспериментальными исследованиями, а также расчетами с применением пакетов прикладных программ они обсуждались зарубежными рецензентами при публикации в международном журнале по возобновляемой энергетике.

Апробация работы. Основные материалы и результаты диссертационной работы были представлены и обсуждены:

– 2-й международной научно-исследовательской конференции «Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)» с онлайн участием (Новосибирск, 2022);

– международной научно-практической конференции «Энергетика и цифровая трансформация», Тинчуринские чтения, №15 (Казань, 2022)

Основные научные результаты опубликованы в 5 научных трудах, включая 1 публикацию, входящую в информационную базу SCOPUS (перцентиль – 87), 3 публикации в изданиях, рекомендованных КОКСОНВО, и 2 публикации в материалах международных научно-практических конференциях.

Объём и структура диссертации: диссертация состоит из введения, основной части из четырех разделов, заключения. Объем диссертации составляет 92 страницы машинописного текста, содержит 50 рисунков, 12 таблиц, списка использованных источников, включающих 71 наименование, 3 приложения.

1 СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Анализ топливно-энергетического баланса и энергопотребления в Казахстане

Энергетический сектор играет ключевую роль в экономике Казахстана, поскольку страна является одним из крупнейших производителей энергоресурсов в Центральной Азии. Богатые природные ресурсы, такие как нефть, уголь и природный газ, обеспечивают значительную часть энергетических потребностей страны и способствуют развитию экспорто-ориентированных отраслей. Однако в последние годы перед Казахстаном стоят новые вызовы, связанные с необходимостью диверсификации энергетического баланса, повышения энергоэффективности и снижения зависимости от углеводородов. В рамках глобальной повестки по борьбе с изменением климата особое внимание уделяется развитию возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и модернизации энергетической инфраструктуры.

Топливо-энергетический баланс Казахстана показывает общие тенденции в потреблении и производстве энергии, а также выявляет ключевые сектора экономики, ответственные за основную долю энергетических затрат. Анализ данных за последние восемь лет демонстрирует постепенное увеличение общего первичного и конечного потребления энергии, что отражает как рост экономики, так и изменение структуры потребления в различных секторах. В данной главе проводится анализ ключевых показателей топливно-энергетического баланса, а также исследуются проблемы и перспективы развития возобновляемой энергетики в Казахстане.

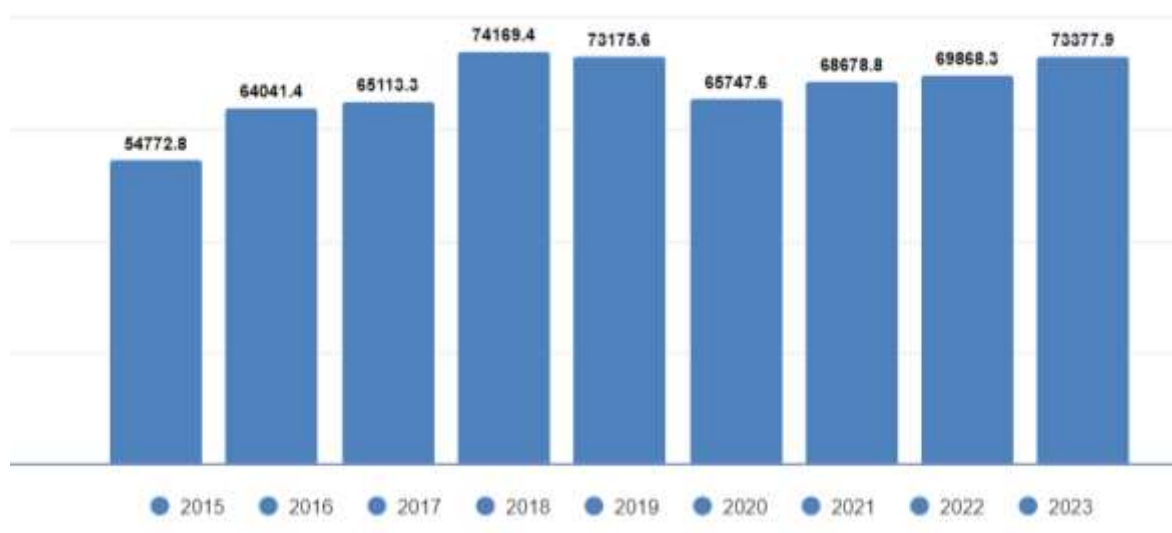


Рисунок 1.1 – Первичное потребление энергии

Примечание – Составлено по источнику [1]

В соответствии с рисунком 1, согласно данным за 2023 год, общее первичное потребление энергии в Казахстане составило 73 377,9 тысяч тонн

нефтяного эквивалента (тнэ), что на 5% выше показателя 2022 года. Эта тенденция является отражением как экономического роста страны, так и потребностей в увеличении энергопотребления для поддержания промышленного производства и транспортной инфраструктуры. Важнейшей особенностью энергетического сектора Казахстана является его зависимость от углеводородных источников энергии. Так, уголь занимает наибольшую долю в структуре первичного потребления – 49,6%, что связано с наличием крупных угольных месторождений в стране. Природный газ (26,7%) и нефть с нефтепродуктами (21,7%) также занимают значительную часть общего потребления, что подтверждает традиционную ориентированность экономики на добычу и использование ископаемого топлива.

На протяжении последних восьми лет первичное потребление энергии демонстрировало устойчивый рост, за исключением отдельных колебаний, вызванных как внутренними экономическими факторами, так и изменением внешних рыночных условий. Основным вызов, с которым сталкивается Казахстан в этой области, – это необходимость диверсификации источников энергии, поскольку значительная зависимость от углеводородов может привести к долгосрочным рискам в связи с нестабильностью мировых цен на нефть и уголь, а также глобальной тенденцией к переходу на низкоуглеродные технологии.

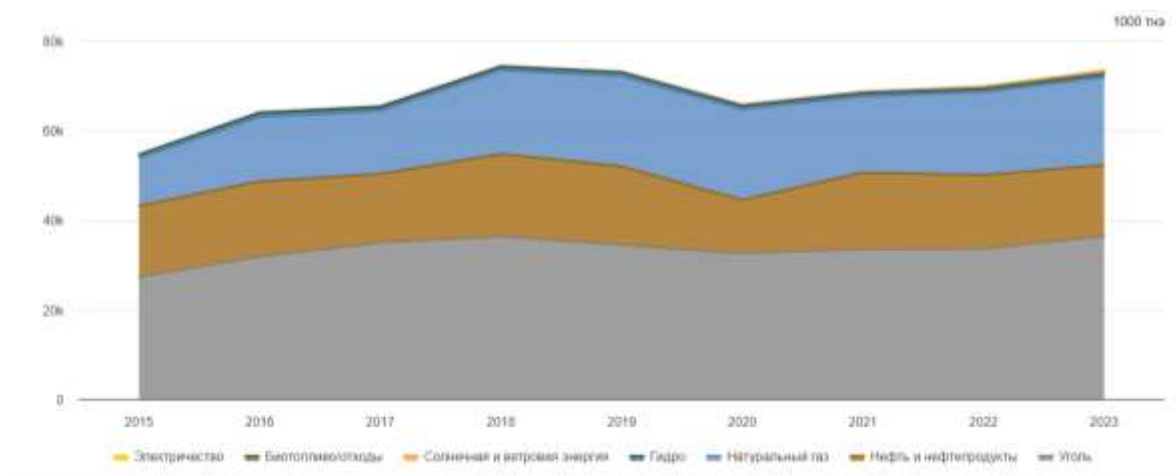


Рисунок 1.2 – Первичное потребление энергии по видам топлива

Примечание – Составлено по источнику [1]

В соответствии с рисунком 1.2, конечное потребление энергии в 2023 году составило 43 432,5 тысяч тнэ, что на 0,1% выше показателя предыдущего года. Данный показатель включает все виды энергии, которые используются конечными потребителями в различных секторах экономики, таких как промышленность, транспорт, жилищное хозяйство и коммерческие услуги. На рисунке 1.3 представлена структура конечного потребления по различным видам топлива: уголь, нефть, природный газ, электроэнергия, а также возобновляемые источники энергии.

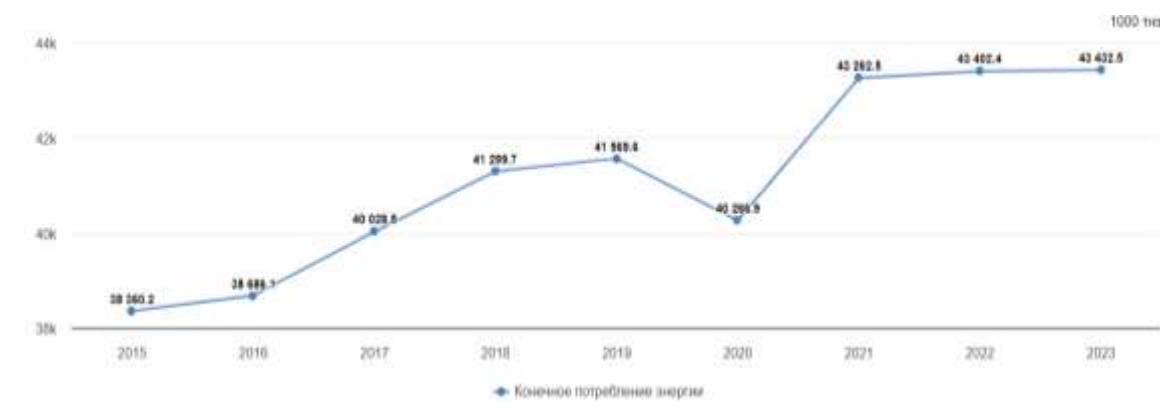


Рисунок 1.3 – Конечное потребление энергии

Примечание – Составлено по источнику [1]

Одной из ключевых тенденций является увеличение доли электроэнергии в структуре конечного потребления, что связано с увеличением потребностей в электроэнергии в жилищном секторе и промышленности. Важно отметить, что доля возобновляемых источников энергии также растет, хотя их вклад пока остается относительно небольшим по сравнению с традиционными источниками. По итогам 2023 года доля электроэнергии, вырабатываемой за счет ВИЭ, составила 5,92%, а в 2024 составила 6,5% [1]; что является положительным результатом государственной политики по развитию возобновляемой энергетики. Важным аспектом энергетической политики Казахстана является анализ структуры конечного потребления энергии по секторам экономики, что позволяет оценить эффективность использования ресурсов и выявить направления для модернизации. В 2023 году крупнейшим потребителем энергии стал жилищный сектор, на который пришлось 35,7% общего конечного потребления (рисунок 1.4). Это связано с ростом численности населения и урбанизацией, что ведет к увеличению потребностей в отоплении, электричестве и других коммунальных услугах. На втором месте находится промышленный сектор с долей 26,4%, что является важным показателем, учитывая высокую энергоемкость производственных процессов, особенно в металлургической и горнодобывающей отраслях.

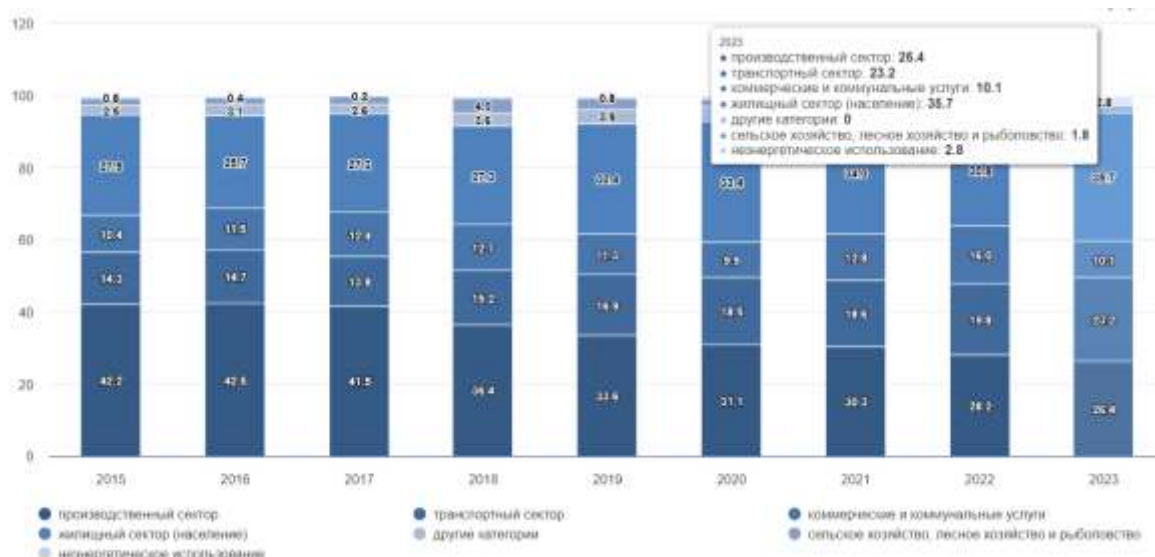


Рисунок 1.4 – Конечное потребление энергии по секторам экономики

Примечание – Составлено по источнику [1]

В последние годы наблюдается некоторое снижение доли промышленного сектора в общем конечном потреблении энергии, что может быть связано как с переходом на более энергоэффективные технологии, так и с общим снижением объемов производства в некоторых отраслях (рисунок 1.5).

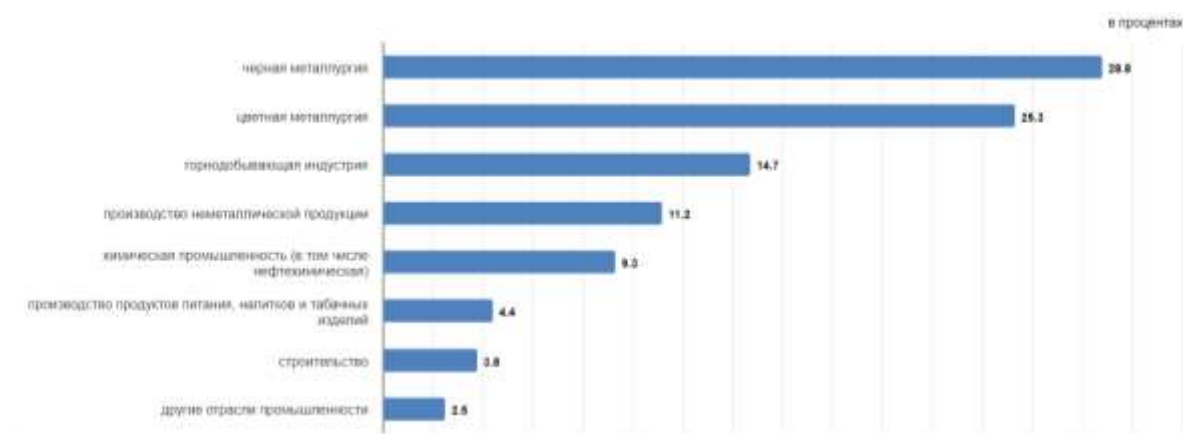


Рисунок 1.5 – Конечное потребление энергии

Примечание – Составлено по источнику [1]

Транспортная отрасль занимает третье место в структуре конечного потребления, её доля составляет 23,2%. Это отражает тенденцию к увеличению транспортных перевозок как внутри страны, так и на международных маршрутах. Увеличение количества автомобилей, грузовых и пассажирских перевозок приводит к росту потребления нефти и нефтепродуктов в этом секторе.

Конечное потребление энергии в промышленности также требует детального анализа, поскольку оно оказывает непосредственное влияние на

общую энергетическую политику страны. В 2023 году наибольшую долю в потреблении промышленного сектора занимала черная металлургия (28,8%), что связано с высокими энергетическими затратами на производство стали и других черных металлов. Цветная металлургия занимает второе место (25,3%), а горнодобывающая промышленность – третье (14,7%) (рисунок 1.6).

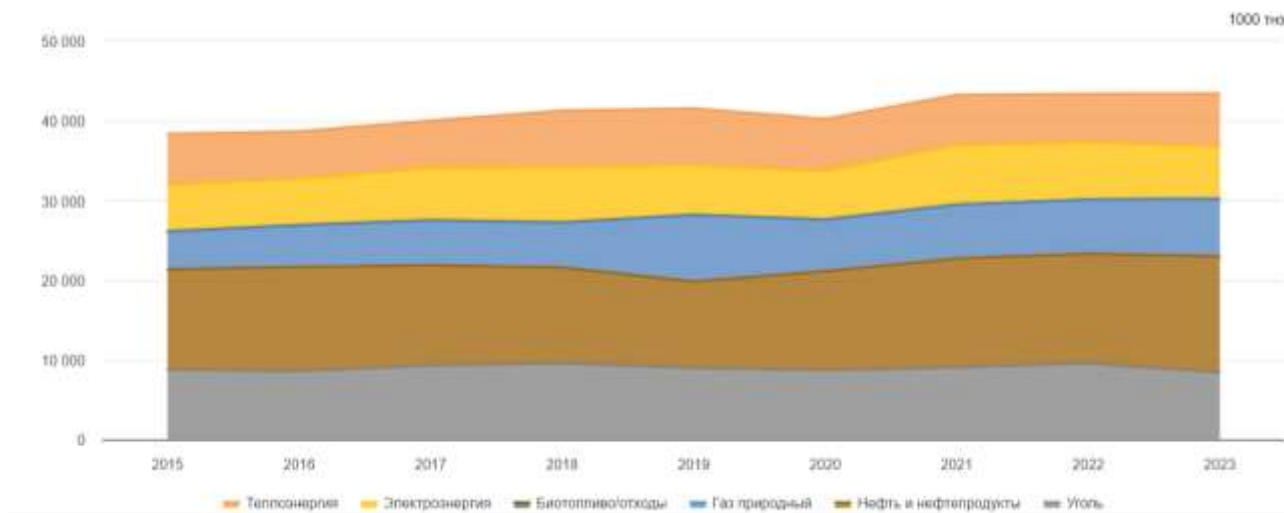


Рисунок 1.6 – Конечное потребление по видам топлива

Примечание – Составлено по источнику [1]

Эти отрасли требуют значительных объемов энергии для поддержания производственных процессов, что объясняется масштабами их операций и технологической спецификой.



Рисунок 1.7 – Энергоемкость

Примечание – Составлено по источнику [1]

В соответствии с рисунком 1.7, снижение энергоемкости этих секторов является важной задачей для достижения национальных целей по повышению энергоэффективности и снижению углеродных выбросов Энергоемкость ВВП

Казахстана является важным показателем, который отражает эффективность использования энергетических ресурсов в экономике. В 2023 году этот показатель составил 0,32 тнэ на тысячу долларов США в ценах 2015 года [2]. Несмотря на усилия по повышению энергоэффективности, в последние годы этот показатель остается стабильным, что указывает на необходимость дальнейших реформ и внедрения инновационных технологий для снижения зависимости от энергии в производственных процессах.

Высокая энергоемкость ВВП означает, что Казахстан расходует больше энергии на производство единицы ВВП, чем другие страны с развитыми экономиками. Это вызвано как структурными особенностями экономики, ориентированной на добычу и переработку углеводородов, так и недостатком инвестиций в модернизацию производств.

1.2 Оценка роли возобновляемых источников энергии в Казахстане

В 2013 году правительством Республики Казахстан была принята концепция по устойчивому развитию предусматривающая увеличение доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в общем объеме генерации электроэнергии. Согласно планам, к 2025 году доля ВИЭ должна составить 6%, к 2030 году – 15%, а к 2050 году – 50%, с учетом альтернативных источников энергии [2, с. 3-52]. Поставленные целевые индикаторы весьма амбициозны, однако динамика развития демонстрирует положительные результаты. Казахстан успешно привлекает как отечественные, так и иностранные инвестиции в строительство объектов ВИЭ, что приводит к увеличению их доли в энергетическом балансе страны.

По состоянию на конец сентября 2022 года, согласно данным Министерства энергетики Республики Казахстан, общая установленная мощность объектов ВИЭ достигла 2325 МВт.

В настоящее время в республике действует 147 объектов ВИЭ (свыше 100 кВт), установленной мощностью 2 903,54 МВт:

- 59 объектов ветровых электростанций мощностью – 1 409,55 МВт;
- 46 объектов солнечных электростанций мощностью – 1 222,61 МВт;
- 39 объектов гидроэлектростанций мощностью – 269,605 МВт;
- 3 объекта биогазовых электростанций мощностью – 1,77 МВт.

Доля ВИЭ по итогам 2023 года в производстве электроэнергии в РК составила 5,92% [3].

Через расчетно-финансовый центр по ВИЭ было реализовано около 90%, или 3 504,4 млн. кВт ч, электроэнергии ВИЭ. Наибольшая доля выработки электрической энергии также приходится на ветровые электростанции - более 44%, или 1532 млн. кВт ч (рисунок 1.8).

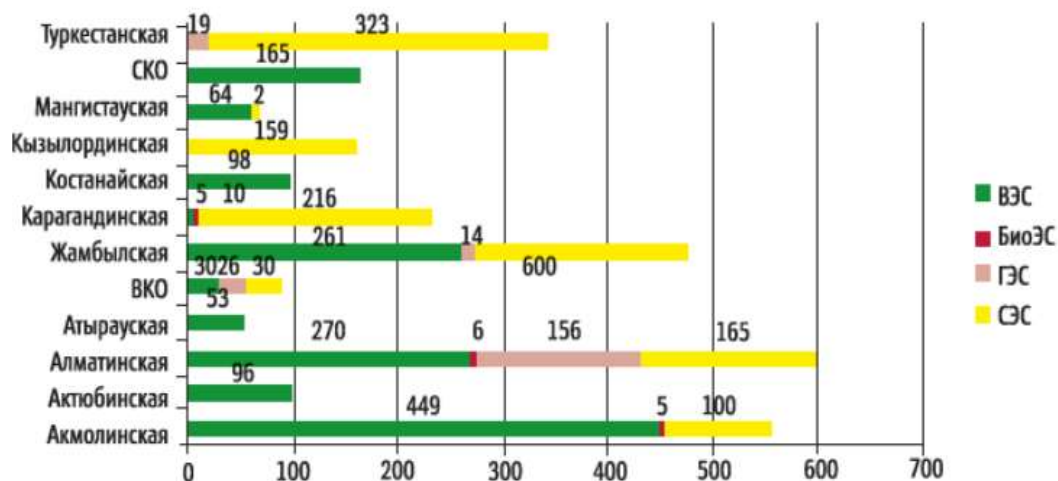
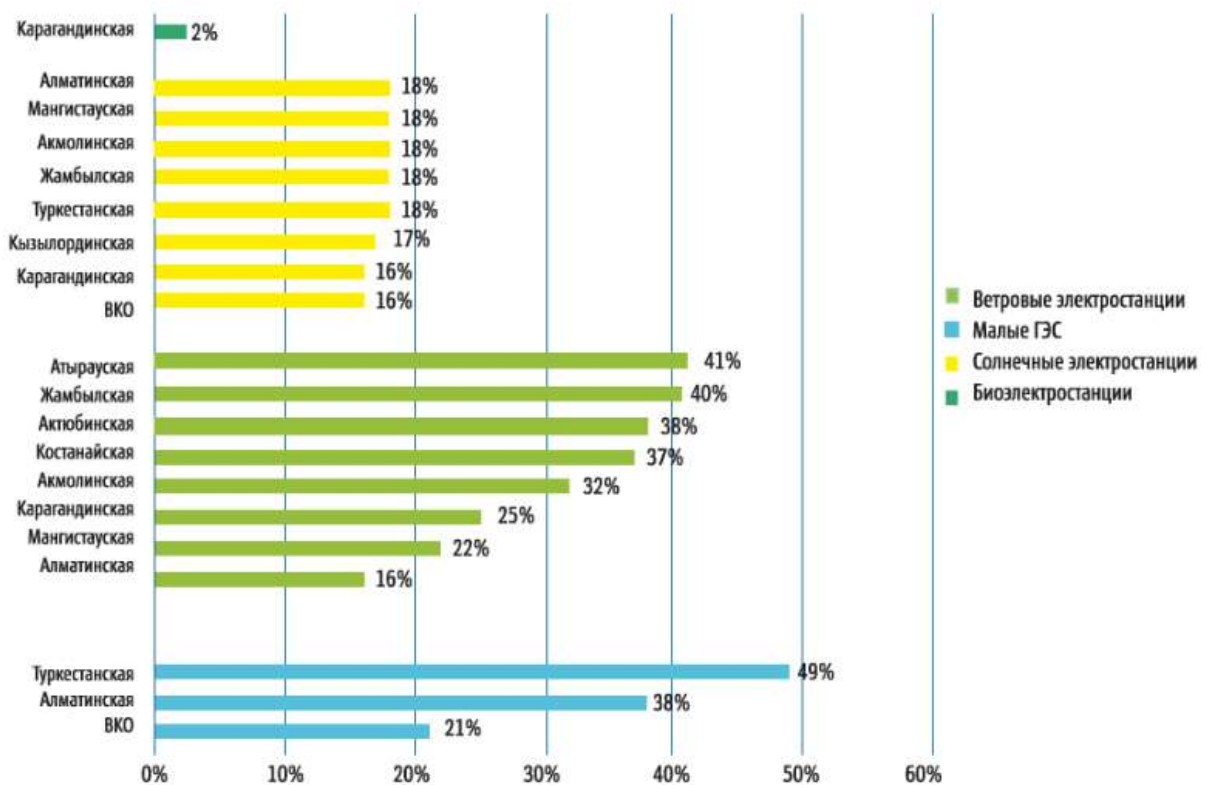


Рисунок 1.8 – Установленная мощность ВИЭ по регионам

Примечание – Составлено по источнику [1]

Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), вычисляемый для различных областей, служит индикатором природно-климатического потенциала региона в отношении каждого типа возобновляемых источников энергии. Среднегодовой КИУМ по регионам рассчитывается как отношение фактической выработки электроэнергии каждой электростанции к её максимальной теоретически возможной выработке за каждый час в течение последнего года, охватывающего период с сентября 2021 года по сентябрь 2022 года. Представленный рисунок 1.9 свидетельствует о наличии достаточно высоких ресурсных показателей для проектов солнечных электростанций, преимущественно в южных и западных регионах Казахстана, а также о значительном потенциале ветровых ресурсов в северных областях, включая Атыраускую и Жамбылскую области. Рисунок 1.10 отображает тенденцию развития ВИЭ – отечественные и зарубежные инвесторы проявляют значительный интерес к строительству ветропарков и солнечных электростанций в Казахстане. С экологической точки зрения это положительное явление; однако энергетики страны не столь активно поддерживают подобные инициативы. Это объясняется тем, что, несмотря на рост производства электричества из ВИЭ, в энергосистеме Казахстана также возникают ряд негативных последствий. С точки зрения интеграции ВИЭ в Единую электроэнергетическую систему Республики Казахстан (ЕЭС РК) одной из ключевых проблем, связанной с генерацией ВИЭ, является несоответствие суточного графика производства электроэнергии установленным требованиям. Ненадлежащее планирование этого графика значительно усложняет функционирование системы и затрудняет достижение целей по поддержанию стабильного баланса между производством и потреблением электроэнергии.

Средний показатель КИУМ по областям с 1 октября 2021-го по 30 сентября 2022 года



*показатель КИУМ рассчитан по объектам ВИЭ, отработавшим полный календарный год

Рисунок 1.9 – Коэффициент использования установленной мощности

Примечание – Составлено по источнику [1]

Данная проблема усугубляется нехваткой маневренной генерации в Казахстане [4]. Дефицит маневренных мощностей в ЕЭС РК, наряду с предполагаемым увеличением производства электроэнергии из ВИЭ, приводит к росту зависимости от Российской Федерации в вопросах балансировки и регулирования энергетической системы. Наиболее активно ВИЭ (рисунок 1.10) развиваются в южных регионах страны, включая Алматинскую область, где вводятся в эксплуатацию новые мощности ветряных и солнечных электростанций. Эти проекты не только способствуют сокращению углеродного следа, но и помогают решить проблему дефицита энергии в некоторых регионах. Однако для достижения более значительных результатов необходимы дополнительные инвестиции в модернизацию инфраструктуры и развитие технологий хранения энергии. По данным KEGOC, значительные потери электроэнергии возникают при передаче в южные регионы страны из-за недостаточной генерации на юге.



Рисунок 1.10 – Объём купленной энергии ВИЭ

Примечание – Составлено по источнику [1]

Большая территория Казахстана создает сложности для равномерного электроснабжения всех регионов. Многочисленные сельскохозяйственные объекты не получают должного электроснабжения из-за их удаленности от линий электропередач (рисунок 1.11).

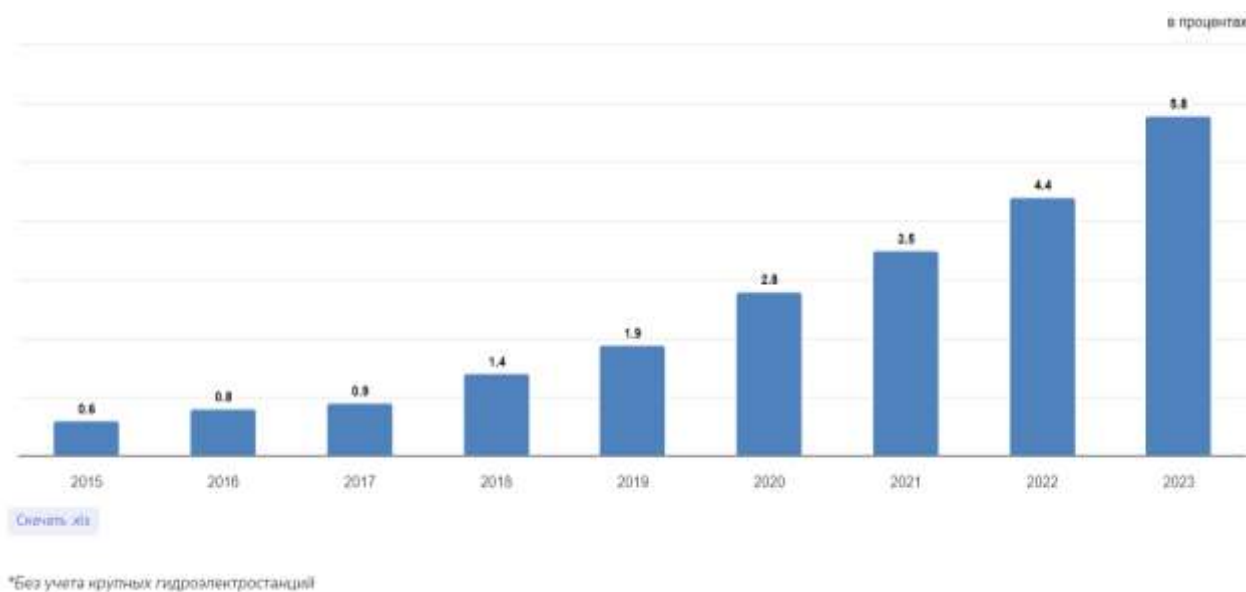


Рисунок 1.11 – Доля электроэнергии произведенной ВИЭ

Примечание – Составлено по источнику [1]

Особенно слабо обеспечены электричеством центральные области страны, такие как Карагандинская, Улытауская, Абайская, Костанайская, Жамбылская, Туркестанская, Кызылординская и Актюбинская.

1.3 Анализ исследуемой территории

Алматинская область расположена в юго-восточной части Казахстана. Площадь территории составляет 223,9 тыс. км². Население Алматинской области составляет 2 077 656 человек (11,1% от общего населения), что ставит ее на первое место по численности населения в стране.

Промышленный потенциал Алматинской области представлен более чем 1000 предприятиями, причем доля обрабатывающей промышленности в объеме производства составляет 85,4%, что является одним из самых высоких показателей в республике. Почти все отрасли развиваются в таких сферах, как пищевая промышленность, производство табачных изделий, легкая промышленность, машиностроение, строительство, фармацевтика и производство электроэнергии. Алматинская область обладает всеми типами природных ресурсов, среди которых наиболее важными являются: цветные металлы – свинец, цинк, медь; редкие металлы – вольфрам, олово, молибден, бериллий; благородные металлы – золото и серебро.

Текущая энергетическая система Алматинской области

Электрическая система Алматинской области состоит из 36,9 тысяч километров электрических сетей с напряжением от 0,4 кВ до 500 кВ и 7,4 тысяч подстанций. Основными производителями электрической энергии являются:

1. АО Казахстанская компания по управлению электрическими сетями – управляет сетями 220 кВ и 500 кВ.

2. АО Алатау жарык – управляет сетями 0,4 - 220 кВ.

3. АО Алматинские Электрические Станции – владеет алматинскими станциями, такими как ТЭЦ-1 (установленная мощность - 160 МВт), ТЭЦ-2 (установленная мощность - 655 МВт), ТЭЦ-3 (установленная мощность - 480 МВт), Капшагайская ГЭС (установленная мощность - 364 МВт), Мойнакская ГЭС (установленная мощность - 150 МВт), Каскадная ГЭС (установленная мощность - 15,6 МВт).

Производство электроэнергии в северной зоне является наибольшим, что обеспечивается ТЭЦ, такими как Экибастузская ГРЭС-1 (установленная мощность - 3,5 ГВт), Экибастузская (установленная мощность - 1 ГВт), Евразийская энергетическая корпорация (установленная мощность - 2,4 ГВт) и др. В то время как южная зона, особенно Алматинская область, страдает от дефицита электроэнергии.

В 2020 году максимальное потребление энергии в Алматинской области составило 11 367,8 ГВтч.

Относительно соотношения производства и потребления электроэнергии, как показано на рисунке 3.3, генерация снизилась на 4,1% с 7,5 до 7,2 ГВтч с 2016 года, в то время как потребление электроэнергии возросло на 14,9% или на 1,47 ГВтч за 5 лет. Почти 40% потребления электроэнергии покрывается за счет других регионов, в основном из северной зоны. Известно, что расстояние между Алматинской областью и электростанциями в северной зоне превышает 2000 км, что при передаче электроэнергии приводит к значительным потерям. Поэтому необходимо увеличить строительство электростанций в Алматинской области, особенно за счет ВИЭ.

Выводы по разделу 1

В условиях стремительного роста мирового потребления энергии и обострения климатических вызовов возобновляемые источники энергии (ВИЭ) становятся ключевым элементом энергетического перехода. Казахстан, обладая значительным потенциалом для развития ВИЭ, активно предпринимает меры по их интеграции в национальную энергосистему. Это подчеркивает актуальность исследования процессов и стратегий, направленных на обеспечение эффективного использования ВИЭ.

Существенные технические вызовы связаны с переменной генерацией электроэнергии ВИЭ, что вызывает необходимость модернизации инфраструктуры и создания систем для балансировки спроса и предложения. Например, для солнечной и ветровой энергетики требуются точные прогнозы генерации, современные системы накопления энергии, а также резервные мощности, способные оперативно компенсировать изменения в генерации. Эти аспекты критически важны для поддержания стабильности энергосистемы.

Экономические аспекты внедрения ВИЭ также требуют отдельного внимания. Внедрение международных механизмов поддержки, таких как *feed-in tariffs* или торговля углеродными квотами, необходимо адаптировать к специфике Казахстана. Это связано с задачей обеспечения баланса между инвестиционной привлекательностью и экономической эффективностью проектов, направленных на развитие ВИЭ.

Особую важность приобретает исследование устойчивости энергосистемы Казахстана. Увеличение доли ВИЭ создает новые вызовы для стабильности энергоснабжения, особенно в регионах, где преобладают угольные электростанции. Например, для Алматинской области важно учитывать специфику её инфраструктуры при разработке стратегий интеграции ВИЭ. Применение современных математических моделей и алгоритмов машинного обучения, таких как *Random Forest*, открывает возможности для улучшения прогнозирования климатических параметров и генерации ВИЭ, что способствует эффективному управлению энергосистемой.

Интеграция ВИЭ оказывает положительное воздействие на экологическую и социальную ситуацию в стране. Снижение выбросов парниковых газов, улучшение качества воздуха и создание новых рабочих мест способствуют устойчивому развитию регионов. Это подчёркивает важность разработки комплексных стратегий, учитывающих как экономические и технические, так и экологические и социальные аспекты.

Постановка задач исследования:

1. Провести анализ текущего состояния энергетического рынка Казахстана, включая существующие механизмы поддержки ВИЭ и барьеры для их внедрения.
2. Оценить технические проблемы интеграции ВИЭ в энергосистему страны, включая вопросы резервирования, управления нагрузкой и модернизации инфраструктуры.
3. Разработать и апробировать методику прогнозирования генерации

ВИЭ, основанную на алгоритмах машинного обучения (включая Random Forest), для повышения точности прогнозов.

4. Смоделировать энергетическую систему Алматинской области с учётом роста доли ВИЭ, исследовав влияние переменной генерации на устойчивость энергосистемы.

5. Предложить стратегии рыночной интеграции ВИЭ, ориентированные на минимизацию рисков и улучшение балансировки между спросом и предложением электроэнергии.

6. Провести оценку экономической целесообразности и долгосрочного эффекта предложенных стратегий, включая разработку рекомендаций по внедрению рыночных механизмов, адаптированных к казахстанским условиям.

7. Исследовать возможность создания и внедрения приложения для прогнозирования климатических параметров (температура, солнечное излучение, скорость ветра), интегрированного в Telegram, для поддержки управления генерацией ВИЭ.

2 РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДЛЯ ВИЭ

2.1 Методология исследования

Современные вызовы в сфере энергетики, связанные с изменением климата, истощением традиционных ресурсов и потребностью в устойчивом развитии, требуют интеграции (ВИЭ) в существующие энергосистемы. Казахстан, обладая значительным потенциалом для использования ВИЭ, сталкивается с необходимостью разработки и внедрения эффективных методов анализа и моделирования, позволяющих не только оценить текущее состояние энергетической инфраструктуры, но и прогнозировать динамику интеграции ВИЭ в энергосистему страны. В данном разделе рассматриваются основные методы, используемые для анализа и моделирования процессов, связанных с интеграцией ВИЭ, а также их применение для повышения устойчивости энергосистемы Казахстана.

Либерализация электроэнергетики и широкое использование возобновляемых источников энергии вызывают интерес к прогнозированию. Она распространилась от системных операторов на предприятия электроэнергетики, энерготрейдеров, независимых производителей и потребителей электроэнергии. Планирование, диспетчеризация и контроль энергосистемы в значительной степени зависят от прогнозирования энергопотребления. Однако ограниченная предсказуемость использования ВИЭ приводит к дополнительным затратам на эксплуатацию электроэнергетических систем. Сегодня с разной степенью успешности используются различные методы прогнозирования ветра. В соответствии с [5] входными данными и выбранным подходом их можно разделить на четыре различных типа, таких как методы временных рядов, физическое, стохастическое, методы машинного обучения и физический метод прогнозирования. Первый тип физической модели учитывает направление ветра, облачность, температуру воздуха, влажность, продолжительность солнечного сияния и давление. Статистический метод, применяемый для прогнозирования на основе знания прошлой информации, физические и стохастические методы сгруппированы в виде численного прогноза погоды. Каждый из методов имеет различные подходы к преобразованию прогноза ветра в прогноз мощности [6]. Статистические модели имеют преимущество перед физическими моделями в том, что они по своей сути охватывают все физические переменные. Это подразумевает, что такие факторы, как высота рельефа, текстура поверхности и воздействие следа от ветряных турбин, учитываются автоматически [7]. Интеллектуальный метод прогнозирования модели основан на характеристиках проблемы и требует тщательного анализа [8]. Методы искусственного интеллекта в первую очередь полагаются на обучающие наборы данных, что может привести к тенденции фокусироваться на локальных оптимальных решениях, переоснащению и снижению скорости конвергенции [9-17]. Гибридные модели объединяют различные отдельные алгоритмы для решения проблем, в которых методы

искусственного интеллекта имеют пробелы, такие как попадание в локальные минимумы, переоснащение.

Временной диапазон при прогнозировании ветра также важен. Временные рамки прогнозирования задаются схемой планирования работы обычных электростанций и условиями торгов на рынках электроэнергии, которые обычно рассчитаны на один-два дня вперед. Следовательно, системы прогнозирования должны обеспечить прогноз изменения скорости ветра на период от 6 до 48 часов вперед. Только в этом случае можно выполнять прогноз генерируемой мощности от ВЭС. Временные рамки моделей прогнозирования скорости ветра могут быть очень короткими, с краткосрочным и долгосрочным прогнозом мощности. Анализ существующих методов прогнозирования ветра приведено в таблице 1.

Таблица 1 – Методы прогнозирования ветра

Категория метода	Метод	Диапазон прогнозирования	Применение	Преимущества	Недостатки
1	2	3	4	5	6
Методы временных рядов	ARIMA	Краткосрочный (недели, месяцы)	Прогнозирование генерации ВИЭ	Учет автокорреляции, простота реализации	Не учитывает сезонные колебания
	SARIMA	Краткосрочный (недели, месяцы)	Прогнозирование сезонной генерации ВИЭ	Учет сезонности, высокая точность	Сложность настройки параметров
	ARMA	Краткосрочный (недели, месяцы)	Прогнозирование генерации ВИЭ	Простота реализации, хорошая адаптация к трендам	Ограниченность в применении (нужен стационарный ряд)
Стохастические методы	Методы Монте-Карло	Среднесрочный (месяцы, годы)	Оценка вероятности генерации ВИЭ	Учет неопределенности, широкий диапазон сценариев	Высокие вычислительные затраты
	Марковские цепи	Среднесрочный (месяцы, годы)	Моделирование генерации в условиях неопределенности	Учет зависимости между состояниями	Сложность в определении вероятностей переходов
Методы машинного обучения и ИИ	Random Forest	Краткосрочный (недели, месяцы)	Прогнозирование на основе множества факторов	Высокая точность, устойчивость к переобучению	Непрозрачность модели, необходимость настройки параметров

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
	Artificial Neural Networks	Среднесрочный (месяцы, годы)	Прогнозирование генерации на основе больших объемов данных	Способность находить сложные паттерны	Нужен большой объем данных, сложность настройки
	LSTM	Долгосрочный (годы)	Прогнозирование временных рядов с долгосрочной зависимостью	Учет долгосрочных зависимостей	Необходимость больших объемов данных, сложность обучения
Физические модели	NWP (Численное прогнозирование погоды)	Краткосрочный (дни)	Прогнозирование погодных условий для оценки генерации	Высокая точность, учет физических факторов	Сложность моделей, необходимость вычислительных ресурсов

В данной работе используется прогноз ветра на основе математической модели Auto Regressive Moving Average (ARMA) по нескольким причинам:

1. *Стационарность*: Модели ARMA предполагают, что данные стационарны, то есть их статистические свойства (среднее, дисперсия) не изменяются со временем. Это свойство часто наблюдается в метеорологических данных, что делает ARMA подходящим инструментом.

2. *Учет временной зависимости*: ARMA сочетает в себе авторегрессионные (AR) и скользящие средние (MA) компоненты, что позволяет модели учитывать, как прошлые значения ряда, так и прошлые ошибки прогноза. Это позволяет лучше захватывать динамику изменений, таких как колебания скорости ветра или изменения солнечной иррадиации.

3. *Простота и эффективность*: Модели ARMA относительно просты в использовании и требуют меньше параметров по сравнению с более сложными моделями. Это делает их быстрыми для вычислений и эффективными для анализа.

4. *Гибкость*: ARMA может быть адаптирована для различных типов данных и может быть использована в сочетании с другими методами (например, с моделями сезонности), что позволяет улучшить точность прогнозов.

2.2 Метод временных рядов ARMA

Модель ARMA состоит из двух частей: авторегрессионной части и части скользящего среднего. Авторегрессионная часть выражает временной ряд как линейную функцию его прошлых значений. Порядок AR-модели показывает, сколько запаздывающих прошлых значений включено.

$$X_t = c + \sum_{i=1}^p \varphi_i X_{t-1} + \varepsilon_t, \quad (1)$$

где φ_i – параметры;

c - константа, а случайная величина;

ε_t - белый шум. Часть скользящего среднего - это форма модели ARMA. Функция возвращает скользящее среднее по полю за заданный период на основе линейной регрессии:

$$X_t = \mu + \varepsilon_t + \sum_{i=1}^q \theta_i \varepsilon_{t-i}, \quad (2)$$

Обозначение ARMA (p, q) относится к модели с p членами авторегрессии и q членами скользящего среднего

$$X_t = c + \sum_{i=1}^p \varphi_i X_{t-1} + \sum_{i=1}^q \theta_i \varepsilon_{t-i}, \quad (3)$$

Модель прогнозирования скорости ветра, основанная на методе, разработанном Леннартом Седером. Этот метод используется для моделирования стохастической оптимизации планирования работы энергосистемы. Целью этой модели является моделирование реалистичных возможных значений скорости ветра, которые показывают правильное статистическое поведение.

Допущения, ограничения и неопределенности

Временной ряд ARMA (1, 1) определяется ниже:

$$\begin{aligned} X(0) &= 0; \\ Z(0) &= 0; \\ X(t) &= \alpha X(t-1) - \beta Z(t-1) + Z(t), \end{aligned} \quad (4)$$

Модель представляет ошибку прогноза скорости ветра в момент времени t ($X(t)$). Оно выражается как линейная комбинация предыдущей ошибки прогноза скорости ветра (αX_{t-1}), случайной гауссовой переменной ($Z(t)$) и влияния предыдущей случайной гауссовой переменной (βZ_{t-1}). α и β являются постоянными параметрами. $Z(t)$ - случайная гауссова переменная со средним нулевым значением и стандартным отклонением σ_Z в момент времени t . Модель ARMA (1, 1) предназначена для учета статистического поведения колебаний скорости ветра с течением времени где $X(t)$ - ошибка прогноза скорости ветра в момент времени t , α и β - постоянные параметры, $Z(t)$ - случайная гауссова переменная со средним значением, равным нулю, и стандартным отклонением σ_Z в момент времени t [18]. После генерации прогнозов скорости ветра с использованием модели ARMA (1, 1) могут быть выполнены дополнительные шаги, такие как преобразование скорости ветра в мощность и сокращение сценария.

Текущая одномерная модель временных рядов ARMA, разработанная в этой работе, ограничена одной местностью и неприменима для сложной местности. Следует отметить, что прогнозирование для сложного рельефа

требует корреляции ошибок, что может снизить точность всего инструмента прогнозирования.

Стандартное отклонение ошибки прогноза должно быть равно среднеквадратичной ошибке (RMSE) в модели ARMA. Для достижения этого оценивают оптимальные параметры ARMA α , β и σ_z , которые минимизируют разницу между стандартным отклонением фактической ошибки прогноза и ошибками прогноза серии ARMA.

Количество сгенерированных сценариев, указывающее, что оптимальное количество сценариев равно 600, что определяется коэффициентом детерминации R^2 , близким к 1 (в частности, $R^2=0,98$). Это говорит о том, что точность модели прогнозирования зависит от количества сгенерированных сценариев.

Кроме того, следует отметить, что разница в ошибке прогноза мощности ветра непостоянна и зависит от времени года и уровня мощности ветра. Это указывает на то, что на производительность модели могут влиять сезонные колебания и уровень мощности:

1. Преобразование скорости ветра в мощность, предполагает использование кривой мощности, которая связывает скорость ветра с выходной мощностью конкретной ветряной турбины.
2. Методы сокращения сценариев могут быть использованы для уменьшения сложности прогнозируемых сценариев при сохранении основных характеристик изменчивости скорости ветра, которые показаны на рисунке 2.1.

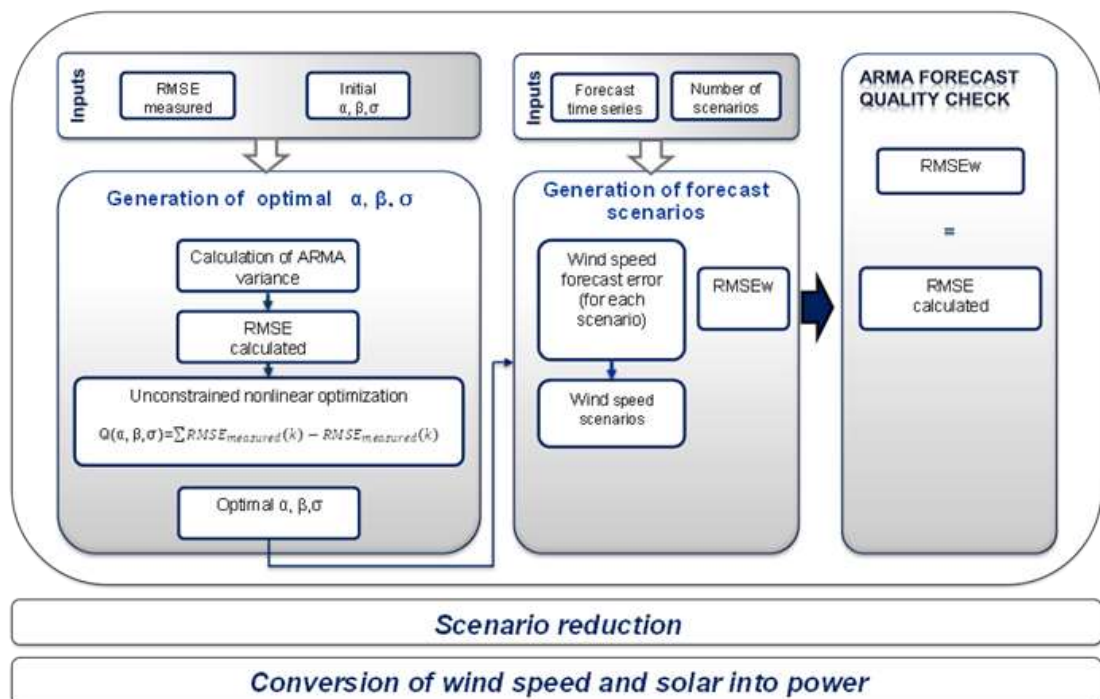


Рисунок 2.1 – Общая модель

В этой модели ARMA учитывались скорость и направление ветра.

2.3 Сокращение сценариев

В модели ARMA выполняется повторяющаяся случайная генерация белых шумов для получения дискретной аппроксимации в виде набора сценариев. Для обеспечения точности требуется большое количество сценариев, однако это увеличивает время вычислений [19]. После генерации сценариев с числом N из-за вычислительной сложности необходимо сократить сценарии до адекватного, но практичного числа.

Предположим, что первичные случайные данные ξ с компонентом скорости ветра задаются многими сценариями, $i=1, \dots, S$ на всем временном горизонте $\{1, \dots, T\}$ и их вероятности p_i , что их сумма равна единице. Метод сокращения сценариев определяет подмножество сценариев с новыми вероятностями как сокращенные сценарии со стохастическим процессом обработки данных ξ по сценариям $\varepsilon_{ij} = 1, \dots, R$ и их вероятностям q_j .

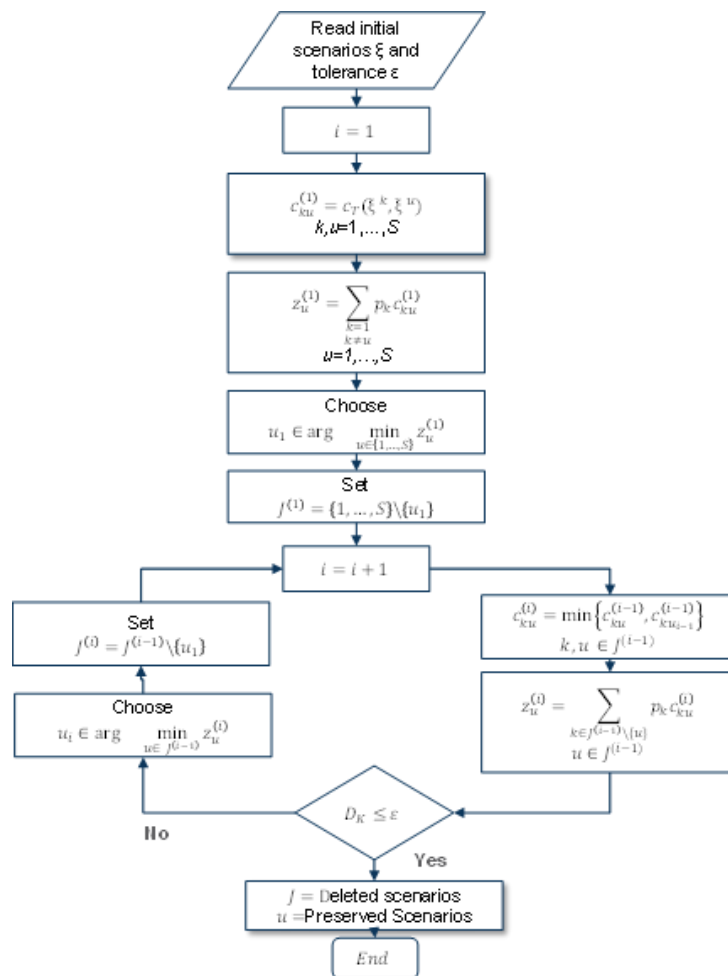


Рисунок 2.2 – Сокращение сценария

Рисунок 2.2 представляет сокращение сценариев. Эти сокращенные сценарии являются наиболее близкими сценариями к исходному с точки зрения определенного вероятностного расстояния ε между ξ и ξ . Расстояние Канторовича D_K используется для выбора нового набора сценариев, который получается путем решения:

$$D_K = \sum_{i \in J} p_i \min_{j \in J} (\xi^i, \xi^j), \quad (5)$$

$$C_t(\xi^i, \widetilde{\xi}) = \sum_{t=1}^{\tau} |\xi^i - \widetilde{\xi}|, \tau = 1, \dots, T, \quad (6)$$

где τ - набор удаленных сценариев и вероятность q_j [20]. Блок-схема алгоритма сокращения сценариев показана на рисунке 2.2.

Алгоритм сокращения сценария - это итеративный алгоритм, начинающийся с пустого набора. На основе рассчитанного расстояния Канторовича между сценариями на каждой итерации выбирается сценарий, и этот процесс продолжается до получения определенного расстояния Канторовича. В целом, вероятность каждого невыбранного сценария суммируется с вероятностью ближайшего выбранного сценария.

2.4 Преобразование скорости ветра в энергию ветра

Основное уравнение для энергии ветра таково:

$$P = \frac{1}{2} \rho A V^3 C_p \quad (7)$$

где P – мощность на выходе, Вт;

ρ – плотность воздуха, кг/м³;

A – охват лопаток турбины (м²);

V – скорость ветра (м/с);

C_p - коэффициент мощности (КПД) ветротурбины;

Энергия энергии ветра увеличивается на куб скорости ветра.

Небольшие различия в скорости ветра в пределах данной области могут оказать большое влияние на количество энергии, которую может генерировать ветряная турбина:

$$P(v_2) = \frac{1}{1 + e^{\left(\frac{v_2 - a_1}{a_2}\right)}} * \text{установлен } P, \quad (8)$$

где $P_{\text{установленная}}$ мощность ветряной турбины $a_1 = 9,665$ и $a_2 = 1.573$ [21] постоянные параметры. Скорость ветра v увеличивается с увеличением высоты ступицы. Масштаб высоты, рассчитанный в соответствии с законом Хельмана (Hellman power law):

$$v_2 = v_1 * \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^\alpha, \quad (9)$$

где v_1 скорость ветра на высоте h_1 , v_2 скорость ветра на высоте ветряной турбины, α особенности местности. Для уменьшения сложности модели эти

значения постоянны. Кривая выходной мощности, показанная на рисунке 2.3, представляет собой зависимость количества мощности, вырабатываемой турбиной, от скорости ветра.

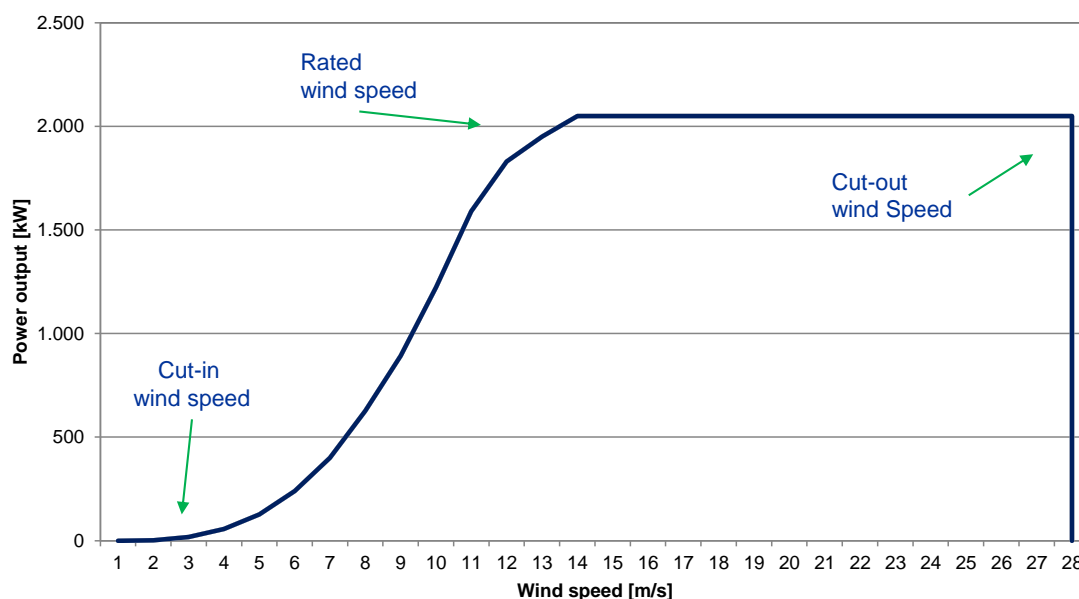


Рисунок 2.3 – График зависимости мощности, вырабатываемой ветряной турбиной

Кривая выходной мощности, показанная на рисунке 2.3, представляет собой зависимость количества мощности, вырабатываемой турбиной, от скорости ветра. Эта кривая представляет собой характеристическую выходную мощность ветряной турбины Vestas V52 мощностью 850 кВт, которая обычно используется в проектах ветроэнергетики. Vestas V52 - это ветряная турбина с горизонтальной осью и диаметром ротора 52 метра, предназначенная для участков со средней скоростью ветра. Как видно на кривой, турбина начинает вырабатывать мощность при начальной скорости ветра примерно 4 м/с, достигает номинальной выходной мощности 850 кВт со скоростью около 16 м/с и поддерживает эту мощность до предельной скорости 25 м/с, после чего турбина отключается по соображениям безопасности. Эта кривая мощности иллюстрирует нелинейную зависимость между скоростью ветра и выходной мощностью, подчеркивая важность точного прогнозирования скорости ветра при прогнозировании производства энергии. Выбор этого типа турбины для исследования обеспечивает реалистичное представление выработки энергии ветром в типичных установках ветроэлектростанций, позволяя более точно моделировать и прогнозировать выработку энергии ветра в различных ветровых условиях [22]. Ветряная турбина преобразует энергию ветра в электрическую энергию с эффективностью преобразования, которая зависит от скорости ветра.

Однако формула (8) является детерминированной, поскольку не учитывает колебания ветрового потока, которые происходят в реальности. Стохастическая модель учитывает колебания скорости ветра, а детерминированная модель

является ее частным решением. В данной работе преобразование скорости ветра в мощность ветра осуществляется с помощью новой математической модели, разработанной предложенной В. Манусовым [23]. Используя начальный и центральный моменты случайной величины, в данном случае это скорость ветрового потока, новая математическая модель для оценки мощности ветряной турбины. Начальным моментом порядка k является математическое ожидание ($M [X]$) значения X_k . Начальные моменты для первого и второго порядков, соответственно, равны

$$\vartheta_1 = M [X]; \vartheta_2 = M [X^2]$$

Порядок k центрального момента - это математическое ожидание ($M [X]$) значения $[X - m_x]^k$. Центральные моменты для первого и второго порядков соответственно равны

$$\mu_1 = M[X - m_x] = 0, \quad \mu_2 = M[X - m_x]^2 = D[X]$$

Центральный момент третьего порядка:

$$\mu_3 = M[X - m_x]^3 = \nu_3 - 3\nu_2\nu_1 + 2\nu_1^3 - 2\nu_2\nu_1 \quad (10)$$

Математическое ожидание мощности, вырабатываемой ветряной турбиной в вероятностном режиме:

$$M[X^3] = \nu_3 + K_X^2, \quad (11)$$

где K_X^2 - момент корреляции - математическое ожидание произведения отклонений этих значений.

$$K_X^2 = M[(X^2 - m_x^2)(X - m_x)] = \mu_3 + 2\nu_2\nu_1 - \nu_1^3 \quad (12)$$

В результате для величины третьего порядка, в данном случае это скорость ветрового потока (V^3), мы получаем математическое ожидание случайной величины. Мы принимаем во внимание, что $M[V] = V^2$, что вероятностная модель для V^3 имеет вид:

$$M[V^3] = \bar{V}^3 + \bar{V}\sigma_V^2, \quad (13)$$

Следовательно, стохастическая модель мощности ветроэнергетической установки имеет вид:

$$P_{max} = (c_p (\bar{V}^3 + \bar{V}\sigma_V^2)), \quad (14)$$

2.5 Проверка погрешности

Как ключевой показатель для качества сценариев, используется корень среднеквадратической ошибки (RMSE - Root Mean Square Error). Количественный учет взаимосвязи между прогнозом и предсказанием предполагает применение статистических методов, которые являются мерами погрешности. Эти меры погрешности основаны на вычислении подходящего среднего значения по отклонениям между прогнозируемыми и измеренными значениями. В любом методе прогнозирования ошибки являются показателем качества модели прогнозирования, поэтому точность прогнозов допускается путем сравнения прогнозируемых скоростей ветра и выходной мощности с соответствующими измерениями [16, р. 343-358]. Анализ ошибок, сосредоточенный в основном на доступных данных прогноза скорости, показывает, что стандартные отклонения ошибки прогноза скорости ветра систематически не изменяются с прогнозируемым уровнем скорости ветра. Основная функция проверки прогнозирования временных рядов ARMA - стандартное отклонение должно быть равно RMSE и подробно будут рассмотрены ниже. Следовательно, необходимо выполнить анализ ошибок для завершения предыдущих шагов и проверки модели ARMA. Цель состоит в том, чтобы гарантировать, что среднеквадратичная ошибка (RMSE) на каждой длине прогноза соответствует стандартному отклонению значений во временном ряду на этой длине прогноза. Чтобы достичь этого, необходимо аналитически рассчитать стандартное отклонение, сначала определив дисперсию временного ряда.

RMSE – точно отражает изменчивость фактических данных. Вычисляя дисперсию временного ряда, можно получить показатель того, насколько точки данных отклоняются от среднего значения. Это расхождение служит основой для понимания разброса данных.

Получив дисперсию, можно извлечь квадратный корень, чтобы найти стандартное отклонение. Это стандартное отклонение представляет типичную величину вариации или разброса точек данных вокруг среднего значения. Обеспечение соответствия RMSE этому стандартному отклонению помогает подтвердить точность нашей модели прогнозирования, показывая, насколько хорошо она отражает внутреннюю изменчивость данных на разных этапах прогнозирования.

$$\begin{aligned} V(0) &= 0 \\ V(1) &= \delta_z^2 \quad (14) \\ V(k) &= \alpha^2 V(k-1) + (1 + \beta^2 + 2\alpha\beta)\delta_z^2 \quad (15) \end{aligned}$$

Стандартное отклонение ошибки прогноза, рассчитанное как в (8). Изменение ошибок прогноза мощности ветра зависит от уровня времени использования энергии ветра с точки зрения сезона года, следовательно, оно не является постоянным. Стандартное отклонение равно RMSE и позволяет проверить ARMA.

$$\delta(X(t)) = \sqrt{V(k)}$$

$$\delta(X(t)) = RMSE(X(t)) = \sqrt{\frac{1}{N(t)} \sum_{i=1}^{N(t)} (v_{measured,i} - v_{forecasted,i})^2} \quad (16)$$

где N - количество моделируемых и v измеренных и прогнозируемых переменных. Временные ряды приводят к ошибкам прогноза в соответствии с аналитическим стандартным отклонением.

2.6 Результаты моделирования

Выходная скорость ветра

Было проведено моделирование в среде Matlab (Приложение А) для получения прогнозных сценариев ветра и дальнейшего преобразования их в энергию. Для прогнозирования в рамках ARMA uni-вариативного инструмента прогнозирования требуются реальные прогнозные данные. В качестве прогнозных данных для дальнейших расчетов была взята информация от Казгидромета (Национальная гидрометеорологическая служба Республики Казахстан). Временные ряды данных о ветре в зимний сезон с интервалом в 15 минут в течение 24 часов взяты для более тщательного изучения (рисунок 2.4). Разработанная универсальная модель ARMA применима только для одной местности, поэтому в качестве примера был определен город Шелек в Южно-Казахстанской области. Чтобы показать правдоподобные результаты, в следующих разделах представлены сравнения скорости ветра и выходной мощности ветра. Для получения прогнозных сценариев ветра и дальнейшего преобразования их в энергию было проведено моделирование.

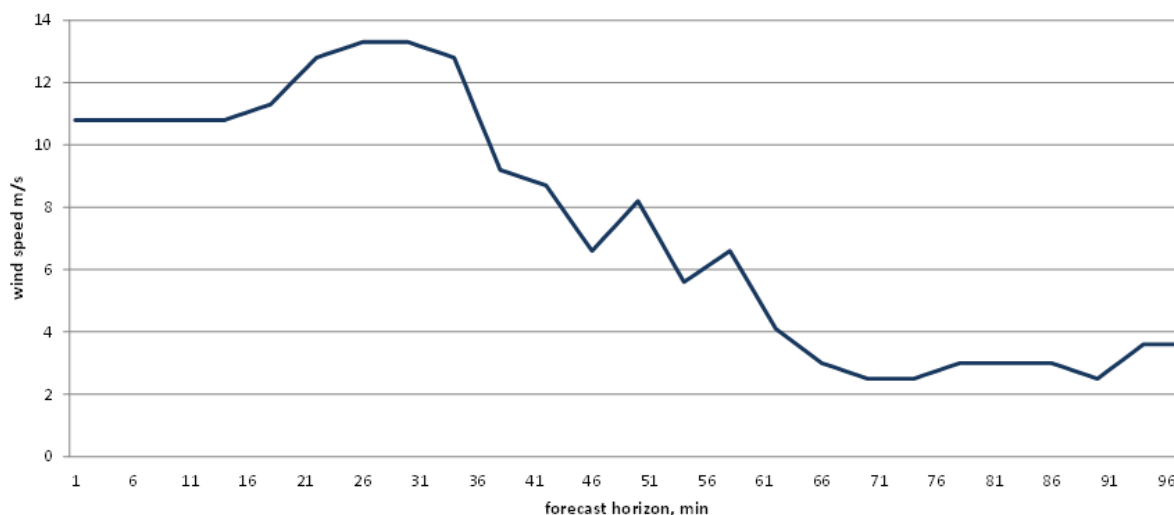


Рисунок 2.4 – Исторические данные о ветре

Для прогнозирования в рамках ARMA uni-вариативного инструмента прогнозирования требуются реальные прогнозные данные. Чтобы определить скорость ветра на основе исторических данных, необходимо смоделировать первую ошибку прогнозирования скорости ветра в Matlab (рисунок 2.5).

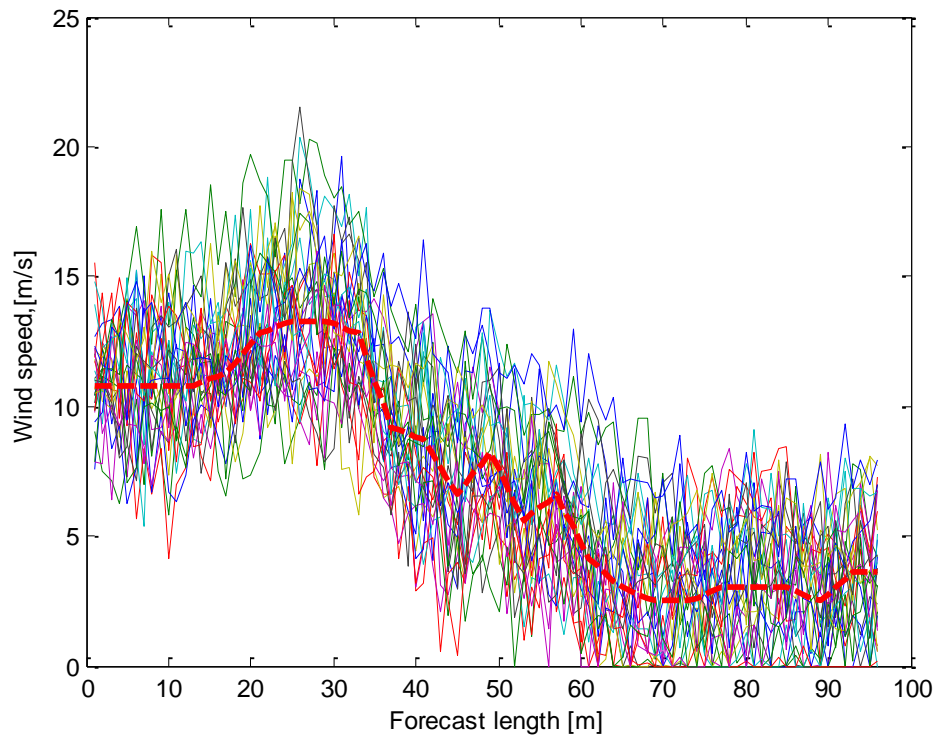


Рисунок 2.5 – Прогнозируемые данные о ветре для 50 сценариев

Для выполнения текущего шага, алгоритм поиска α , β , σ_Z , чтобы избежать локальных минимумов, для $[1, -1, 1]$ взяты в качестве начальных значений α , β , σ_Z соответственно. Сценарии ошибок скорости ветра были добавлены к измерениям скорости ветра, в результате были сгенерированы сценарии прогноза скорости ветра. Рисунок 2.5 представляет 50 сценариев прогноза скорости ветра для данного региона. Пунктирная линия на рисунке. - исходные исторические данные о скорости ветра. Точность прогнозируемых сценариев зависит от сгенерированного количества сценариев. Эта проблема рассматривается в одномерной модели ARMA, которая описана в следующем анализе ошибок.

Сокращенные сценарии

Из-за вычислительной сложности количество сгенерированных оптимальных сценариев ветра слишком велико, чтобы применять их для дальнейших расчетов. Чтобы уменьшить количество генерируемых сценариев и в то же время сохранить начальную вероятность, применяется метод сокращения сценариев на основе расстояния Канторовича. Рисунок 2.6 является продолжением процесса генерации сценария, который был представлен выше.

Соответствующий временной ряд и вероятность для каждого сокращенного сценария определяются процессом сокращения сценария.

Вероятность каждого сценария ослабления ветра, изображенного выше, равна 0,5, 0,3 и 0,2 соответственно. Сценарий скорости ветра с наибольшей вероятностью, в данном случае она равна 0,5, выбирается для следующего шага преобразования скорости ветра в мощность ветра.

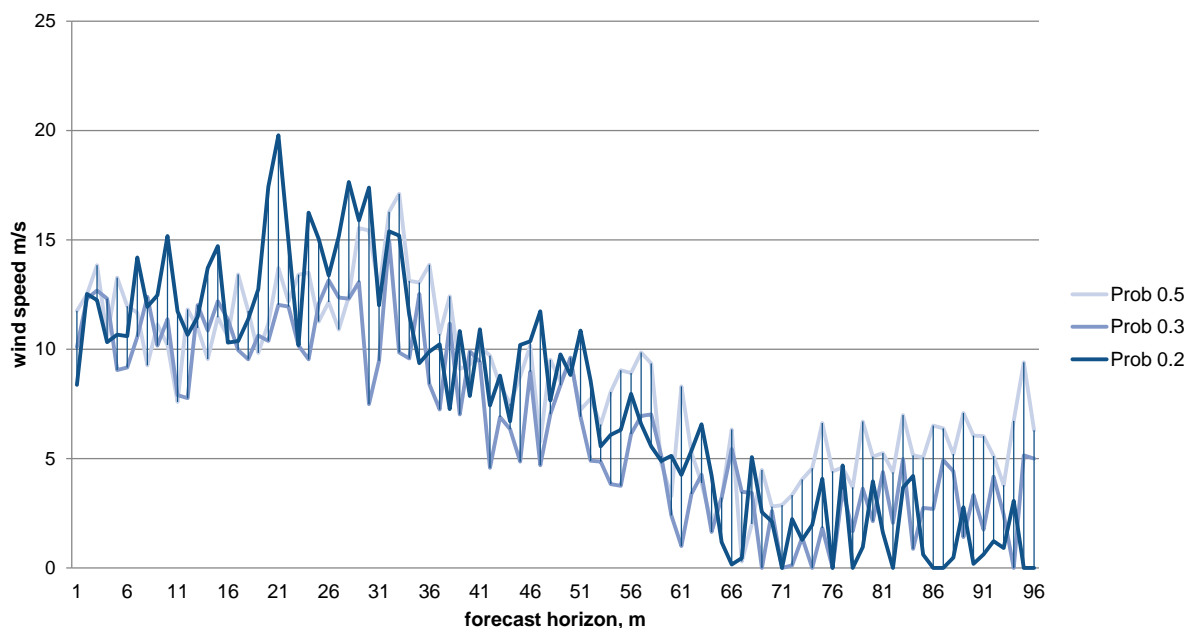


Рисунок 2.6 – Сокращенный сценарий

Расчет мощности ветра

Этот шаг является завершением процесса прогнозирования скорости ветра в рамках одномерной модели ARMA. Количество энергии ветра увеличивается на куб скорости ветра. Выработка электроэнергии ветроэлектростанцией зависит от нескольких параметров, таких как скорость ветра, направление ветра, планировка ветроэлектростанции. Принимая во внимание скорости включения, выключения, прогнозируемая скорость ветра преобразуется в мощность ветра (рисунок 2.7).

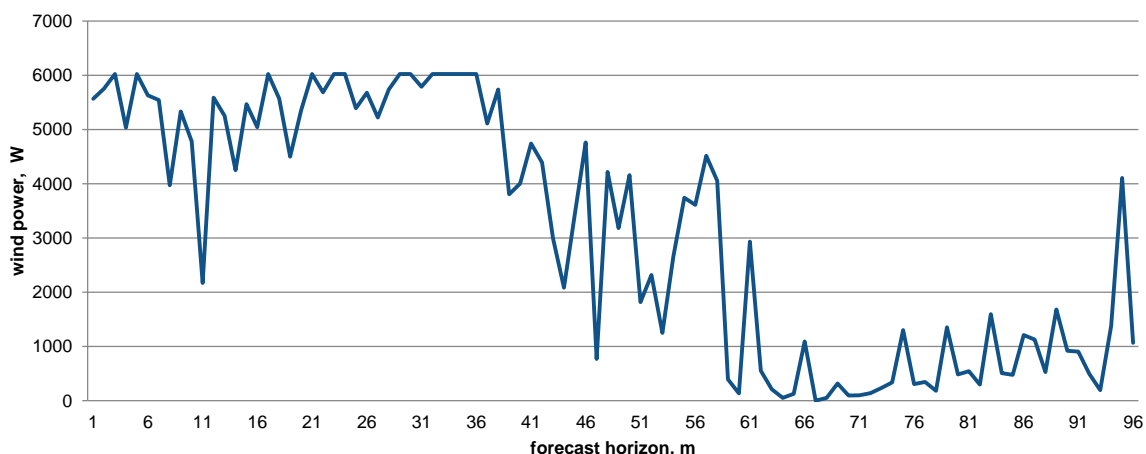


Рисунок 2.7 – Прогнозируемая мощность

На рисунке 2.8 показано сравнение выработки энергии ветром с интервалами в 15 минут и 1 час с течением времени. Ось x-представляет временную метку, в то время как ось y показывает выработку энергии ветра в кВт.

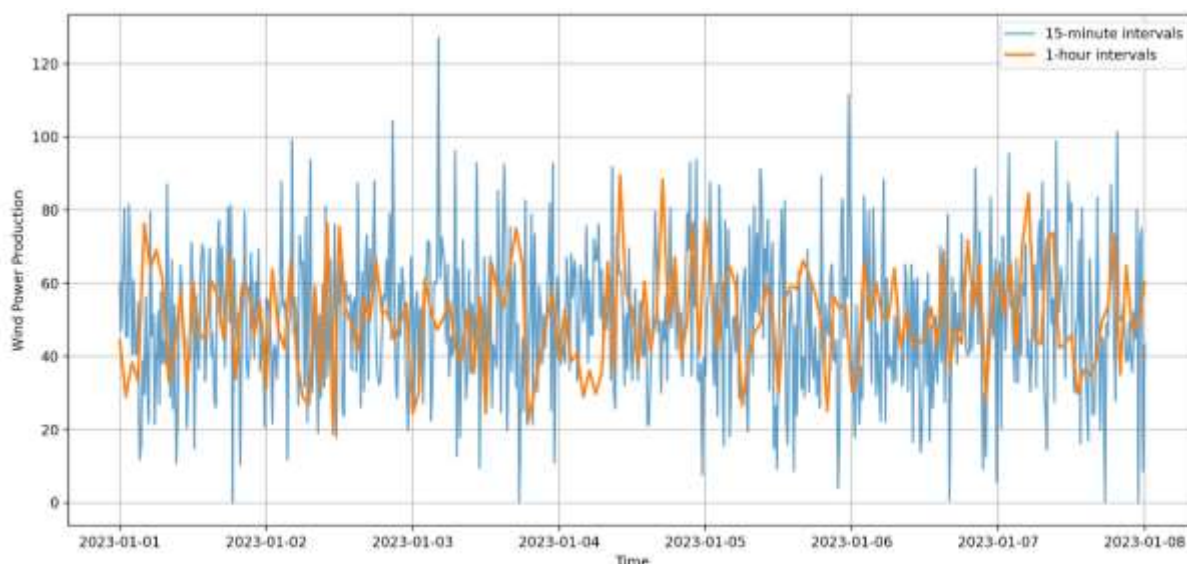


Рисунок 2.8 – Выработка энергии ветром

Эта визуализация помогает понять разницу в детализации между двумя временными интервалами и то, как это влияет на представление о производстве энергии ветром с течением времени.

Среднеквадратическая ошибка прогноза (RMSE)

Этот шаг является завершением процесса прогнозирования скорости ветра в одномерной модели ARMA. Количество энергии ветра увеличивается на куб скорости ветра. Выработка энергии ветроэлектростанцией зависит от нескольких параметров, таких как скорость ветра, направление ветра, планировка ветроэлектростанции. Принимая во внимание скорости включения, выключения прогнозируемая скорость ветра преобразуется в мощность ветра.

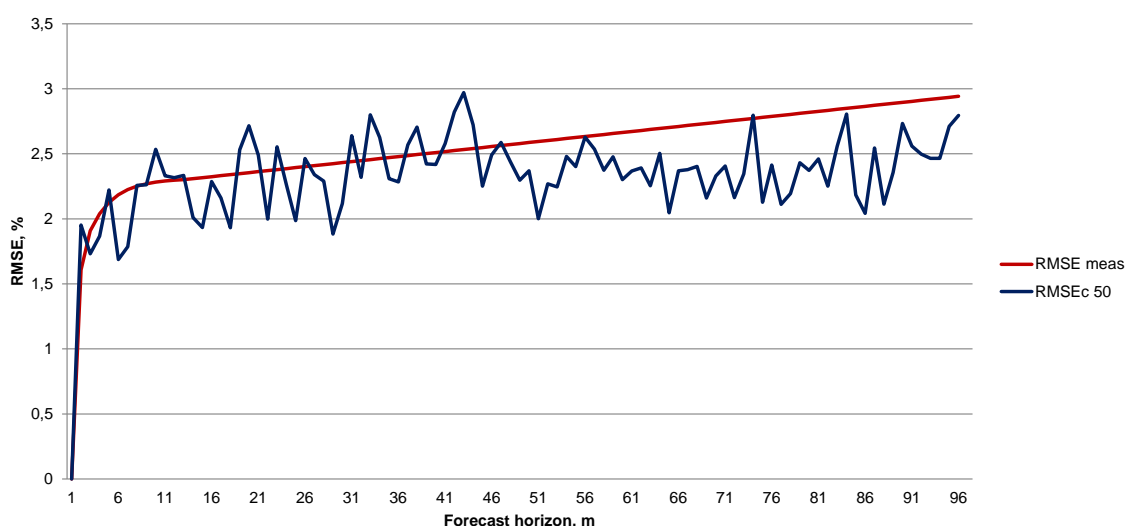


Рисунок 2.9 – RMSE для 50 итераций

Как показано на рисунке 2.9, количество сгенерированных сценариев равно 50, и их среднее вычисленное значение RMSE недостаточно плавно по сравнению с измеренным значением RMSE.

Процесс проверки модели ARMA основан на вычислении ошибок прогноза в соответствии с аналитическим стандартным отклонением.

Это означает, что путем создания множества временных рядов и усреднения значений RMSE можно получить оптимальные и правдоподобные результаты прогнозируемых временных рядов. Стандартное отклонение прогноза на 24 часа с интервалом в 15 минут было рассчитано и проверено для различного количества сценариев прогноза скорости ветра, представленных ниже.

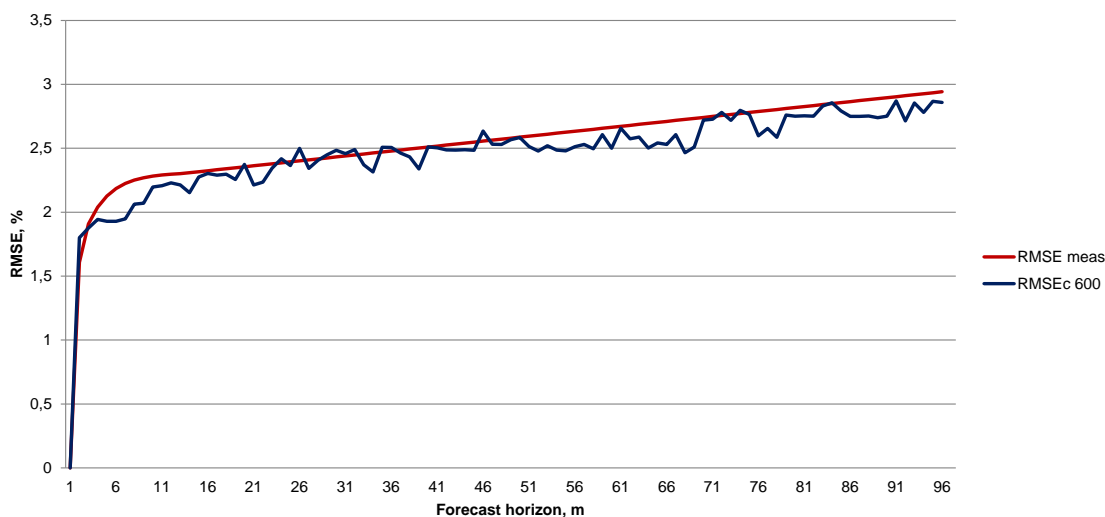


Рисунок 2.10 – RMSE для 600 итераций

В соответствии с рисунком 2.10, согласно моделированию, оптимальное количество сгенерированных сценариев равно 600. Для определения точного оптимального количества сгенерированных сценариев применяется коэффициент детерминации. Желательно, чтобы коэффициент определения R_2 был близок к 1. Согласно расчетам $R_2 = 0.98$, количество оптимальных сгенерированных сценариев равно 600. Разность погрешности прогноза мощности ветра не является постоянным; это зависит от времени года и уровня мощности ветра. Чтобы проанализировать это утверждение, анализируются RMSE различных скоростей ветра в летний и зимний сезоны. Результаты сравнения RMSE и среднеквадратичной ошибки (MSE) приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Сравнение RMSE и MSE

Прогнозируемый сезон	RMSE %	MSE %
Зима, январь	11,6	9,6
Лето, июль	15,6	12,3

Выводы по разделу 2

Прогнозирование скорости ветра, следовательно, и выработки ветровой энергии на ВЭС, играет ключевую роль в составлении баланса мощности в энергосистемах с ВЭС. Кроме того, точное прогнозирование мощности ветра позволяет эффективно планировать объемы генерации на сутки вперед, а также

улучшить процесс участия ВЭС в торговле на рынке электроэнергии. Анализ существующих методов прогнозирования показал, что ни один отдельный математический подход не является универсально применимым ко всем наборам данных. В связи с этим для прогнозирования работы объектов возобновляемой энергетики (RGU) была разработана одномерная модель временных рядов ARMA которая использует ошибки прогноза скорости ветра для улучшения сценариев ветроэнергетики. Эти сценарии, построенные на основе случайных распределений, служат входными данными для моделирования использования ВЭС в моделях энергосистемы. Прогностические сценарии создаются на базе прогнозов различного качества, что позволяет учесть различные уровни точности и надежности. Для оценки эффективности разработанной модели используются такие показатели, как среднеквадратичная ошибка (RMSE) и средняя ошибка (MSE). Эти метрики позволяют объективно оценить точность модели прогнозирования мощности ветра при различных условиях. Исследуя RMSE и MSE, можно сделать выводы о производительности модели и выявить направления для её улучшения.

Следует отметить, что текущая одномерная модель временных рядов ARMA, разработанная для плоской местности, имеет ограниченную применимость в сложных рельефах. Для таких регионов требуется учет корреляции ошибок, что снижает общую точность инструмента прогнозирования.

Проведенное моделирование позволило получить набор реалистичных сценариев скорости ветра для региона. Эти данные являются ценным инструментом для участников рынка электроэнергии. Они могут быть использованы инвесторами для оценки перспектив проектов ветровой энергетики, генерирующими компаниями для планирования производства электроэнергии, а также регуляторами для разработки политики в области возобновляемых источников энергии.

Полученные прогнозные сценарии скорости ветра являются основой для дальнейшего анализа рынка ветровой энергетики. В следующей главе будет рассмотрено, как эти данные могут быть использованы для оценки потенциала ветровой энергетики в регионе, определения оптимальных параметров ветровых электростанций и разработки стратегий развития этого сектора.

3 ИССЛЕДОВАНИЕ СТРАТЕГИИ РЫНОЧНОЙ ЭКОНОМИКИ ОБЪЕКТОВ ВИЭ

Стратегии электроснабжения как системы регулирования производства энергии разрабатывались десятилетиями. В данном разделе рассматривается проблема согласования различных вариантов стратегии работы виртуальной электростанции (VPP) на рынке электроэнергии с учетом изменений цен на электроэнергию и хранение энергии для динамически изменяющихся цен энергосистемы [24]. Модель представляет собой энергетическую систему, в которой ветровые и фотоэлектрические электростанции объединены с накопителями энергии в попытке максимизировать общую прибыль от продажи электроэнергии на рынках электроэнергии. Использование солнечных нагревателей для горячего водоснабжения была рассмотрена в [25, 26]. Предложенная модель оптимизации ветровых электростанций (ВЭС) способна улучшить процесс представления заявок на внутрисуточный и спотовом рынках в условиях больших скачков цен на электроэнергию, генерирующих мощностей и статистических неоднородностей рыночных параметров. Разработанные модели оптимизации содержат набор оптимальных заявок для временного горизонта и внутрисуточного рынка. Что касается интеграции компонентов ВЭС, три описанных вариации используют разные подходы и не конкурируют друг с другом на рынке электроэнергии. Третий случай, в котором VPP и фотоэлектрические (PV) установки работают вместе, а система хранения применяется в качестве дополнительного инструмента, может принести самый высокий доход. Моделирование в MatLAB проанализировало три сценария и сравнило финансовые результаты. Третий сценарий, включающий VPP и хранение, оказался наиболее благоприятным. Для дальнейшего изучения финансового эффекта и принятия решений следует учитывать стоимость энергетической установки. Это исследование дает ценную информацию о финансовых последствиях и стратегиях оптимизации виртуальных электростанций в различных рыночных сценариях в непредсказуемых рыночных условиях. Интеграция возобновляемой генерации и аккумуляторного хранения представляется многообещающим подходом для повышения прибыльности и обеспечения конкурентоспособности в меняющемся энергетическом мире. В дальнейшем всестороннее рассмотрение затрат на установку и динамика рынка будет иметь решающее значение для принятия обоснованных решений и максимизации финансовых выгод от внедрения ВИЭ.

3.1 Исследование гибкости управления рынком электроэнергии в условиях роста возобновляемых источников

В любом современном государстве энергетика является важной отраслью экономики. В мире наблюдается большой интерес к проблеме энергетического обеспечения экономического роста. Несмотря на большое количество публикаций по данной проблеме, не существует устоявшегося мнения о закономерностях развития энергопотребления в контексте экономического

роста. Общая тенденция энергопотребления показывает рост потребления энергии при повышении уровня и качества жизни населения, а рост промышленного и сельскохозяйственного производства увеличивает уровень потребления энергии в целом [27].

Специфика таких товарных характеристик электроэнергии, как ее неосязаемость, незаменимость, технологичность, неразрывность процессов производства, транспортировки и потребления электроэнергии, фактичность и управляемость, ограниченность применения прав собственности и распоряжения, всеобщность потребления, определяет характеристики рынка электроэнергии. К ним относятся большая емкость, устойчивые финансовые потоки, практическое отсутствие продуктовых инноваций, относительная структурная устойчивость, относительно низкая отдача на инвестированный капитал, непрерывность функционирования, отсутствие возможности формирования запаса объема электроэнергии, отсутствие точного планирования объемов производства и потребления и физической возможности определения производителя электроэнергии для каждого конкретного потребителя [28-30]. В условиях экстремальных или близких к аномальным условиям на рынке электроэнергии такие отличительные характеристики электроэнергии, как ее неосязаемость, отсутствие заменителей, внутренняя технологическая зависимость, неразрывность производства, транспортировки и потребления, фактичность и управляемость, ограниченность прав собственности и распоряжения, всеобщность потребления, определяют рынок электроэнергии как сложнейшую технико-экономическую систему.

В такой ситуации возможны значительные колебания цен на электроэнергию, нестабильность процессов ее производства и потребления, трудности в управлении и контроле энергетических процессов. Важно подчеркнуть, что в таких условиях требуется более гибкое и адаптивное управление рынком электроэнергии для обеспечения эффективной работы энергетического сектора и надежного электроснабжения потребителей [29, р. 63-86; 30].

Ожидается, что глобальный спрос на электроэнергию будет расти быстрее в течение следующих двух лет, прогнозируется его увеличение в среднем на 6,4% в год до 2026 года [31]. Этот скачок будет обусловлен улучшением экономической ситуации, что будет способствовать ускоренному росту спроса на электроэнергию как в развитых, так и в развивающихся странах. В частности, в странах с развитой экономикой и Китае рост спроса на электроэнергию будет обусловлен продолжающимся внедрением электроэнергии во всех секторах. Для достижения целей Парижского соглашения и сдерживания глобального потепления на уровне 1,5°C, необходимо сократить выбросы на 45% к 2030 году и достичь углеродной нейтральности к 2050 году [32]. Поэтому стратегии регулирования рынка, включающие возобновляемые источники энергии (ВИЭ), являются жизненно важными вопросами [33].

Стратегии регулирования рынка в электроэнергетической отрасли строились десятилетиями. Это было монопольное производство с

двусторонними долгосрочными соглашениями между коммунальными службами и потребителями [34]. Начало дерегулирования рынка электроэнергии в Европе и введение свободных рынков с регулированием на основе затрат началось в 1998 году [35]. Быстрое развитие возобновляемой генерации из-за экологических аспектов, а также децентрализованной генерации повлияло на структуру европейского рынка электроэнергии. В новой конкурентной системе рыночные агенты также используют прогнозы нагрузки в качестве справочной переменной для стратегических торгов и являются одним из основных факторов, определяющим цены на электроэнергию. Европейский электроэнергетический сектор показывает годовое потребление в размере 2500 ТВт·ч и является одним из крупнейших рынков в мире. Торговля электроэнергией имеет несколько рыночных платформ, таких как спотовый, внутрисуточный и резервный рынки, с установленными правилами и положениями. Спотовый рынок существует для спотовой торговли и управления мощностью [36, 37].

Европейская энергетическая биржа (EPEX) – это биржа спотовой торговли электроэнергией в Германии, Франции, Австрии и Швейцарии, основанная в 2002 году. Участники EPEX Spot подают заявки ежедневно в 12:00, 7 дней в неделю, включая праздничные дни. Минимальное повышение цены составляет 0,1 евро за МВт [38]. Цена определяется на каждый час аукциона в полдень с использованием метода цены за единицу. Это означает, что последняя поданная заявка определяет цены всех участников рынка. Цены на электроэнергию не регулируются. Они напрямую определяются спросом или предложением. Помимо спотового рынка на сутки вперед, EPEX также управляет внутрисуточными рынками электроэнергии в Германии и Франции. Внутрисуточные рынки организованы по принципу непрерывной торговли – заявки участников рынка поступают непрерывно семь дней в неделю, 24 часа в сутки, включая праздничные дни [39]. Как только две заявки становятся совместимыми, они исполняются. Контракты могут быть проданы за 45 минут до физического исполнения. С декабря 2010 года участники могут совершать трансграничные сделки между внутрисуточными рынками Германии и Франции. Гибкие схемы внутрисуточной торговли позволяют одновременно осуществлять трансграничную торговлю на бирже, подключаясь к платформе мощности, поддерживаемой операторами систем передачи. На внутрисуточном рынке нет единой рыночной цены. Вместо этого цена основана на методе спроса и предложения и определяется для каждой сделки в зависимости от заявок. Рынок торгуется отдельными часами или блоками с очень краткосрочной поставкой в тот же или на следующий день. С 15:00 текущего дня можно торговать все часы следующего дня. Минимальный размер установлен в 1 МВт [40].

В этом разделе будут применены различные операционные стратегии для виртуальной электростанции (VPP) на рынках электроэнергии при изменяющихся параметрах. Построена модель, представляющую энергетическую систему, в которой ветряная электростанция и фотоэлектрическая электростанция объединены с системой хранения энергии для максимизации общей прибыли от продажи энергии на рынках

электроэнергии [41]. Это позволяет владельцам ветроэлектростанции (wind power plant) WPP имеющих накопители энергии покупать энергию на рынке, когда цена низкая, и продавать ее обратно в периоды, когда рыночная цена считается высокой, в широких минимальных и максимальных пределах изменения цены энергии и изменять емкости хранения для вырабатываемой энергии. Это повышает надежность и эффективность VPP, способствуя стабильности энергосистемы и поддерживая переход к устойчивой энергетической парадигме [42].

Концепция виртуальной электростанции направлена на то, чтобы позволить ВИЭ выйти на энергетический рынок и предоставить ориентированную на потребителя энергетическую услугу. Из-за статистически неоднородного стохастического поведения энергии, вырабатываемой солнечными и ветряными электростанциями, риск участия отдельного блока на энергетическом рынке максимизируется. При отсутствии систем хранения энергии, производитель должен покупать дорогую балансирующую энергию, если запланированная энергия не может быть поставлена. Таким образом, отдельный блок не участвует в энергетическом рынке или участвует только с небольшой частью своей максимальной мощности [43, 44].

Участие в контролируемых энергетических рынках сопряжено с относительно высокими рисками, связанными с флуктуирующим поведением, поскольку цены на энергию и технологии колеблются [45]. Другая проблема заключается в том, что отдельные ВИЭ в системе распределённой генерации часто слишком малы для участия в рынках электроэнергии. Минимальный объем торговли почасовыми контрактами на мощность на спотовом рынке EEX1 составляет 0,1-0,5 МВт [46, 47]. Более того, изменение этого параметра во времени происходит неоднородно в условиях статистической неоднородности и дифференциации во времени. Для участия в контролируемом энергетическом рынке возможна минимальная номинальная мощность ВИЭ [48]. Чтобы преодолеть эти ограничения, подход VPP объединяет множество ВИЭ в один пул и связывает их с информационной сетью. Это означает, что стохастические изменения могут быть сбалансированы между количеством отдельных единиц установок возобновляемых источников энергии - RGU (Renewable Generation Unit). Таким образом, группа RGU сопоставима с базовой электростанцией, подключенной к передающей сети. В результате участие в энергетическом рынке облегчается. Это не единственное преимущество пула RGU, есть также целый ряд других преимуществ использования VPP [49, 50]:

- экономия первичной энергии и сокращение выбросов загрязняющих веществ;
- предоставление услуг с добавленной стоимостью для эксплуатации энергосистемы посредством централизованных стратегий управления для поддержания надежности, безопасности и гибкости электроснабжения;
- возможность отсрочить инвестиции в укрепление электрической инфраструктуры, поскольку реализация VPP требует относительно незначительной модификации существующей инфраструктуры;

– значительное расширение круга участников сделок на рынке электроэнергии и обеспечивает гибкость работы энергосистемы.

Распространение виртуальных электростанций набирает обороты во всем мире из-за растущего присутствия распределенной генерации в электроэнергетических системах, широкого внедрения информационно-коммуникационных технологий и достижений на конкурентных рынках электроэнергии. Эти разработки предоставляют новые механизмы для эффективного управления энергоресурсами. VPP, по определению, включает в себя интеграцию кластера объектов распределенной генерации под единой системой управления с двунаправленной связью между его компонентами для повышения эксплуатационной эффективности. VPP могут, в частности, напрямую участвовать в рынках электроэнергии, стремясь к повышению экономической и технической выгоды [51, 52]. Существуют два различных типа VPP: коммерческие виртуальные электростанции (CVPP) и технические виртуальные электростанции (TVPP). CVPP в первую очередь сосредоточены на оптимизации производства своих компонентов и спроса на электроэнергию для участия на рынке. В то же время TVPP предоставляют вспомогательные услуги оператору передающей сети, регулируя уровни напряжения и частоты, тем самым улучшая качество электроснабжения. В отличие от CVPP, моделирование TVPP включает ограничения распределительной сети в максимально широком диапазоне [53-55].

К недостаткам существующих исследований в области построения моделей генерации возобновляемой энергии для статистически неоднородных параметров рынка энергии относится тот факт, что отсутствует четкая экономическая связь между совместной оценкой работы энергосистемы и анализом ее доходов через представление рынков на сутки вперед и внутрисуточного рынка, который характеризуется ценой поставки и способен сильно меняться каждый час в течение дня в пересчете на €/кВт·ч. Ни одна модель оптимизации не может делать оптимальные заявки на внутрисуточном и спотовом рынках в условиях аномалий и статистических неоднородностей цен на энергию и оборудование. Наиболее перспективной технологией является совместная работа фотоэлектрических и ветровых электростанций с накопителями энергии. При этом когда цена энергии низкая, ее можно накапливать и хранить, а когда цена растет, ее можно продавать на рынке энергии. При этом аккумуляторные батареи используются в этой системе как дополнительный инструмент и также участвуют в модельном и экономическом анализе оптимальной стратегии генерации и хранения электроэнергии.

Eurelectric, Европейская электроэнергетическая ассоциация, выпустила Power Barometer – набор ключевых отраслевых показателей, отражающих исторические события в энергетическом секторе и подчеркивающих проблемы на пути к достижению цели климатически нейтральной европейской экономики к 2050 году. Ассоциация отмечает, что процесс декарбонизации электроэнергетического сектора идет быстрыми темпами [56].

3.2 Методы и материалы

3.2.1 Анализ рынка продаж возобновляемой энергии

По результатам анализа Международного энергетического агентства (МЭА) текущего состояния мирового энергетического рынка, а также прогноза спроса и предложения на перспективу до 2025 года, можно сделать вывод, что особое внимание уделяется ситуации в Европе, где в 2022 году возникнет определенный дефицит энергии, а также Азиатско-Тихоокеанскому региону с его быстро колеблющимся растущим спросом на электроэнергию и ускоренным внедрением чистых источников [57].

На современном этапе отношения в электроэнергетической сфере приводят к активным интеграционным процессам на уровне рынков электроэнергии и формированию крупных торговых площадок, объединяющих производителей и потребителей электроэнергии в пределах одной страны и, чаще всего, соседних стран. Например, в Германии вклад нерезидентов в объем продаж на торговой площадке EEX (European Energy Exchange) составляет 50% и более, среди которых можно выделить Францию, Италию, Бельгию, Нидерланды, Австрию. Аналогичные интеграционные процессы наблюдаются и в других странах [58].

Стохастический, робастный и модельный предиктивный контроль (MPC) используются для изучения моделей стохастической оптимизации. Преимущества и недостатки этих моделей суммированы в таблице 3.

Таблица 3 – Сравнение методов MPC, стохастической и надежной оптимизации

Метод оптимизации неопределенности	Преимущества	Недостатки
Стохастический	1. Может предоставить ожидаемую ценность идеальной информации и стоимость стохастического решения 2. Минимизация ожидаемых затрат вместо минимизации затрат в худшем случае	1. Требуется больших вычислительных ресурсов для крупных сценариев 2. Необходимо назначить вероятности для генерации сценария 3. Статическое предположение неопределенности
Устойчивый	1. Нет распределения вероятностей 2. Не требует больших вычислительных затрат	1. Необходимо использовать разные алгоритмы для разных наборов неопределенностей. 2. Излишне консервативные решения
ПДК	1. Не требует внешних приложений 2. Динамика модели использует текущую информацию для прогнозирования будущего объема производства	1. Требуется высокой квалификации 2. Опирается на исторические данные или информацию

Для оптимизации модели мы будем использовать преимущественно стохастическую оптимизацию.

3.2.2 Математическая модель оптимизации продаж электроэнергии виртуальной электростанцией

Для достижения желаемого решения для заданного результата необходимо определить общую проблему. Определение проблемы направлено на выявление оптимальных стратегий для VPP и анализ результирующего дохода от продажи электроэнергии на рынке в условиях аномальных рыночных параметров. Целевая функция для рыночных продаж VPP определяется как

$$\max \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M R_{tm} * x_{tm} \quad (17)$$

где вектор, который состоит из значений мощности, подлежащих продаже на рынке электроэнергии от VPP в момент времени, который определяется с помощью смешанного целочисленного линейного программирования (ЛП), является вектором цен на продажу электроэнергии RGU. представляет собой количество временных интервалов, наблюдаемых в течение периода оптимизации, и количество различных приложений x_{tm} .

Модель оптимизации должна определять и включать ограничения, вызванные производством RGU и системой хранения. Правила рынка вызывают участие рынка в условиях ограничений при аномальных условиях и отклонениях. Точность прогнозирования выходной мощности и размера хранилища является основным фактором достижения высокого дохода. Математическое представление ограничений в LP представлено в формуле (18) ниже.

$$\forall x \in R, Ax \leq B, x \geq 0 \quad (18)$$

3.2.3 Оптимизация энергетических параметров VPP с использованием стохастического моделирования

Разработанная модель VPP координирует совместную работу ВИЭ и системы хранения. Совместная работа ветроэлектростанций, фотоэлектрических установок и системы хранения предлагает рынку единую заявку:

$$\max \sum_{s \in S} \rho_s \cdot \sum_{t \in T} R_{st} \cdot (P_{st}^w + P_{st}^{pv} - P_{st}^s) \quad (19)$$

Где вероятность сценариев s , рыночная цена, набор и индекс сценариев, набор и индекс часового периода, а также выходная мощность ветряной и фотоэлектрической электростанции в сценарии соответственно, мощность разряда системы хранения $\rho_s R_{st}, S, st, T P_t^w P_t^{pv} P_t^s$

$$0 \leq P_{st}^w \leq W_{st}^w \quad \forall s \in S, \forall h \in T \quad (20)$$

$$0 \leq P_{st}^{pv} \leq W_{st}^{pv} \quad \forall s \in S, \forall h \in T \quad (21)$$

$$0 \leq C_{st}^w \leq W_{st}^w \quad \forall s \in S, \forall h \in T \quad (22)$$

$$0 \leq C_{st}^{pv} \leq W_{st}^{pv} \quad \forall s \in S, \forall h \in T \quad (23)$$

$$0 \leq X_S \leq (P_{max}^w + P_{max}^{pv} + P_{max}^s) \quad \forall h \in T \quad (24)$$

$$0 \leq X_I \leq (P_{max}^w + P_{max}^{pv} + P_{max}^s) \quad \forall h \in T \quad (25)$$

$$P_{15} = P_{30} = P_{45} = P_{60} \quad \forall h \in T \quad (26)$$

$$P_1 = P_2 = P_3 \quad \forall h \in T \quad (27)$$

где W_{st}^{pv} – сценарий генерации ветровой и солнечной энергии в период, и сокращение ветровой электростанции и фотоэлектрической установки, и совместная заявка на спотовый рынок и внутрисуточный рынок со стороны ВЭС, фотоэлектрической установки и системы хранения, и максимальная установленная мощность ветряных и фотоэлектрических электростанций.

Переменные, представляют собой общую мощность генерации ветровой и солнечной энергии в пределах накопителя, которая будет продаваться на спотовом рынке и внутрисуточных рынках каждые $\frac{1}{4}$ часа. Переменные, представляют собой общую мощность генерации ветровой и солнечной энергии с учетом накопителя, которая будет продаваться на спотовом рынке, и соответствуют сценариям соответственно Технические ограничения для компонентов VPP не затрагиваются совместной работой и остаются такими же при независимой работе.

Исторические данные о профиле ВИЭ, таких как ветер и солнце, были собраны и обработаны, и использованы для формулирования проблемы анализа рынка с использованием стохастической программы для минимизации экономической стоимости электроэнергии. Была определена вероятность для каждого сценария, затем было выполнено суммирование по всем сценариям и умножение на ее вероятность для расчета ожидаемой стоимости.

Поскольку имелось большое количество сценариев, и это затрудняло решение результирующей детерминированной эквивалентной задачи, то было выполнено сокращение сценариев.

В этом случае метод сокращения сценариев заключался в назначении вероятности оставшимся сценариям на основе суммы вероятностей пропущенных сценариев, которые были представлены. Решение задачи было сведено к использованию смешанной целочисленной линейной задачи (MILP). Для решения задачи мы разработали ML-модуль используя библиотеки Gurobi для языка программирования Python. Gurobi Optimizer – это библиотека программного обеспечения математической оптимизации для решения смешанно-целочисленных линейных и квадратичных задач оптимизации. W_{st}^w W_{st}^{pv} st C_{st}^w C_{st}^{pv} X_S X_I P_{max}^w P_{max}^{pv} P_{15} P_{30} P_{45} P_{60} P_1 P_2 P_3 1,2,3

Концепция решения задач типа MILP с предварительным обнулением переменных реализована в нашем решателе Gurobi и описана на рисунке 3.1.

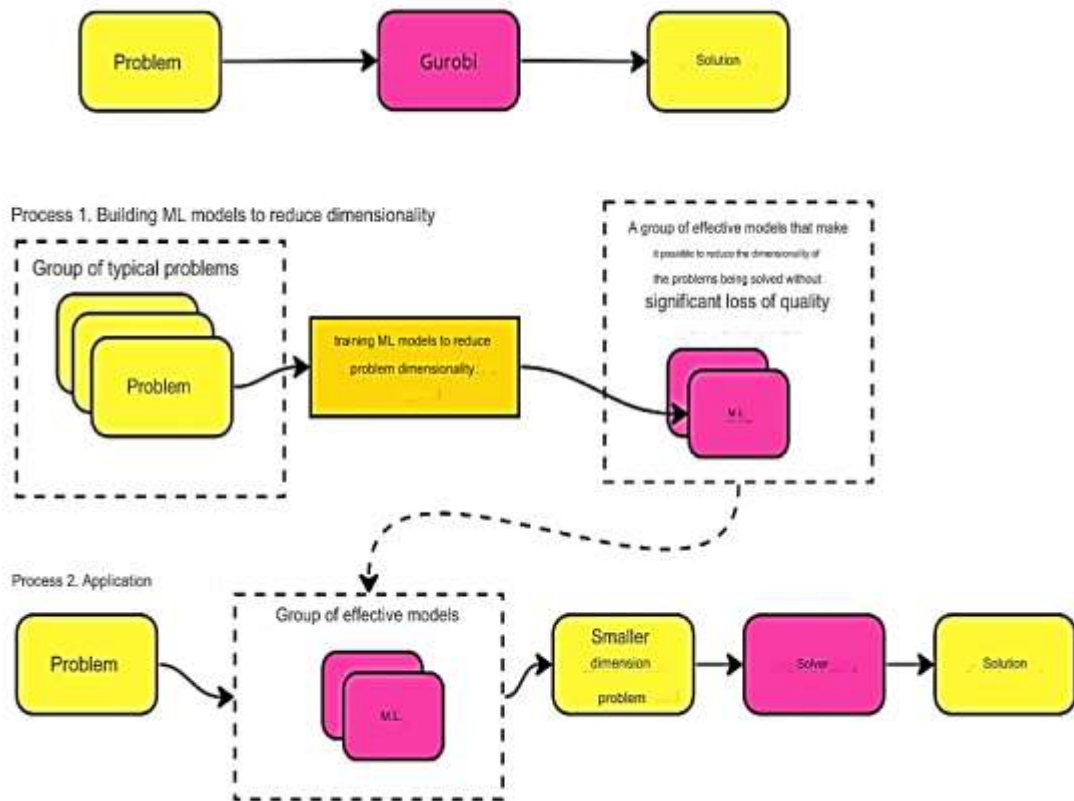


Рисунок 3.1 - Концепция решения задач типа MILP с предварительным обнулением переменных, реализованная в решателе Gurobi

Итак, изначально у нас есть некоторый пул проблем, и мы хотим построить конвейеры, включая решатель, такой, чтобы он решал типичные проблемы (похожие на проблемы из этого пула) как можно эффективнее. Для этого нужно:

1. Решить все проблемы из пула. Это делается заранее, поэтому у нас достаточно времени для этого.

2. Из полученных решений формируем обучающую выборку – таблицу со столбцами: имя переменной, проблема, значение, принимаемое в оптимальном решении, и атрибуты для этой переменной.

3. На построенной выборке мы обучаем модель классификации, которая будет классифицировать нулевые/ненулевые переменные как двоичные/числовые переменные.

4. Теперь, на этапе решения, мы можем взять задачу со всеми ее переменными и запустить наш классификатор на них. Мы фиксируем все нулевые переменные на 0 на основе результатов классификации.

Решение задачи меньшей размерности (с фиксированными переменными) с помощью решателя займет меньше времени.

3.2.4 Модель системы накопителей в интеграции ВИЭ

Для компенсации неопределенности колебаний и изменчивости возобновляемых источников энергии было предложено, чтобы электрическая энергия из RGU бралась и преобразовывалась в различные формы энергии. Системы хранения могут быть вариантом, предшествующим этому решению. Сохраненная энергия используется вместо балансирующей энергии, что является основным фактором стоимости для интеграции RGU на рынке. Работа ограниченной емкости системы хранения означает, что возможность хранить или поставлять энергию зависит от состояния заряда (SOC). Прошлая эксплуатация устройства влияет на уровень SOC. Это означает, что работа устройства хранения в данный момент времени зависит от операции, выполненной ранее. В случае, если оператор VPP хочет избежать экстремального дисбаланса энергии, внутрисуточное управление хранением позволит регулировать уровень SOC. Это делается, поскольку устройство хранения может хранить или поставлять энергию в критические моменты времени. Предлагаемый подход основан на методе принятия решений для планирования выходной мощности хранилища в течение периода для t_i $t_i P^{ESD} [t_0, t_n]$ упрощение переменная переименована и принята в целом для каждого временного ряда $P^{ESD} u$

$$P^{ESD} = u; \quad [u_{t_0}, u_{t_1}, \dots, u_{t_i}, \dots, u_{t_n}] = [u]_{t=t_0}^{t_n} \quad (28)$$

$$\begin{cases} r_{ch}^{nom} \leq u \leq r_{dis}^{nom} \\ SOC_{min} \leq SOC_{ti} \leq SOC_{max} \end{cases} \quad (29)$$

Ограниченная емкость накопителя энергии обуславливает временную зависимость в графике. Выходная мощность накопителя зависит от номинального заряда и разряда, а также от его фактического уровня SOC. В результате для любого времени ограничено номинальными скоростями заряда и разряда накопителя, соответственно. Ограничено минимальным и максимальным уровнями SOC, соответственно, и $t_i u_t r_{ch}^{nom} r_{dis}^{nom} SOC_{ti} SOC_{min} SOC_{max}$

Выходная мощность системы накопления энергии оценивается как положительная при разрядке и отрицательная при зарядке ($(r_{ch}^{nom} \leq 0) \geq r_{dis}^{nom}$) от предыдущего значения и выходной мощности накопителя в течение периода. Режимы зарядки и разрядки показаны ниже:

$$SOC_{ti} = \begin{cases} SOC_{ti-1} - \eta_{ch} \times \frac{u_{ti} \times \Delta t}{C} & \leftarrow u_{ti} < 0; \\ SOC_{ti-1} - \frac{1}{\eta_{dis}} \times \frac{u_{ti} \times \Delta t}{C} & \leftarrow u_{ti} \geq 0 \end{cases} \quad (30)$$

где η_{ch} и η_{dis} – эффективности зарядки и разрядки применяемой системы хранения.

3.2.5 Экономическая модель VPP

Экономическая модель была реализована в MATLAB с использованием решателя CPLEX для решения результирующей задачи линейного программирования (LP). На рисунке 3.2 показана виртуальная модель электростанции.

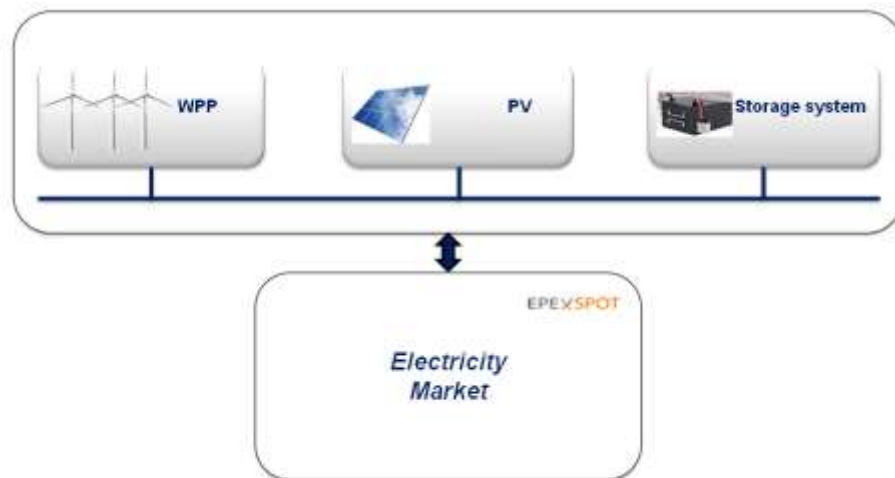


Рисунок 3.2 – Виртуальная модель электростанции

Целью VPP является увеличение доходов рынка электроэнергии путем совместной эксплуатации RGU и системы хранения. Пул RGU имеет широкий спектр преимуществ при использовании VPP [59]:

- экономия первичной энергии и сокращение выбросов загрязняющих веществ;
- предоставление услуг с добавленной стоимостью для эксплуатации энергосистемы посредством централизованных стратегий управления для поддержания надежности, безопасности и гибкости электроснабжения;

- позволяет отсрочить инвестиции в укрепление электрической инфраструктуры, поскольку внедрение VPP требует относительно небольших изменений в существующей инфраструктуре;
 - расширяет число участников сделок на рынке электроэнергии и эксплуатации энергосистемы со значительной гибкостью;
- Далее описываются отдельные компоненты VPP.

3.3 Торговля VPP

Предполагается, что VPP участвует в рынках на сутки вперед и внутри дня в условиях максимальной неопределенности. Неопределенность, представленная здесь, – это выходная мощность RGU. Чтобы участвовать в рынке электроэнергии, владелец VPP должен сначала принять решение о конкретном объеме поставки электроэнергии. Это решение было принято до того, как стали известны фактические значения мощности компонентов VPP. Когда выходная мощность RGU определяется с помощью инструмента прогнозирования, корневое решение может быть улучшено. Эта проблема известна как двухэтапная стохастическая задача. В стохастическом программировании важно устанавливать непредвиденные решения [60, 61]. В текущей модели оптимизации почасовая выходная мощность рассматривается как неопределенность. Чтобы справиться с этим источником неопределенности, было предложено использовать дискретное представление непрерывных случайных величин. Поэтому при моделировании применяется двухэтапная стохастическая древовидная модель (рисунок 3.3).

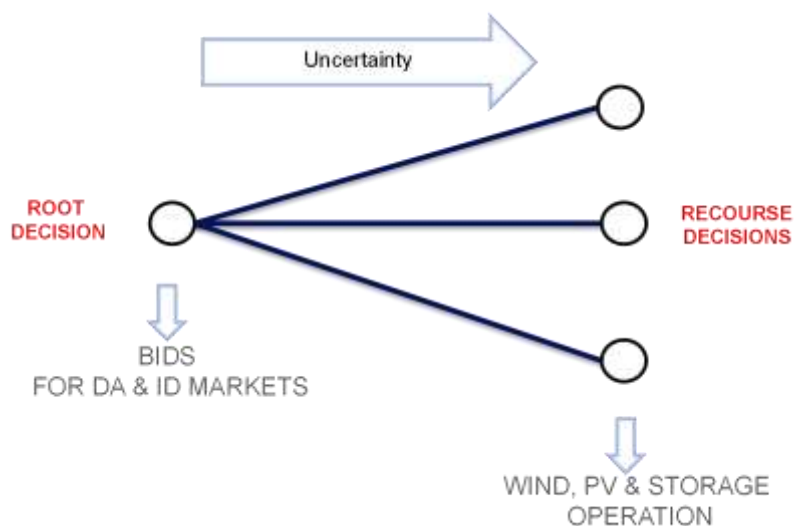


Рисунок 3.3 – Генерация сценария

На первом этапе ветровые и фотоэлектрические установки рассматривают систему хранения для принятия оптимального решения о заявках, которые подаются на рынок на сутки вперед. Для второго этапа стохастической оптимизации рынок очищается, и достигается оптимальная работа системы хранения. Почасовая работа установок является переменной ресурса [62].

Представлены три различных случая совместной и одиночной работы RGU. Различные варианты работы и анализы их доходов предлагаются в текущей модели (рисунок 3.4).

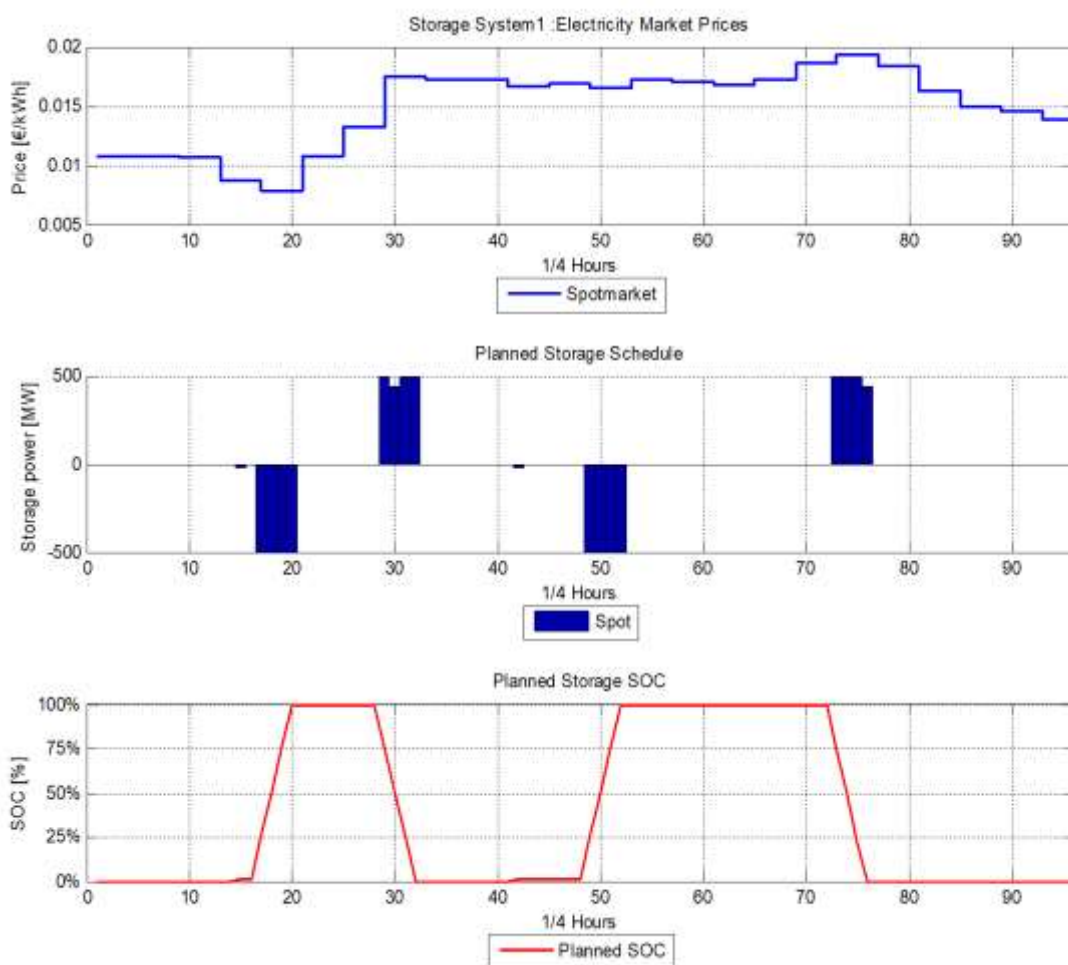


Рисунок 3.4 – Использование технологии хранения на рынке на сутки вперед

Представлены три различных случая совместной и одиночной работы RGU. В текущей модели предлагается различный вариант работы и анализ их доходов:

- координированная работа фотоэлектрических и ветровых электростанций (ВЭС) для продажи и хранения электроэнергии для продажи и покупки на спотовом и внутридневном рынках;
- совместная эксплуатация фотоэлектрических и ветроэлектрических установок для продажи на спотовом и внутридневном рынках;
- третий анализ посвящен непосредственно работе системы хранения с возможностью продажи и покупки на спотовом рынке.

3.4 Результаты

3.4.1 Эксплуатация системы накопителей

В результате исследования коммерциализации возобновляемой энергии был проанализирован и далее внедрен инструмент прогнозирования ветровой и фотоэлектрической энергии для исследования стратегий эксплуатации ВЭУ в условиях неопределенности. Три различных случая эксплуатации ветровой и фотоэлектрической электростанции объединены с системой хранения энергии для более подробного изучения экономических и технических аспектов эксплуатации ВЭУ. Общие технические характеристики компонентов ВЭУ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики компонентов ВПП

Компонент VPP	Энергоемкость, кВтч	Установленная мощность, кВт
Ветряная электростанция	6000	6025
Солнечная электростанция	1900	2000
Система хранения	2000	500

После анализа эффективности технологии хранения на рынке на сутки вперед был сделан следующий вывод. Использование системы хранения целесообразно на рынке на сутки вперед, когда продавец энергии не поставит контрактную энергию и необходимо покупать дополнительную энергию для балансировки, чтобы избежать высоких штрафов. Технические характеристики анализируемой системы хранения представлены следующие эффективность зарядки 0,97% разрядки 0,99%. Следует отметить, что технические параметры, такие как время отклика (время нарастания и запуска), срок службы цикла, календарный срок службы, степень разряда и стоимость, зависят от применяемой технологии хранения и должны анализироваться индивидуально. Когда рыночные цены высоки, система хранения продает накопленную энергию и наоборот.

Результаты участия системы хранения энергии в рынке на сутки вперед представлены на рисунке 3.5. Состояние заряда (SOC) системы хранения указывает на количество энергии, оставшееся в системе.

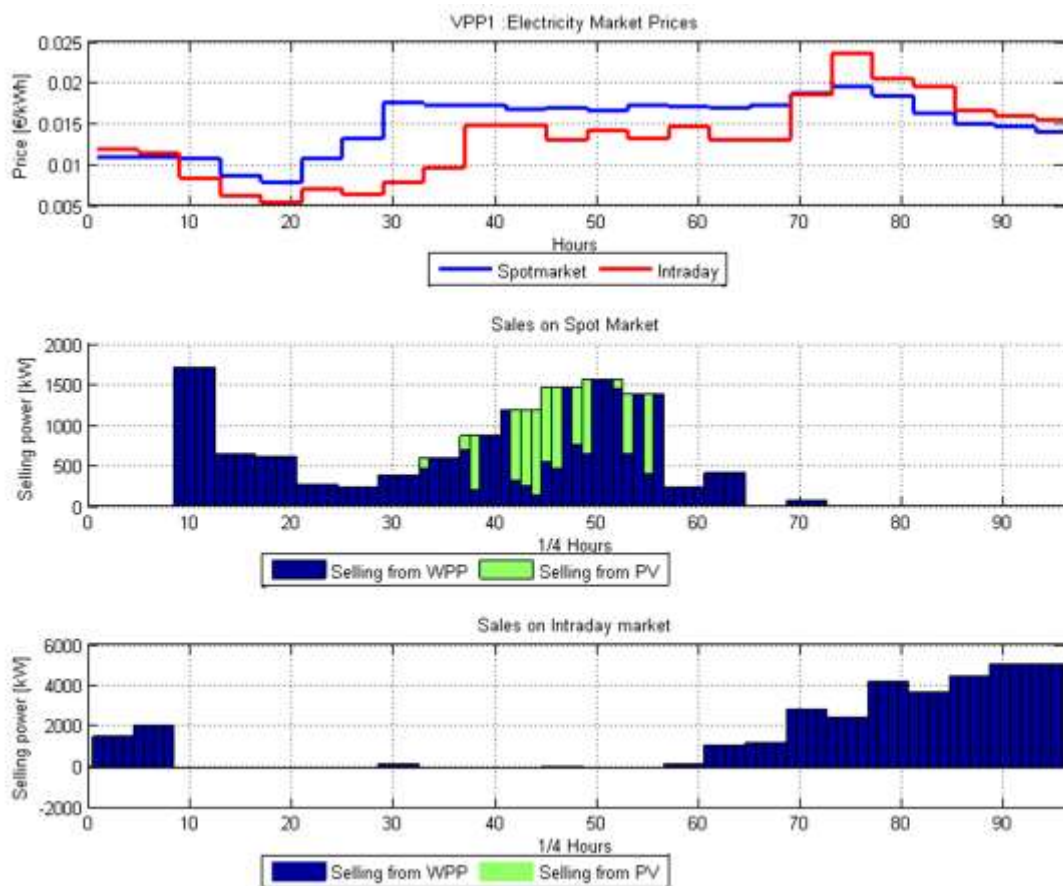


Рисунок 3.5 – Первый сценарий работы WPP и PVP

Доход, полученный от спотовой эксплуатации системы хранения на рынке на сутки вперед, представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Прибыль системы хранения в день

Продажи на день вперед, €	Покупка на день вперед, €	Общий доход, €
714 259	493 796	220 490

3.4.2 Эксплуатация VPP

В этом варианте ветряные и фотоэлектрические установки предлагают рынку единую заявку, учитывая неопределенности производства ветряной и фотоэлектрической энергии. Ветряные и фотоэлектрические установки работают без дополнительной поддержки от других генераторов в соответствии с определенными ограничениями, описанными в разделе 4. В качестве входных данных используются три сценария из инструмента генерации сценариев.

1-й сценарий:

Оптимальные результаты моделирования для первого сценария показаны на рисунке 3.6. Цены на электроэнергию, установленные для рынка на сутки вперед, ниже, чем на внутрисуточных рынках; поэтому продажи электроэнергии на двух рынках различаются. Как показано на рисунке, внутрисуточная цена в час 5 является самой низкой; поэтому ВЭС в этот момент не делает никаких заявок.

Из-за наличия солнечного излучения фотоэлектрическая установка участвует на рынке только в течение 9 часов.

Поскольку заявка, поданная на рынок на сутки вперед, должна быть одинаковой для каждого часа, остальная часть произведенной энергии урезается и считается потерями.

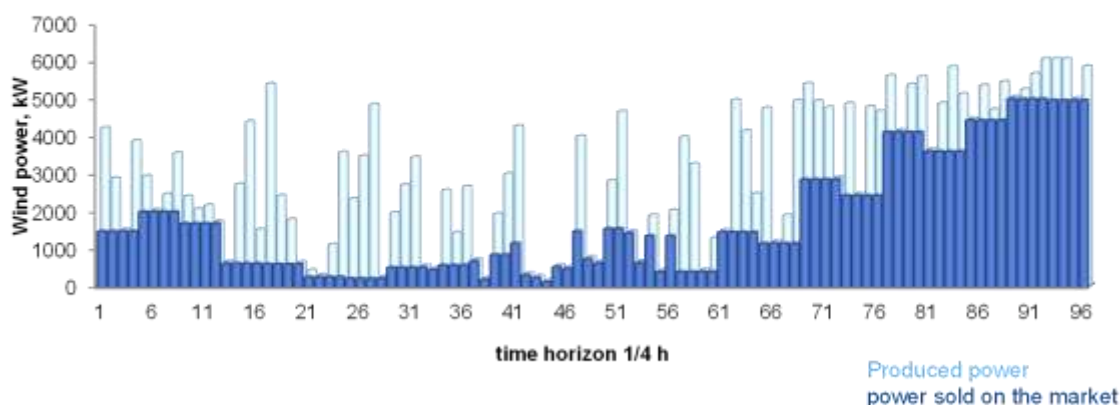


Рисунок 3.6 – Сокращение ветроэнергетики

Рисунок 3.6 иллюстрирует урезанную ветровую мощность из оптимизации первого сценария, которая представляет собой разницу между произведенной и проданной энергией на рынке. В реальном случае это урезание должно быть оплачено, и дополнительный коэффициент должен быть добавлен к полученному доходу в соответствии с фиксированным тарифом на подачу электроэнергии.

Прибыль, полученная на рынках, рассчитана и указана в таблице 6.

Таблица 6 – Прибыль по первому сценарию

Сценарий	Продажи на день вперед, €	Внутридневные продажи, €	Ограниченная мощность, €
ПВП	154 192	184	2 956
ВПП	535 080	2 266 836	1 720 242
Общий	686 272	2 267 620	1 723 198

Общая прибыль от совместной работы PV и WPP составляет 1 723 198 €. В таблице показана общая прибыль от торгов на рынке на сутки вперед и спотовом рынке соответственно. Из-за ограничений рынка электроэнергии урезанная мощность в этом расчете и далее учитывается как потери и вычитается из общей прибыли.

2-й сценарий:

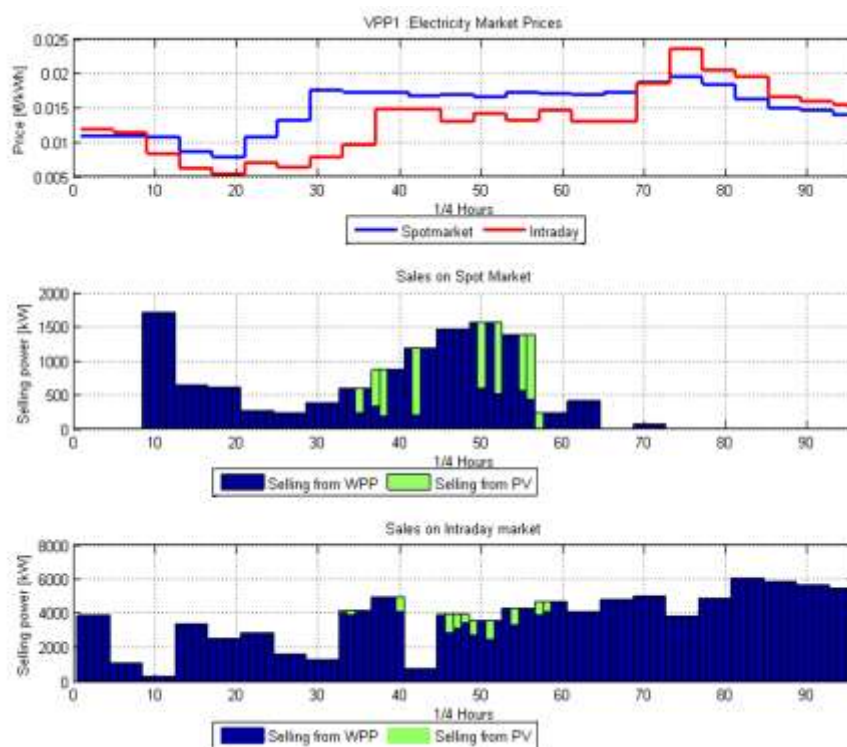


Рисунок 3.7 – Второй сценарий работы ВЭУ и ПВП

В соответствии с рисунком 3.7, второй сценарий отличается от первого сценария; продажи на внутрисуточном рынке выше, чем в первом сценарии. Прогноз ветроэнергетики во втором сценарии намного выше, чем в первом сценарии. Из-за ограничений, установленных для рынка на сутки вперед. Остальная часть электроэнергии продается на внутрисуточном рынке.

Общая прибыль, полученная на рынках, определяется и суммируется в Таблице 6. Общая прибыль от совместной работы PV и WPP составляет 2 922 610 €. Таким образом, общая прибыль от торговли на рынке на сутки вперед и спотовом рынке показывает тенденцию к росту по сравнению с первым сценарием. Из-за ограничений рынка электроэнергии сокращенная мощность в этом расчете рассматривается как убыток и вычитается из общей прибыли.

Таблица 7 – Доход RGU по второму сценарию

Сценарий	Продажи на день вперед, €	Внутрисуточные продажи, €	Ограниченная мощность, €	Общий доход, €
ПВП	110 795	106 481	5 956	211 320
ВПП	578 477	4 988 069	958 538	4 608 008
Общий	659 272	5 094 550	964 494	2 922 610

3-й сценарий:

Третий сценарий отличается от первого и второго сценариев тем, что продажи на внутрисуточном рынке выше в конце торгов, в которых продаются большие объемы электроэнергии. Это характерно для аномального варианта,

когда цена на энергетическую мощность резко возрастает под воздействием внешних обстоятельств (рисунок 3.8).

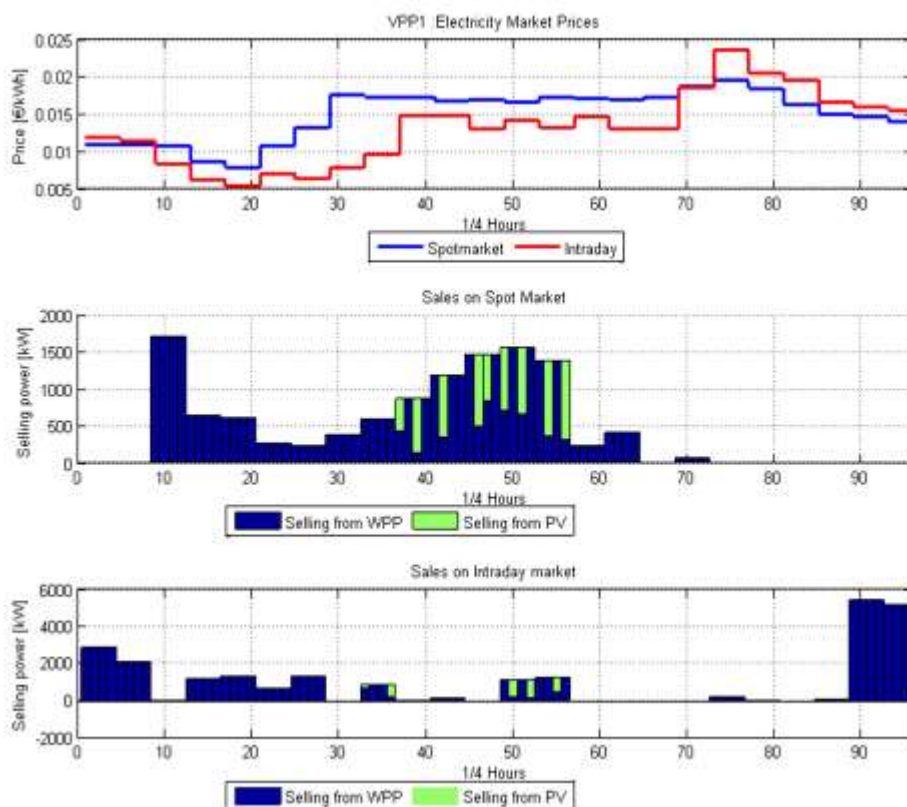


Рисунок 3.8 – Третий сценарий работы ВЭУ и ПВП

Это можно объяснить тем, что ограничения являются опережающими. Прогноз мощности ветра на спотовом рынке ниже, близки к нулевым значениям мощности, по сравнению с предыдущими сценариями. Это связано с ограничениями ветрогенерации из-за изменения рыночной активности. Оставшаяся мощность торгуется на внутрисуточном рынке.

Общая прибыль, полученная на рынках, определена и обобщена в таблице 8. Общая прибыль от совместной работы PV и WPP составляет 4 761 532 €. Таким образом, общая прибыль от торговли на рынке на сутки вперед и спотовом рынке показывает тенденцию к росту по сравнению с первыми двумя сценариями.

Таблица 8 – Доход RGU третьего сценария

Сценарий	Продажи на день вперед, €	Внутрисуточные продажи, €	Потери, €	Общий доход, €
ПВП	124 880	44 684	1 956	167 608
ВПП	564 392	4 988 069	958 538	4 593 924
Общий	689 273	5 032 753	960 494	4 761 532

Ее можно определить, как максимальную прибыль, а сценарий работы WPP и PVP является наиболее экономически эффективным.

3.4.3 Эксплуатация VPP и системы хранения

В этом случае ветровые и фотоэлектрические генерирующие установки, рассматриваемые с учетом неопределенности прогноза, объединяются с системой хранения для минимизации издержек дисбаланса спотовых и внутрисуточных рынков. Моделируются три сценария для анализа прибыли на рынке электроэнергии.

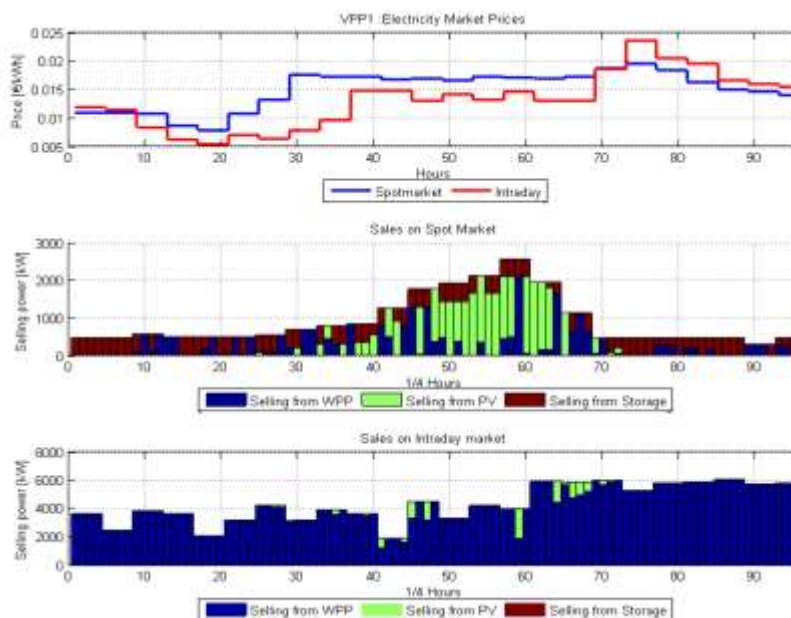


Рисунок 3.9 – Модель VPP

В соответствии с рисунком 3.9 можно увидеть, результаты моделирования для одного сценария.

Дисбаланс источников энергии, вызванный поведением RGU в этот период, компенсируется тем, что энергия запасается в системе хранения. Результаты оптимизации по первому сценарию показывают, что наибольшую выручку можно получить на внутрисуточном рынке. Общая выручка по трем сценариям представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты по доходам от RGU и накопителей за день

Сценарии	Продажи на день вперед, €	Внутрисуточной продажи, €	Потери, €	Общий доход, €
1	2	3	4	5
1-й сценарий				
ПВП	199 848	-	-	715 622
ВПП	543 086	2 101 350	-	2 644 437
Хранилище	424 372	-	192 979	231 393
Общий	1 167 307	2 101 350	192 929	3 075 678
2-й сценарий				
ПВП	139 354	96 434	-	235 789
ВПП	621 797	5 447 553	-	6 069 351

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5
Хранилище	406 155	-	277 644	178 511
Общий	1 167 307	5 543 988	277 644	6 483 652
3-й сценарий				
ПВП	214 047	43 723	-	257 771
ВПП	597 228	1 211 055	-	1 808 284
Хранилище	356 032	-	213 0145	143 0176
Общий	1 167 307	1 254 779	213 0145	209 073

3.5 Обсуждение

Результаты подчеркивают важную роль возобновляемых генерирующих установок (RGU) и аккумуляторов в повышении прибыльности VPP, особенно в динамичных рыночных условиях. Используя для реагирования сети и интегрируя аккумуляторы для хранения энергии и арбитражных возможностей, VPP демонстрируют устойчивость и адаптивность в максимизации генерации дохода [63]. Однако анализ подчеркивает важность учета затрат на установку, колеблющихся цен и процентов по кредитам при оценке истинного финансового воздействия развертывания VPP [64-68].

Все больше стран и компаний переходят на возобновляемые источники энергии, такие как солнечная и ветровая энергия, в связи с необходимостью сокращения выбросов парниковых газов и обеспечения устойчивого развития. Однако при обсуждении инвестиционных затрат между топливными установками и возобновляемыми источниками энергии возникают определенные сложности. Это связано с тем, что солнечная и ветровая энергия являются бесплатными источниками, а их производственное оборудование становится все более доступным и эффективным. Однако фиксированные инвестиционные затраты на строительство и обслуживание возобновляемых электростанций могут быть слишком высокими, что ограничивает их финансовую конкурентоспособность.

Кроме того, инвесторы и компании часто сталкиваются с проблемой нестабильности производства возобновляемой энергии, поскольку она зависит от погодных условий. В то же время топливные станции имеют более стабильную и надежную генерацию электроэнергии, что делает их привлекательными для инвесторов, несмотря на более высокие затраты на топливо.

Таким образом, дискуссия об инвестиционных затратах между топливными установками и возобновляемыми источниками энергии остается актуальной и требует дальнейших исследований и разработок. Важно сбалансировать экономическую эффективность и экологическую устойчивость, чтобы обеспечить наиболее оптимальное и эффективное использование энергетических ресурсов в будущем.

Чтобы лучше понять проблему инвестиционных затрат между топливными установками и возобновляемыми источниками энергии, необходимо рассмотреть различные аспекты, которые влияют на финансовую сторону

вопроса. Одним из основных факторов, влияющих на инвестиционные затраты, является цена выработки электроэнергии. Как упоминалось ранее, стоимость выработки электроэнергии из возобновляемых источников энергии сегодня обычно ниже, чем у установок, работающих на топливе. Однако важно учитывать не только прямые затраты, но и косвенные затраты, такие как затраты на хранение и передачу, а также амортизацию оборудования. Эти факторы могут существенно повлиять на общие инвестиционные затраты и прибыльность проекта.

Более глубокое исследование экономических и финансовых аспектов инвестиционных затрат между топливными и возобновляемыми энергетическими установками также требует детального анализа жизненного цикла проекта, прогнозирования будущих тенденций энергетического рынка и оценки рисков. Только с учетом вышеперечисленных факторов можно принять обоснованное решение о том, какие источники энергии будут наиболее прибыльными и финансово устойчивыми.

Таким образом, дебаты по инвестиционным затратам между топливными установками и возобновляемыми источниками энергии сложны и многогранны. Необходимы дальнейшие исследования, обсуждения и обоснованное принятие решений на уровне государства, компаний и общества для обеспечения устойчивого и эффективного развития энергетики. Сравнение между топливными установками и возобновляемыми источниками энергии в контексте затрат на производство электроэнергии является более сложным. Это зависит от различных факторов, которые необходимо учитывать:

1. Стоимость генерации. Стоимость генерации электроэнергии из возобновляемых источников, как правило, ниже, чем на топливных электростанциях. Солнечная и ветровая энергия являются бесплатными источниками, и их использование не требует дополнительных затрат на топливо. В этом смысле возобновляемые источники энергии более рентабельны.

2. Инвестиционные затраты. Важно учитывать фиксированные инвестиционные затраты, связанные со строительством и обслуживанием возобновляемых электростанций. На первых этапах разработки проекта эти затраты могут быть довольно высокими, что может ограничить финансовую конкурентоспособность возобновляемых источников энергии.

3. Стабильность цен на топливо. Одним из преимуществ возобновляемой энергии является то, что она не зависит от колебаний цен на топливо, поскольку солнечная и ветровая энергия бесплатны и широко доступны. Это делает возобновляемые источники более предсказуемыми с точки зрения финансовых рисков.

4. Экологические аспекты. Возобновляемые источники энергии экономически выгодны и способствуют сокращению выбросов парниковых газов и воздействия на окружающую среду, что важно для устойчивого развития.

Выводы по разделу 3

Ветровые и солнечные электростанции были разработаны и введены в качестве компонентов VPP. Дополнительный компонент системы хранения VPP применяется как один из важных перспективных блоков VPP. Анализ модели VPP исходит из точки зрения владельца RGU. В текущей модели предлагаются различные вариации эксплуатации и анализы их доходов. Представление рынков на сутки вперед и внутрисуточных рынков характеризуется ценами поставки, изменяющимися каждый час в течение дня в €/кВт·ч. Рассматривается общий доход для каждого случая эксплуатации. Неопределенность генерации ветровой и фотоэлектрической энергии вводится с помощью двухэтапного подхода стохастического программирования.

Предложенная модель оптимизации может делать оптимальные заявки на внутрисуточных и спотовых рынках в условиях аномалий и статистических неоднородностей. Решение моделей оптимизации содержит набор оптимальных заявок для временной перспективы и внутрисуточных рынков. Что касается интеграции компонентов VPP, три случая следуют разным подходам и не конкурируют друг с другом на рынке электроэнергии. Третий случай может принести наибольший доход, когда ВЭС и фотоэлектрические установки работают вместе, а система хранения применяется как дополнительный инструмент.

В результате проведенного исследования, было смоделировано сравнение трех типов VPP: аккумуляторные батареи, возобновляемые электростанции и комбинированные электростанции с батареями. Были рассмотрены два различных варианта применения VPP на основе их свойств и ограничений рынка - внутрисуточный рынок и рынок на сутки вперед.

В ходе моделирования было проведено моделирование флуктуационного стохастического процесса генерации электроэнергии. Исследование проводилось для двух типов рынка с разными ценами и сроками действия контрактов. В результате моделирования были проанализированы три сценария и сравнены финансовые результаты. Третий сценарий, который включал RGU и аккумулятор, оказался наиболее прибыльным. Стоимость установки энергии следует учитывать для дальнейшего исследования финансовых эффектов и решений. Цены и проценты по кредитам меняются, что также необходимо учитывать и может достигать 20% и более в одном направлении.

Это исследование дает ценную информацию о финансовых последствиях и стратегиях оптимизации виртуальных электростанций в различных рыночных сценариях в условиях непредсказуемости рынка. Интеграция RGU и аккумуляторов является многообещающим подходом для повышения прибыльности и обеспечения конкурентоспособности в меняющемся энергетическом ландшафте. В дальнейшем всесторонний учет затрат на установку и динамики рынка будет иметь решающее значение для принятия обоснованных решений и максимизации финансовых выгод от внедрения ВЭС.

Дальнейшее развитие исследований предусматривается в области изучения и разработки методов расчета параметров и режимов работы

энергетического комплекса на базе ветропарков и фотоэлектрических установок с приоритетным участием гидроэлектростанций, обеспечивающих перераспределение и накопление гидравлической энергии.

4 ИССЛЕДОВАНИЕ ИНТЕГРАЦИИ ВИЭ В ТРАДИЦИОННУЮ СЕТЬ

Интеграция возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в энергосистему Казахстана является ключевым аспектом перехода к «зеленой» экономике. Однако, несмотря на значительный потенциал и государственную поддержку, этот процесс сталкивается с рядом серьезных барьеров. Подробное описание барьеров и их возможные пути решения приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Барьеры для интеграции объектов ВИЭ в энергосистему Казахстана

Категория барьеров	Описание	Рекомендации по преодолению
Технические	<ul style="list-style-type: none">- Нестабильность генерации ВИЭ (зависимость от погоды).- Недостаточная инфраструктура энергосетей.- Отсутствие мощностей для накопления энергии.- Ограниченные резервные мощности.	<ul style="list-style-type: none">- Внедрение интеллектуальных сетей (smart grids).- Создание систем накопления энергии.- Развитие резервных мощностей.
Экономические	<ul style="list-style-type: none">- Высокие начальные инвестиции.- Неэффективная структура субсидий.- Риски для инвесторов из-за правовой неопределенности.	<ul style="list-style-type: none">- Введение налоговых льгот для ВИЭ.- Разработка механизмов гарантированных тарифов.- Привлечение иностранных инвесторов.
Законодательные	<ul style="list-style-type: none">- Недостаточная правовая база для поддержки ВИЭ.- Неадаптированные рыночные механизмы (например, отсутствие торговли зелёными сертификатами).	<ul style="list-style-type: none">- Принятие закона о поддержке ВИЭ.- Внедрение углеродных квот и зелёных сертификатов.- Улучшение системы тарифообразования.
Социальные	<ul style="list-style-type: none">- Низкая осведомленность населения о преимуществах ВИЭ.- Дефицит квалифицированных кадров.	<ul style="list-style-type: none">- Проведение образовательных кампаний.- Создание учебных программ для подготовки специалистов в области ВИЭ.

Интеграция ВИЭ в энергосистему Казахстана представляет собой сложную, но крайне важную задачу, требующую глубокого анализа технических барьеров. Изучение этих барьеров имеет принципиальное значение для обеспечения устойчивого развития энергетики страны. Казахстан, как один из крупнейших экспортеров углеводородов, стоит перед необходимостью диверсификации своей энергетической системы, чтобы снизить зависимость от ископаемых источников энергии. Это обусловлено не только экономическими соображениями, связанными с колебаниями цен на углеводороды, но и

международными обязательствами страны в рамках Парижского соглашения, направленными на сокращение выбросов парниковых газов:

1. Ограниченные пропускные способности и устаревшая энергетическая инфраструктура

Энергосистема Казахстана характеризуется значительной централизацией, исторически ориентированной на крупные тепловые электростанции, расположенные близко к источникам угля. В результате, децентрализация генерации, характерная для ВИЭ, создает неравномерную нагрузку на сети. Ветровые и солнечные ресурсы сосредоточены в удаленных регионах (например, Мангистауская и Жамбылская области), что требует расширения магистральных сетей.

Высокий уровень износа сетевого оборудования. Сети, построенные десятилетия назад, не поддерживают современные стандарты, такие как динамическое управление токами и двусторонний поток энергии, необходимый для интеграции ВИЭ.

Кроме того, ограниченная пропускная способность сетей в южных и западных регионах, богатых ресурсами ВИЭ, не позволяет эффективно передавать избыточную энергию в центральные и северные районы, где сосредоточено основное потребление.

2. Отсутствие систем накопления энергии (СНЭ) ВИЭ характеризуются высокой степенью переменности:

Ветровые турбины подвержены непредсказуемым скачкам генерации из-за изменчивости скорости ветра. Солнечные панели зависят от уровня инсоляции, который меняется не только в течение суток, но и в результате облачности или загрязнения воздуха. Отсутствие масштабных систем накопления энергии делает энергосистему Казахстана уязвимой к резким колебаниям генерации, что увеличивает нагрузку на диспетчерские службы для балансировки спроса и предложения. Приводит к частичному отказу от использования ВИЭ при низкой гибкости традиционных источников генерации.

Национальный рынок СНЭ практически отсутствует, а стоимость их импорта остается высокой. Это замедляет внедрение таких технологий, как литий-ионные батареи, гидроаккумулирующие станции или системы на базе водорода.

3. Недостаточная операционная гибкость энергосистемы

Большая часть установленной мощности Казахстана приходится на угольные ТЭЦ, которые имеют низкую динамическую адаптивность. Угольные станции не способны быстро изменять свою генерацию, что необходимо для компенсации колебаний от ВИЭ. Сложности в модификации устаревших ТЭЦ для совместной работы с децентрализованными ВИЭ повышают риск нарушений энергоснабжения.

4. Ограниченные возможности прогнозирования и цифровизации

Современная интеграция ВИЭ требует точного прогнозирования генерации для планирования диспетчеризации. Однако, недостаточная плотность метеорологических станций усугубляют проблему. Многие ветровые

и солнечные установки располагаются в регионах, где отсутствуют высокоточные погодные данные. Слабая цифровизация энергетической системы: Большинство электростанций и сетей не оснащены современными средствами мониторинга и управления в режиме реального времени. Точность прогнозирования погоды и генерации, ключевой компонент успешной интеграции ВИЭ, снижается из-за отсутствия алгоритмов, использующих машинное обучение и искусственный интеллект.

5. Отсутствие интеллектуальных систем управления энергосистемой (Smart Grid)

Интеграция ВИЭ требует значительного перехода от традиционной модели энергосистемы к модели Smart Grid, которая обеспечивает автоматизацию управления потоками энергии. Например, при избытке генерации от ВИЭ система могла бы перенаправлять энергию в накопители или менее нагруженные регионы. Двустороннюю связь между потребителями и поставщиками энергии. Это позволяет адаптировать спрос к генерации, например, за счет динамического ценообразования. Однако энергосистема Казахстана по-прежнему функционирует в рамках централизованных принципов управления, что ограничивает возможность использования децентрализованных ВИЭ на полную мощность.

6. Проблемы с качеством электроэнергии

Генерация ВИЭ приводит к нестабильности параметров электроэнергии. Частота и напряжение в сетях: Колебания генерации могут вызывать отклонения, что негативно сказывается на потребителях и изнашивает оборудование. Гармонические искажения: Инверторы, используемые в солнечных и ветровых установках, могут создавать электромагнитные помехи. Существующая инфраструктура Казахстана не оснащена необходимыми средствами для активного контроля качества электроэнергии.

7. Технологические ограничения оборудования

Большая часть оборудования для ВИЭ в Казахстане импортируется. Это увеличивает стоимость и время реализации проектов, а также создает риски, связанные с логистикой и поддержкой. Отсутствие локальных производителей ограничивает возможности адаптации технологий к климатическим условиям Казахстана, таким как экстремальные температуры и резкие перепады влажности.

8. Кибербезопасность и отказоустойчивость

Интеграция ВИЭ с использованием цифровых технологий увеличивает уязвимость системы. Кибератаки могут парализовать управление. Например, взлом систем диспетчеризации или смарт-устройств может привести к сбоям. Недостаток резервных решений, в условиях сбоев в работе ВИЭ или атак энергосистема Казахстана пока не способна быстро восстанавливаться.

В данной главе будет проведено исследование интеграции ветряной электростанции (ВЭС) на примере города Шелек, расположенного в Алматинской области Республики Казахстан. Данный регион был выбран в качестве исследуемой территории ввиду его значительного ветрового

потенциала и стратегической значимости для развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в стране. Основное внимание будет уделено анализу устойчивости энергосистемы при подключении ВЭС, а также моделированию переходных процессов, возникающих в ней в условиях изменчивой генерации. Результаты исследования позволят оценить целесообразность реализации проекта ВЭС в указанной местности и сформировать рекомендации по интеграции подобных объектов в энергосистему Казахстана.

4.1 Проектирование ветряной электростанции (ВЭС) сравнительный анализ и выбор систем генерирования

В качестве исследуемой территории для оценки целесообразности реализации ветряной электростанции в Казахстане был выбран небольшой город Шелек в Алматинской области [69]. При анализе пригодности данного участка были учтены несколько критериев:

- благоприятные климатические условия с подходящей топографией для установки объектов возобновляемой энергии;
- наличие потенциала возобновляемых ресурсов, таких как ветер;
- близость к энергетической инфраструктуре: линии электропередачи, распределительные сети (примерно 6 км до подстанции 110 кВ);
- близость к центрам нагрузки: город Алматы, небольшие населенные пункты и промышленные парки;
- наличие действующих объектов возобновляемой энергии: ветряные электростанции в регионе свидетельствуют о привлекательности данной территории как подходящей для внедрения возобновляемых источников энергии и растущем интересе со стороны частного сектора;
- близость к дорогам и железнодорожным системам;
- энергетический дефицит в регионе и рост потребления электроэнергии в последние годы;
- удаленное расположение ВЭС от национальных парков и населенных пунктов.

Согласно информации АО Самрук-Энерго, ТОО Семиречье Энерджи реализует проект "Строительство ВЭС в Шелектинском коридоре мощностью 60 МВт". Объект возобновляемой энергии будет находиться в Енбекшиказахском районе Алматинской области (город Шелек). В настоящее время на строительной площадке проводятся работы по строительству и установке объекта. ВЭС будет состоять из 24 ветряных турбин с общей мощностью 60 МВт, а также подстанций и линий электропередачи. Строительство ВЭС началось в сентябре 2019 года на выделенной площади 108,3 гектара. Строительная компания - корпорация HYDROCHINA. Шелек является одним из быстрорастущих городов Алматинской области с мягким климатом и хорошим потенциалом возобновляемых ресурсов. Географические координаты участка составляют 43°53'41", 78°22'09". На рисунке 4.1 показано расположение ВЭС в Шелеке в соответствии с вышеуказанными критериями. Расстояние между ВЭС и подстанцией 110 кВ в городе Шелек составляет около 6 км.

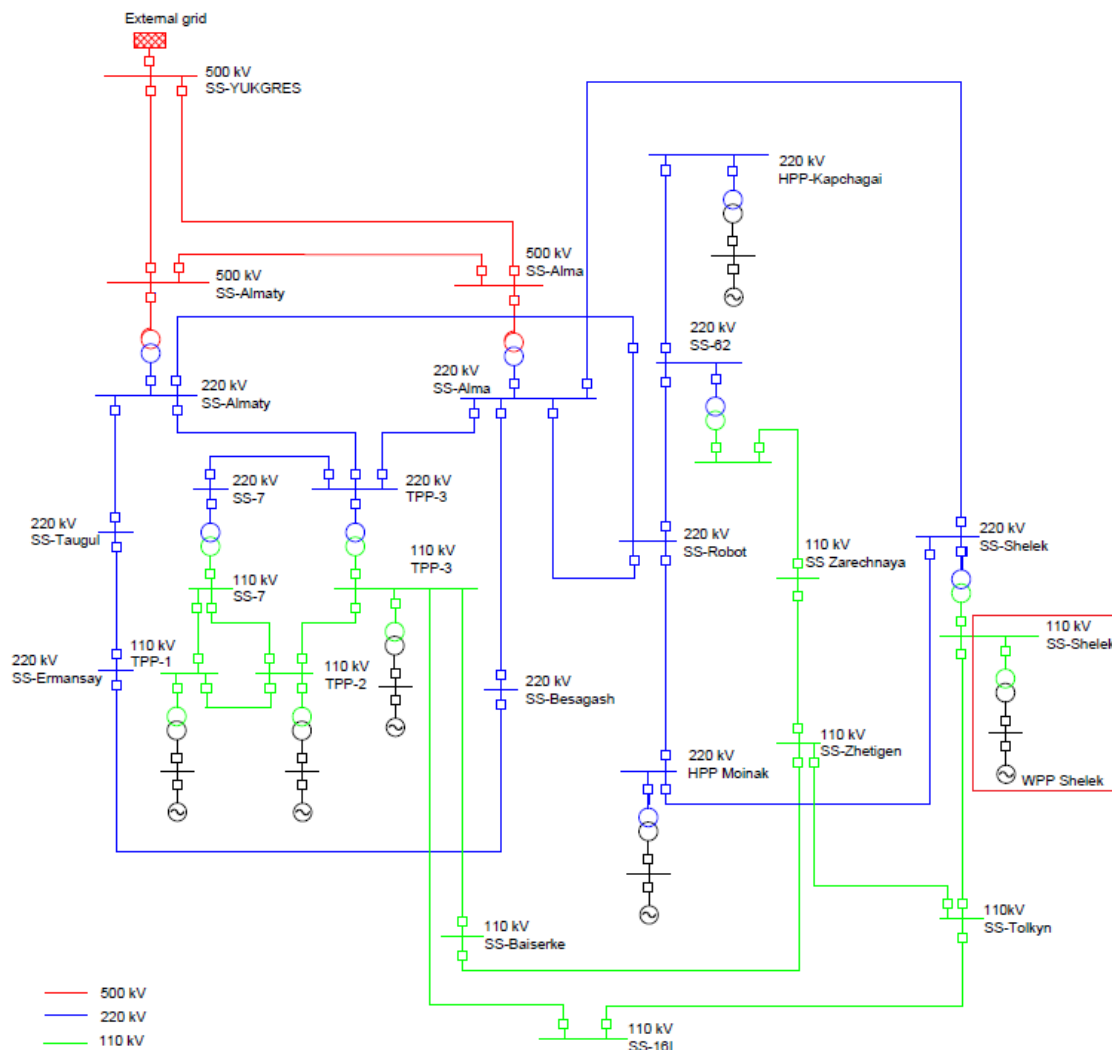


Рисунок – 4.1 Однолинейная схема Алматинской области

4.2 Подключение ВЭС к электрической сети

Расположение ВЭС в Шелеке находится в 6 км от подстанции СС-Шелек 110 кВ, на которой установлены 24 ветряные турбины с общей мощностью 60 МВт, 24 трансформатора с диапазоном 35-0,69 кВ, 4 параллельные кабельные линии с диапазоном 35 кВ и длиной 12 км. Дополнительно предусмотрено 6 км кабеля в резерв на длину подключения к ветряным турбинам. На рисунке 4.1 представлена однолинейная схема электрической сети с высоковольтной сетью 110-500 кВ в Алматинской области.

В ходе моделирования были приняты во внимание следующие электростанции и подстанции:

- базовой узел выбран СС-500 кВ ЮКГРЭС;
- восточный транзит последовательно ориентирован на статический генератор на СС Alma 500 кВ;
- в список электростанций Алматинской области, добавленных в модель сети, входят:

1. Алматы ТЭЦ-1 (160 МВт).

2. Алматы ТЭЦ-2 (655 МВт).
3. Алматы ТЭЦ-3 (480 МВт).
4. Капшагай ГЭС (364 МВт).
5. Мойнак ГЭС (150 МВт).

Эти электростанции покрывают почти 50% потребления. Некоторые малые ГЭС и ГЭС, которые не были включены в схему из-за незначительной мощности, не влияют на сеть. В схему DigSilent PF добавлена еще одна существующая ВЭС Нурлы, подключенная к подстанции СС-Шелек 110 кВ. Установленная мощность ВЭС Нурлы составляет 9,5 МВт.

Энергетическая нагрузка была взята из исходных данных АО КЕГОК и АО АЖК. Данные по нагрузкам некоторых подстанций, а именно СС-Шелек 110 кВ, СС-Капшагай 110 кВ, СС-Заречная 110 кВ, СС-Алма 550 кВ, СС-Алматы 500 кВ, за часовые показатели потребления в 2020 году. Все почасовые нагрузки были внесены в программное обеспечение DigSilent PF для дальнейшего анализа.

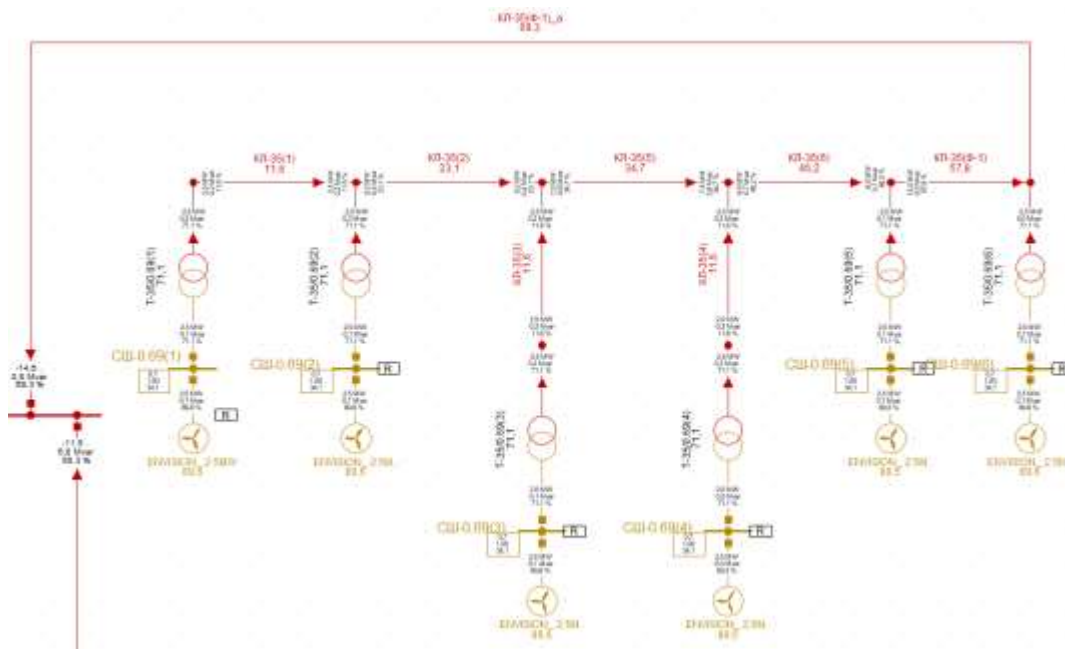


Рисунок 4.2 – ВЭС Шелек построенная в PF Dig Silen

В данном разделе будут рассмотрены несколько вопросов (рисунок 4.2):

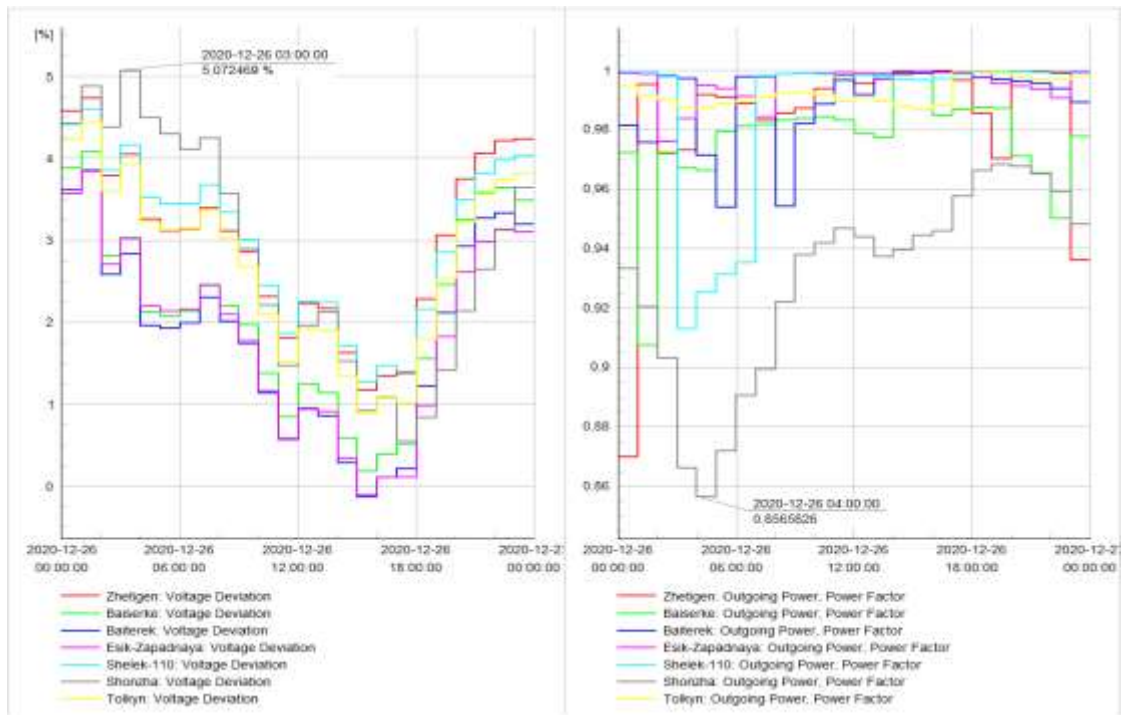
- квази-динамический анализ для проектирования энергосистемы в Алматинской области с учетом часовых изменений нагрузки и генерации ВЭС в DigSilent PF;
- статический анализ для определения максимальной точки нагрузки или максимальной генерации мощности ВЭС в DigSilent PF;
- устойчивость к переходным процессам для определения стабильности системы при значительных нарушениях, таких как короткое замыкание и отключение генератора в DigSilent PF;
- малосигнальная устойчивость для определения состояния каждого генератора в схеме и их взаимосвязи в DigSilent PF.

Для обеспечения подключения ветровых электростанций к высоковольтным сетям с напряжением 110 кВ и выше требуется соблюдение установленных норм. Эти нормы, прописанные в электросетевых правилах, задают допустимые диапазоны параметров и предельные значения, нарушение которых может привести к отключению от сети и необходимости применения корректирующих мер для повторного подключения. В рамках данного исследования оценка результатов моделирования переходных процессов будет проводиться с учётом требований сетевого кодекса Казахстана, регулирующего интеграцию объектов ВИЭ в единую энергосистему страны (Приложение В).

4.3 Базовый сценарий без ВЭС

В рамках квази-динамического анализа программа DigSilent PF проводит расчёт потоков нагрузки в энергосистеме, основываясь на балансировке между поставками и спросом. Согласно сводной таблице сети, вычисленной после расчётов потоков нагрузки, было установлено, что сеть имеет в общей сложности 1064,23 МВт собственных мощностей генерации, 2302,38 МВт нагрузки, следовательно, оставшиеся 1274,47 МВт поступают из внешней сети. Общие потери в сети составляют 36,27 МВт, что может быть связано с потерями в передающих и распределительных сетях. На рисунке 4.3 представлены данные о напряжении на соседних подстанциях и значения коэффициента мощности. Были выбраны подстанции 110 кВ, расположенные вблизи ВЭС. Ясно видно, что максимальное отклонение напряжения наблюдается на подстанции Толкын и достигает 5,07%. Однако на других подстанциях отклонения не превышают допустимых пределов $\pm 5\%$, что обеспечивает надёжную работу в энергосистеме. Коэффициента мощности, согласно международным и местным стандартам должен быть выше 0,89 на уровне 110 кВ.

В соответствии с рисунком 4.3 видно, что коэффициент мощности подстанций Шонжа и Толкын не соответствует установленным пределам в утреннее время. Поэтому рекомендуется установить компенсирующие батареи для системного оператора или заводов, потребляющих реактивную мощность, с целью улучшения качества электроэнергии.

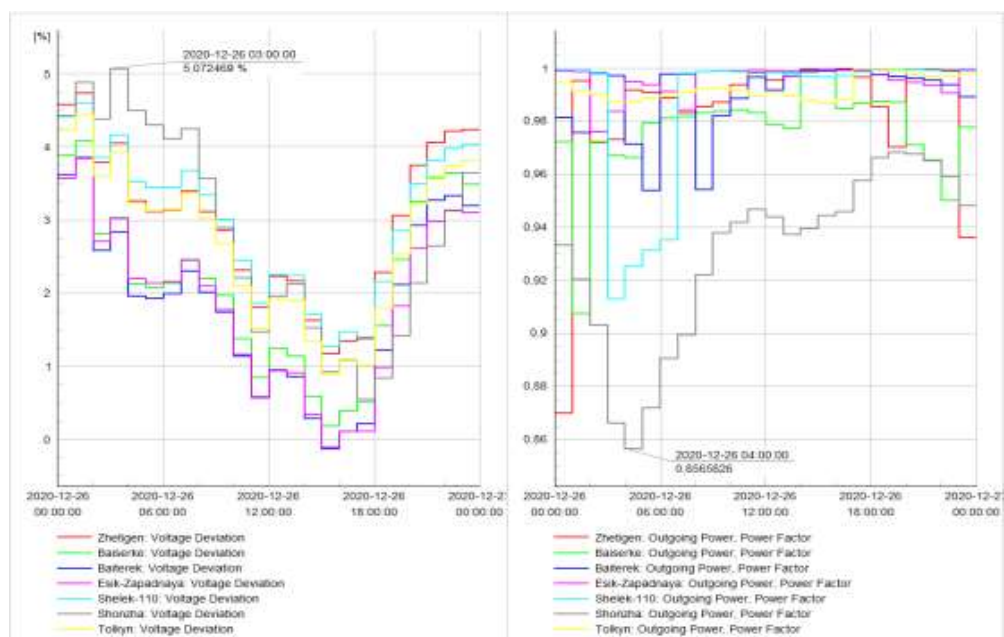


а

б

Рисунок 4.3 – Результаты расчетов потока мощности

Результаты расчетов перетоков мощности, показывают, что максимальные нагрузки наблюдаются на подстанциях Жетыген с активной мощностью 22,66 МВт и Байсерке с реактивной мощностью 3 Мвар, которые питают крупный жилой массив и промышленные объекты (рисунок 4.4), (Приложение Б).



а

б

Рисунок 4.4 – Активная и реактивная мощность в сети

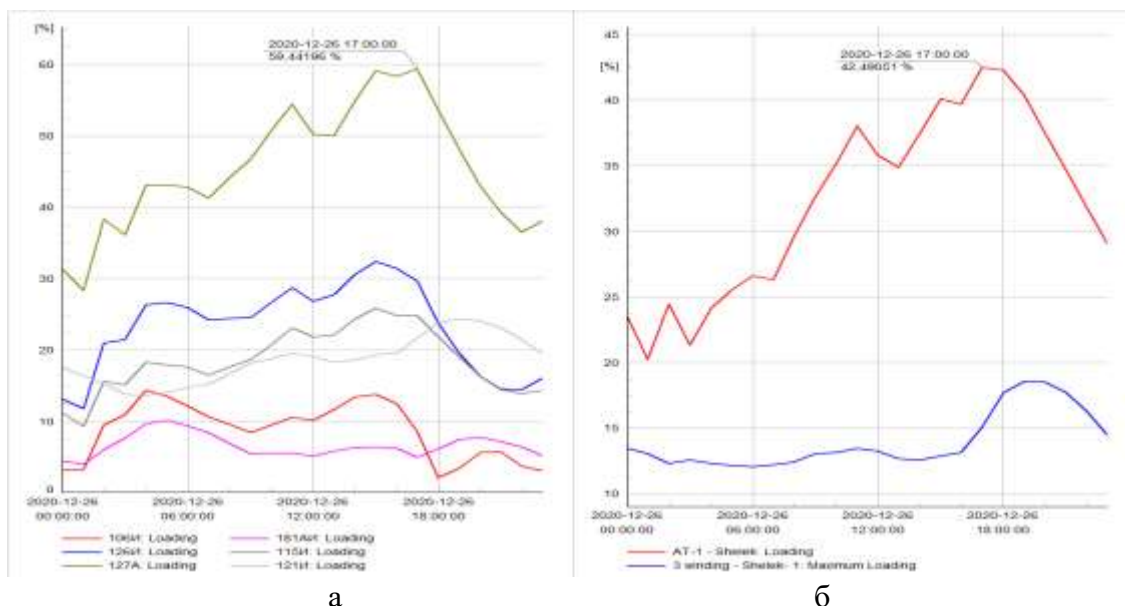


Рисунок 4.5 – Нагрузка линий и трансформаторов в сети

В соответствии с рисунком 4.5, загрузка линий и трансформаторов соответствует международным и отечественным стандартам в пределах 70%. Максимальная загрузка линий наблюдается на линии 127А Заречная-Жетиген и составляет 59,44%, а максимальная загрузка трансформаторов отмечается на автотрансформаторе 220-110 кВ на подстанции Шелек-220 кВ и составляет 42,49%.

4.4 Сценарий с интеграцией ВЭС Шелек 60 МВт

По сравнению с базовым сценарием максимальное напряжение несколько снизилось после интеграции ВЭС мощностью 60 МВт, при этом мощность электростанции осталась прежней. Это означает, что ВЭС положительно влияет на сеть, хотя и имеет небольшой эффект. Энергетическая нагрузка не меняется после интеграции ВЭС, поскольку нет никаких изменений в нагрузке (рисунок 4.6).

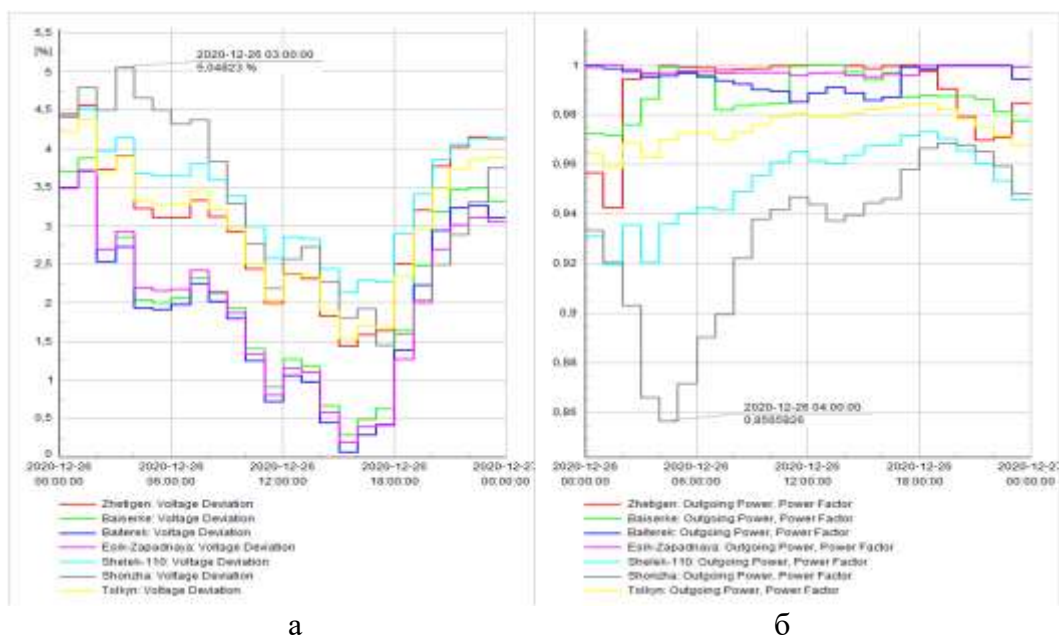


Рисунок 4.6 – Изменение напряжения и коэффициент мощности в сети в сценарии с ВЭС

Что касается нагрузки на линии и трансформаторы, то наблюдается большое изменение нагрузки на линии 126И Шелек-Толкын, которая увеличилась с 31 до 55,8% (рисунок 4.7).

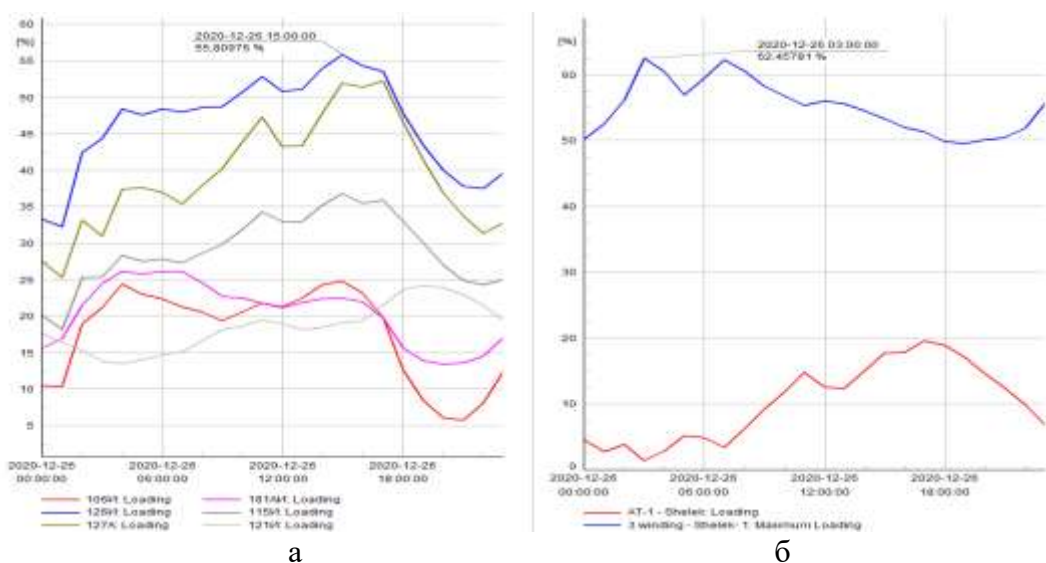


Рисунок 4.7 - Нагрузка линии и трансформаторов в сети в сценарии с ВЭС

Примечание – Разработка автора на основе результатов моделирования коэффициента мощности

4.5 Устойчивость системы

Устойчивость стационарного состояния связана с реакцией синхронной машины на постепенно увеличивающуюся нагрузку. Это в основном связано с определением верхнего предела нагрузки машины без потери синхронности при условии постепенного увеличения нагрузки [70, 71]. В данной работе

устойчивость стационарного состояния рассматривается по приращению роста нагрузки, а также по максимальной генерации ВЭУ с целью нахождения максимальной точки устойчивости. В этом состоянии будет проанализирован уровень напряжения и нагрузки линий и трансформаторов.

Для сравнения различных этапов развития и изменений в электросистеме был проведен анализ по 4 этапам в зависимости от напряжений на подстанциях и нагрузок линий и трансформаторов:

- 1) существующая сеть без интеграции ВЭС;
- 2) существующая сеть с интеграцией ВЭС;
- 3) стационарный анализ с максимальным ростом нагрузки;
- 4) анализ стационарного состояния с максимальной генерацией ВЭП.

При постепенном увеличении нагрузки в Алматинской области замечено, что максимальная точка устойчивости наступает при увеличении нагрузки свыше 50% и система становится неустойчива. На 4 этапе максимальная генерация ВЭС составила 150 МВт мощности, при увеличении мощности перегрузка наблюдается на линиях 110 кВ вблизи ВЭС. В таблицах 11, 12 ниже приведены отклонения напряжения на подстанциях 110 кВ и выше, а также загрузка линий и трансформаторов, расположенных вблизи ВЭС на 4 этапах.

На 1-м, 2-м и 4-м этапах напряжения на подстанции соответствуют нормам, тогда как на 3-м этапе напряжение снизилось на 7%.

Таблица 11 – Изменение напряжения на подстанциях по 4 этапам, кВ

Этапы	Шелек 110кВ	Шелек 220кВ	Толкын 110кВ	Шонжа 110кВ
Без ВЭСП	112,7 кВ	230,9 кВ	112,3 кВ	112,4 кВ
С ВЭС 60 МВт	113,3 кВ	232 кВ	112,8 кВ	113 кВ
Макс. рост нагрузки на 50%	104,1 кВ	209,6 кВ	102,3 кВ	102,8 кВ
Макс. генерация ВЭС 150 МВт	112,7 кВ	232 кВ	112,2 кВ	112,4 кВ

Как показано на таблице 11 загрузка линий и трансформаторов не превышает 70% от загрузки в 1-й и 2-й очереди, тогда как в 3-й очереди линия 127А Жетыген-Заречная достигает 90,5% загрузки и на линии 128А Капчагай-Заречная наблюдается перегрузка на 104,3%. Это связано с тем, что на ПС Жетыген-110 кВ нагрузка, увеличившись на 50%, достигла 30 МВт, а переток мощности по этим линиям достиг 55 МВт. В 4-й очереди при выдаче ВЭС мощности 150 МВт наблюдается перегрузка трехобмоточных трансформаторов 110/35/10 кВ на 171,2%. В этом случае трехобмоточные трансформаторы необходимо заменить на более мощные свыше 80 МВт.

Таблица 12 – Нагрузка линий и трансформаторов в 4 этапа, %

Этапы	3- обмоточный трансф., %	АТ- Шелек 220- 110, %	Линия 126I Шелек- Толкын, %	Линия 121И Шелек- Шонжа, %	Линия 127А Жетыген- Заречная, %	Линия 128А Капчагай- Заречная, %
Без ВЭП	13,1	35,2	26,7	25,6	50,7	59,1
С ВЭС 60 МВт	56,8	11,8	50,7	25,4	43,8	52,1
Макс. рост нагрузки на 50%	56,8	46,8	76,5	41,6	90,5	104,3
Макс. генерация ВЭС 150 МВт	171,2	32,7	96,5	26,5	34,2	41,9

Загрузка линии 126И Шелек-Толкын увеличилась с 50,7 до 96,5% за счет того, что мощность ВЭС идет только по этой линии, тогда как нагрузка линии 121И Шелек-Шонжа не меняется независимо от того, сколько вырабатывает ВЭС.

График наглядно демонстрирует перегрузку линий и трансформаторов после роста нагрузки на 50% в Алматинской области:

- зеленый цвет – нагрузка менее 70%;
- желтый цвет – нагрузка от 70% до 100%;
- красный цвет – нагрузка более 100%.

4.6 Переходные процессы в системе

Устойчивость энергосистемы определяется ее способностью сохранять работоспособность при внешних возмущениях (например, авариях, изменениях нагрузки или генерации) Было и возвращаться в установившийся режим работы после прекращения этих возмущений. Устойчивость зависит от множества факторов, которые можно классифицировать по физической, технической и организационной природе. Факторы, определяющие устойчивость энергосистемы

Структурные факторы

Конфигурация сети: Число линий электропередачи, их протяженность и топология. Более разветвленная и связанная сеть обладает большей устойчивостью.

Тип оборудования: Характеристики генераторов, трансформаторов и линий электропередачи, такие как мощность, инерционность, номинальные параметры.

Масштаб энергосистемы: Большие энергосистемы имеют больше возможностей для перераспределения мощности, что способствует устойчивости.

Режимные факторы

Баланс мощности: Устойчивость зависит от соотношения между выработкой и потреблением электроэнергии. Дефицит или избыток мощности может приводить к снижению устойчивости.

Загрузка линий электропередачи: Высокая загрузка линий увеличивает риск потерь устойчивости при отключении одной из них.

Резервы мощности: Наличие достаточного количества быстро вводимых в работу резервов генерации повышает устойчивость системы.

Динамические факторы

Инерционность системы: Чем выше инерционность вращающихся масс генераторов, тем больше устойчивость энергосистемы к внезапным изменениям частоты.

Регулирующая способность: Быстродействие систем регулирования частоты, напряжения и мощности влияет на способность энергосистемы стабилизироваться.

Скорость устранения возмущений: Время реагирования релейной защиты и автоматики на аварийные ситуации.

Факторы внешнего влияния

Климатические условия: Сильные ветра, грозы или гололед могут вызывать аварии в сетях.

Интеграция ВИЭ: Высокая доля возобновляемых источников энергии (например, солнечные и ветровые установки) может снизить устойчивость из-за их нестабильности и низкой инерционности.

Неравномерность нагрузки: Резкие изменения нагрузки (например, пиковые потребления) могут снизить устойчивость системы.

Классификация устойчивости энергосистемы

Устойчивость по частоте: Способность системы поддерживать стабильность частоты при изменениях нагрузки и генерации.

Устойчивость по напряжению: Способность поддерживать допустимые уровни напряжения на шинах системы.

Синхронная устойчивость: Способность всех генераторов оставаться синхронно работающими после возмущения.

Способы повышения устойчивости энергосистемы

Оптимизация структуры сети: Добавление резервных линий электропередачи и дублирующих маршрутов.

Установка устройств компенсации: Использование статических компенсаторов, FACTS и других устройств для улучшения режима напряжения.

Повышение инерционности системы: Использование синхронных компенсаторов и других технологий для повышения устойчивости при снижении инерции (особенно актуально для систем с высоким уровнем ВИЭ).

Совершенствование автоматики: Быстродействующие системы противоаварийной автоматики, системы АЧР (автоматическое частотное разгрузка).

Модернизация систем регулирования: Введение адаптивных систем управления частотой и напряжением.

Устойчивость энергосистемы является комплексным показателем, который зависит от структуры сети, характеристик оборудования, качества управления и внешних условий. Ее обеспечение требует балансировки технических решений, экономической целесообразности и внедрения современных технологий, включая цифровые системы мониторинга и управления.

В данном подразделе проведены сравнительные расчеты переходной устойчивости в Алматинском регионе с учетом ВЭС Шелек 60 МВт. Расчеты переходной устойчивости проводились для следующих сценариев переходных процессов:

- нормальная схема сети, трехфазное короткое замыкание на линии 126И Шелек-Толкын 110 кВ;
- нормальная схема сети, трехфазное короткое замыкание на линии КЛ-35 кВ в ВЭС Шелек;
- нормальная схема сети, коммутационный случай на одном из автотрансформаторов Шелек АТ-1-220/110 кВ.

На рисунке 4.8 ниже наглядно представлена исследуемая электрическая схема.

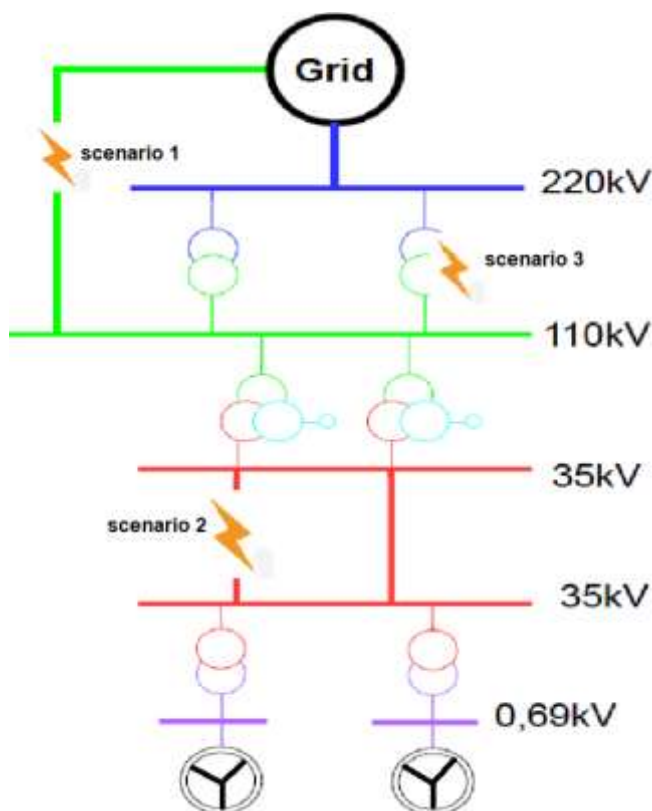


Рисунок 4.8 – Схема сети

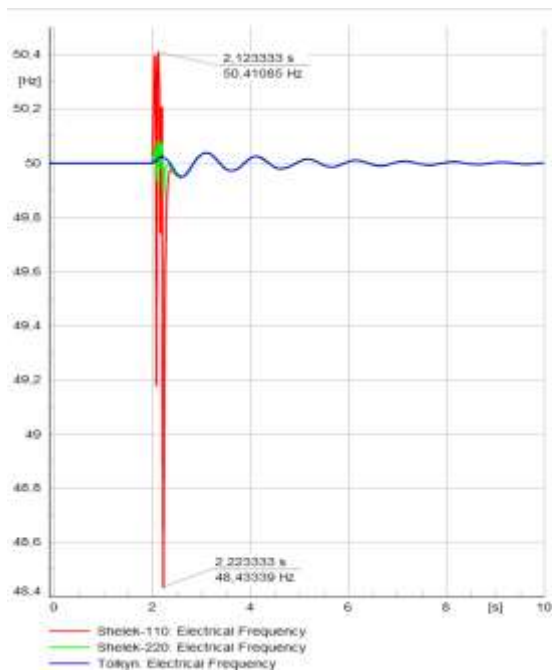
Ниже представлена таблица 13 с результатами расчетов переходных процессов.

Таблица 13 – Результаты переходной устойчивости

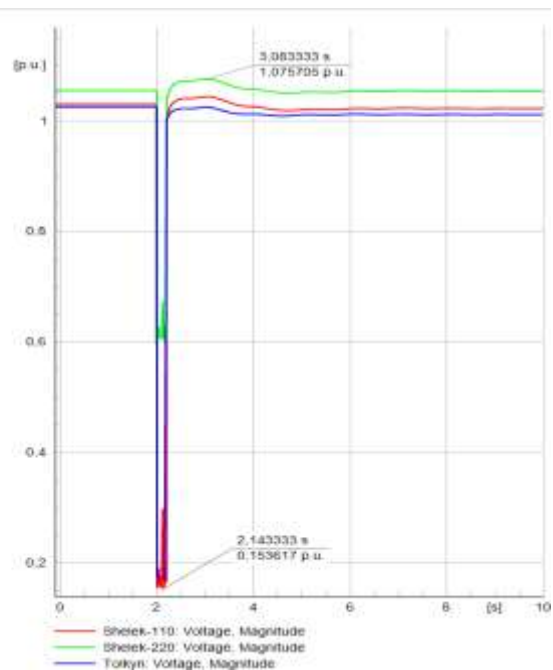
Чрезвычайное воздействие	Продолжительность короткого замыкания	Результат
3-х фазное КЗ на 126И Шелек-Толкын 110 кВ	0,2 сек.	Стабильность сохраняется.
3-х фазный КЗ на КЛ-35 кВ в ВЭС Шелек	0,2 сек.	Стабильность сохраняется.
Событие переключения на АТ-1 Шелек-220/110 кВ	0,2 сек.	Стабильность сохраняется.

Трехфазное короткое замыкание на линии 126И Шелек-Толкын 110 кВ.

На рисунках 4.9, 4.10, 4.11, 4.12, 4.13, 4.14, 4.15, 4.16, 4.17, 4.18, 4.19, 4.20 ниже представлено поведение параметров режима на подстанциях и линиях вблизи ВЭС Шелек. Переходная устойчивость стабильна согласно моделированию в DigSilent PF из-за затухания колебаний с течением времени, рисунок 4.9 иллюстрирует отклонение частоты и напряжения на шинах Шелек-220 кВ, Шелек-110 кВ и Толкын-110 кВ. Частота и напряжение на Шелек-110 кВ показывают максимальный уровень отклонения от номинального значения, с разницей в 1,6 Гц по частоте и 0,85 кВ по напряжению. Согласно требованиям КЕГОС, ВЭС должна отключиться от сети через 120 минут и более чем за 0,4 секунды в требованиях к напряжению. В сценариях 2 и 3 эти параметры также укладываются в пределы требований.

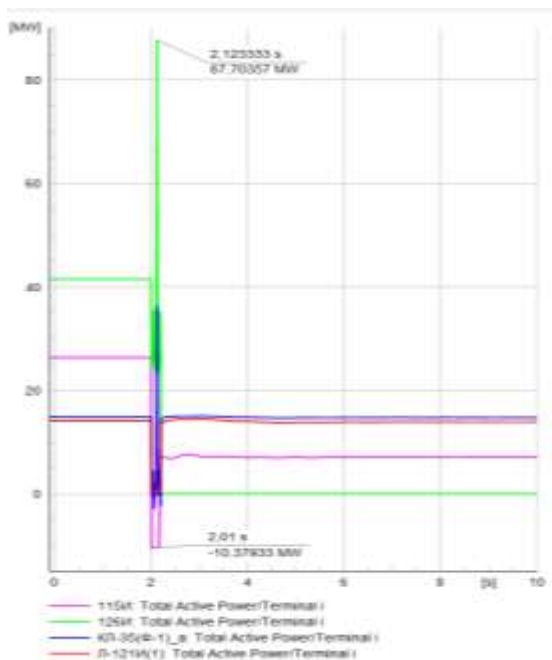


а

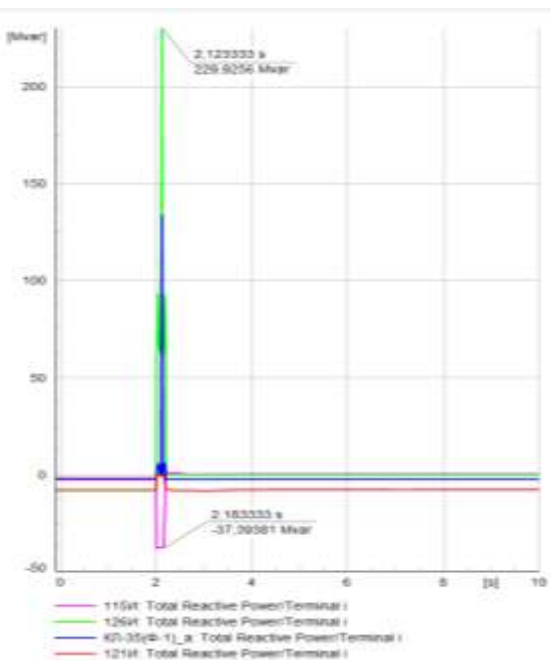


б

Рисунок 4.9 – Характеристика короткого замыкания на линии 126И Шелек-Толкын 110 кВ



а



б

Рисунок 4.10 – Активная и реакция реактивная мощность при коротком замыкании на линии 126И Шелек-Толкын 110 кВ

Из рисунок 4.10 графика видно, что активная мощность в линии 126И снизилась до 0, и линия была отключена после короткого замыкания. Активная мощность линии 115И резко упала из-за того, что поток мощности этой линии в основном идет от линии 126И, которая была отключена. Реактивная мощность

упала до исходных значений, которые были до короткого замыкания и не изменилась.

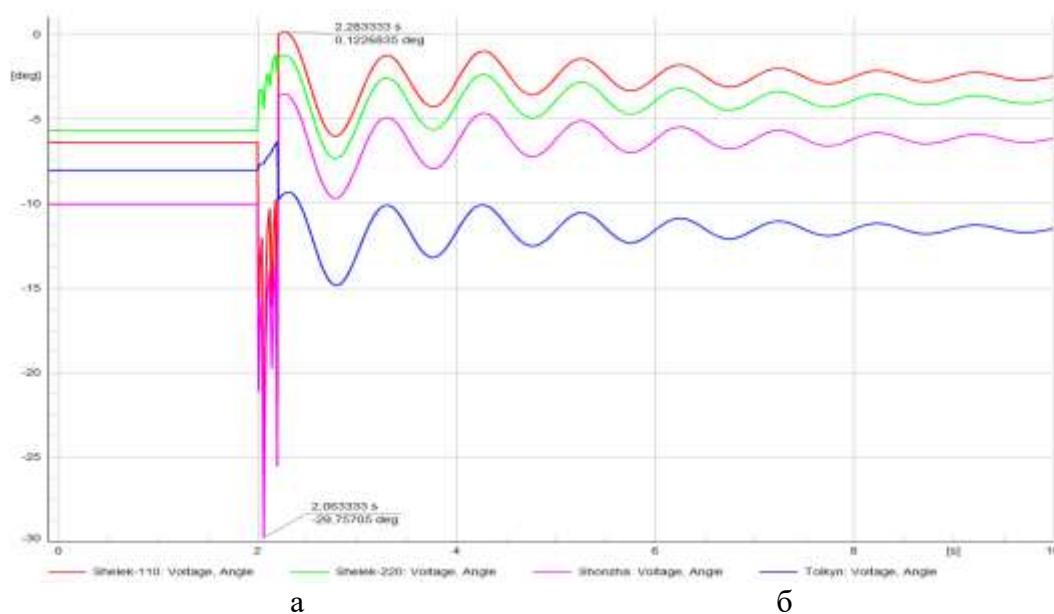


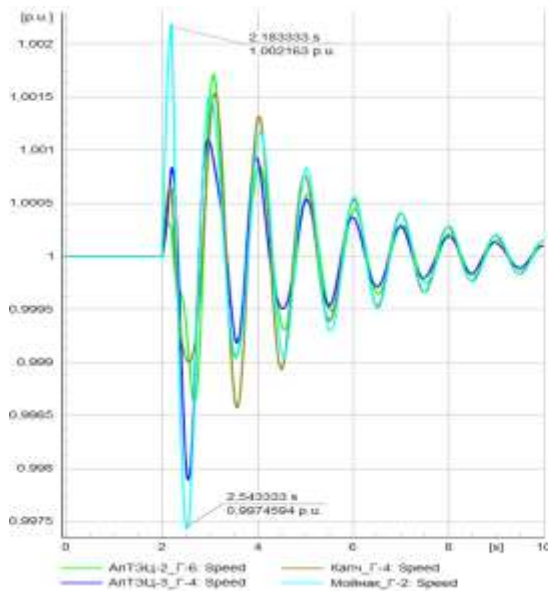
Рисунок 4.11 – Изменение напряжения при коротком замыкании на линии 126И Шелек-Толкын 110 кВ

Реакция ротора на короткое замыкание на линии 126И Шелек-Толкын 110 кВ показана на рисунке 4.11.

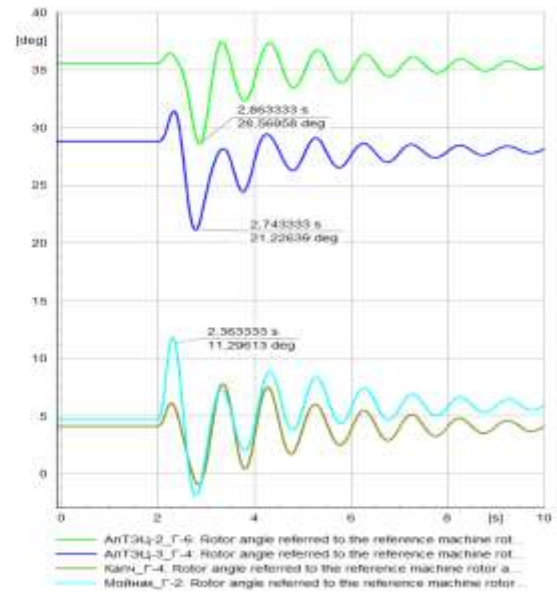
Из рисунка 4.12 видно, что процесс затухает с течением времени и система не теряет устойчивости.

Одним из основных параметров, определяющих переходную устойчивость, является скорость и угол ротора. Как показано на рисунке 4.11 процесс затухания продолжается в течении 10 сек. Кроме того, не наблюдается чрезмерного отклонения угла ротора, что является главным свидетельством устойчивости. По сравнению с коротким замыканием на линии 126И, короткое замыкание на линии CL35 кВ в ВЭС не оказывает такого влияния на энергосистему, как линия 126И. Амплитуда частоты, отличается на 0,02% от номинальной частоты,

Кратковременный провал напряжения на 29% от номинального напряжения не оказывает минимальное влияние на энергосистему.

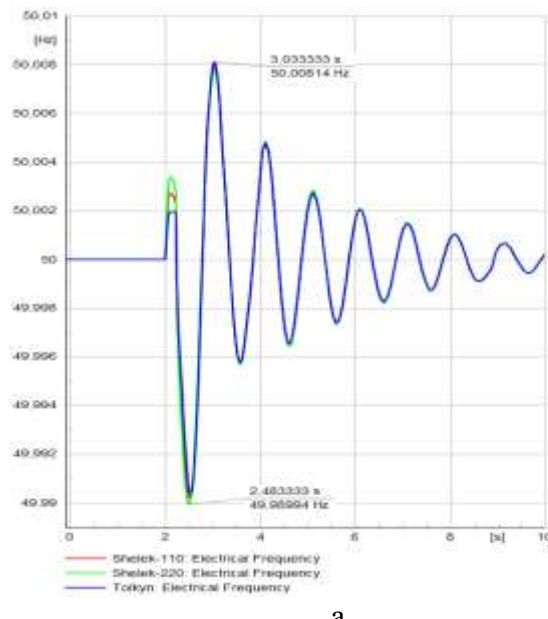


а

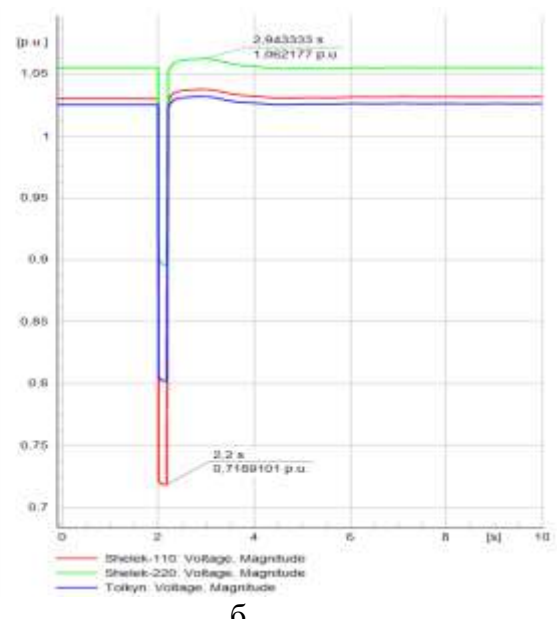


б

Рисунок 4.12 – Реакция ротора на короткое замыкание на линии 126И Шелек-Толкын 110 кВ



а



б

Рисунок 4.13 – Характеристика короткого замыкания на линии КЛ-35 кВ ВЭС Шелек

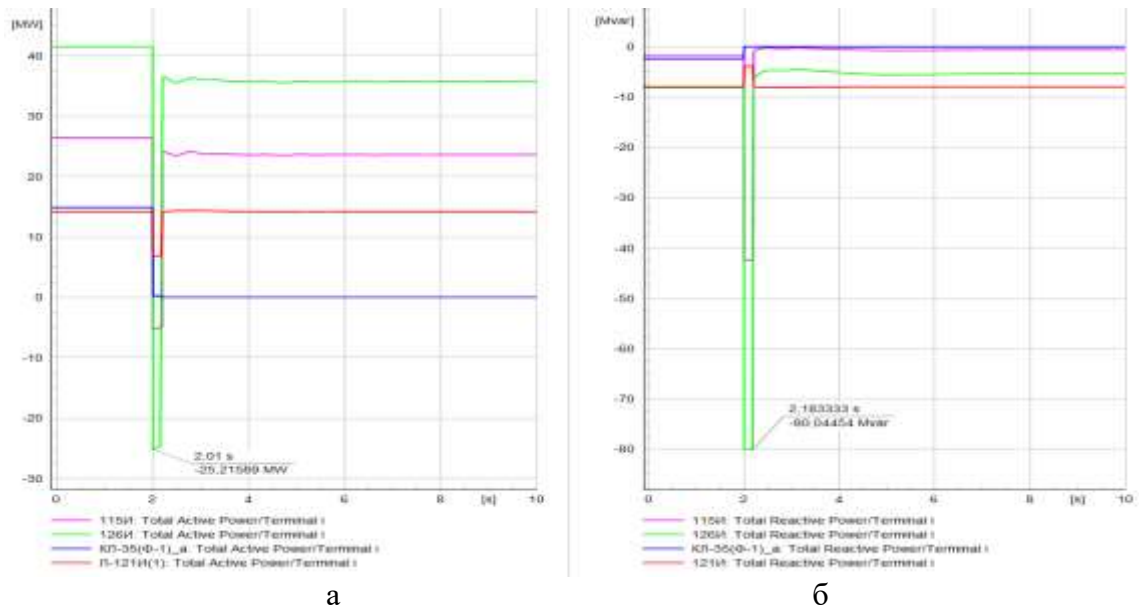


Рисунок 4.14 – Реакция активной и реактивной мощности на короткое замыкание на линии КЛ-35 кВ в ВЭС Шелек

Так как линия CL35 кВ в ВЭС была отключена после короткого замыкания, активная и реактивная мощность в линии упала до 0, что повлияло на линии 126И и 115И, мощность которых несколько снизилась. Наоборот, потребляемая реактивная мощность в линии CL35 кВ в ВЭС также повлияла на линии 126И и 115И, показав небольшой рост реактивной мощности.

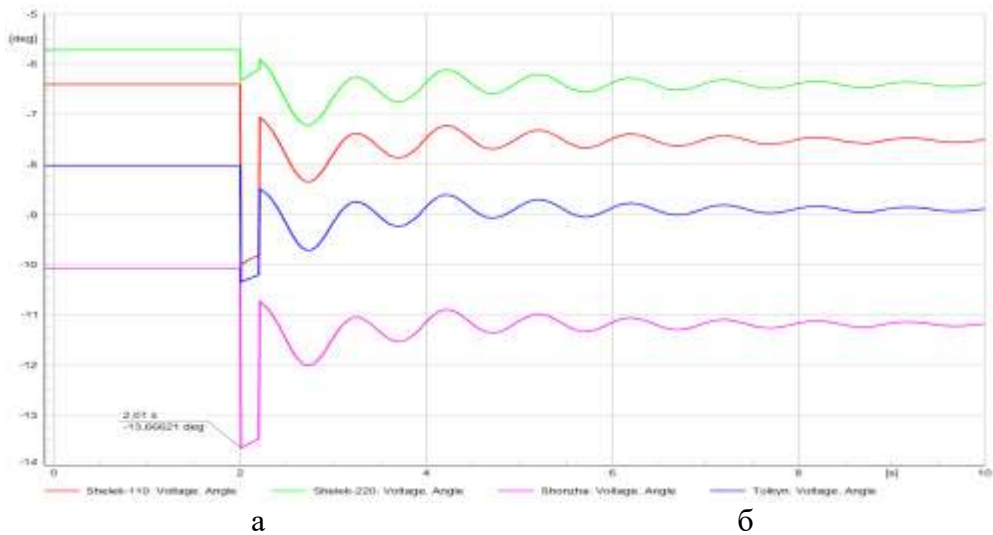


Рисунок 4.15 – Напряжение короткого замыкания на линии КЛ-35 кВ ВЭС Шелек

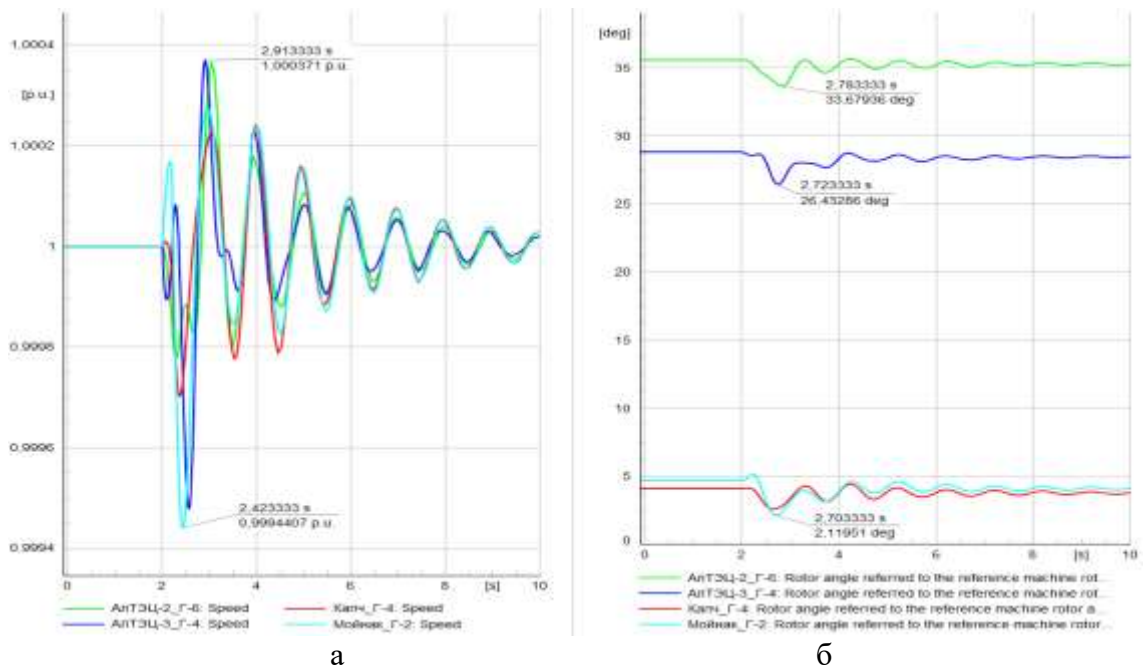


Рисунок 4.16 – Реакция скорости и угла ротора на короткое замыкание на линии КЛ-35 кВ ВЭС Шелек

Из графиков (рисунки 4.15, 4.16) выше видно, что, скорость ротора и угол имеют затухающее колебание. Наибольшее отклонение наблюдается в Мойнакской Г-2, так как этот генератор расположен ближе других генераторов к аварийной точке.

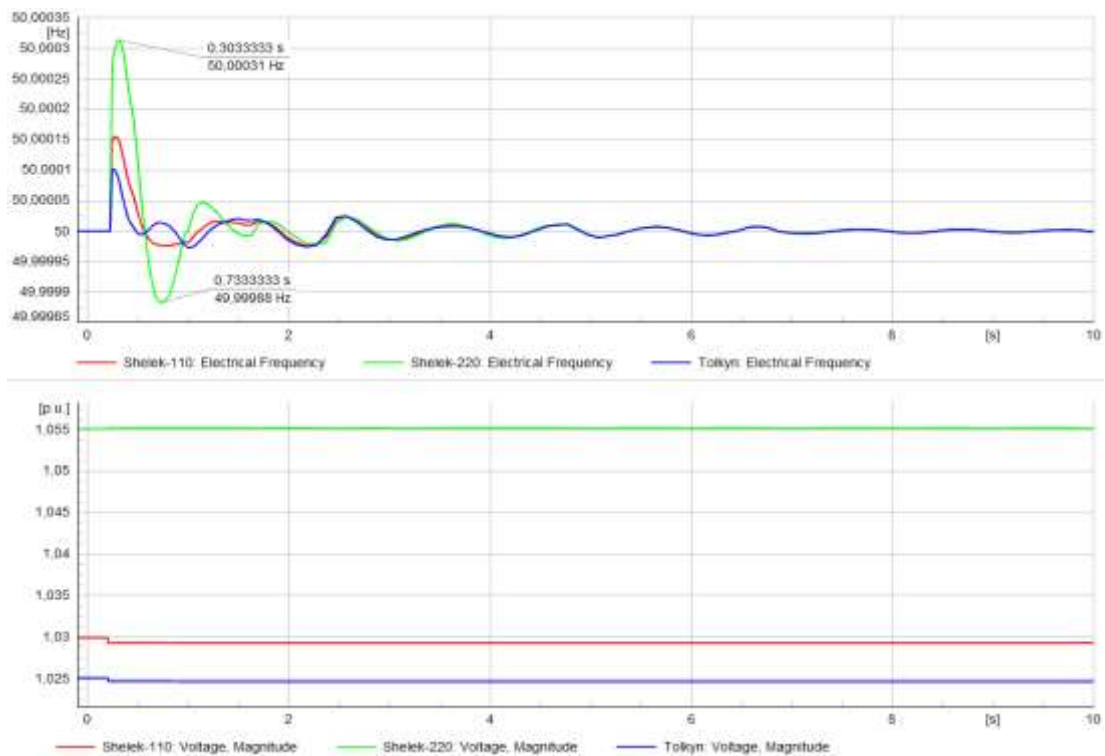


Рисунок 4.17 – Частота и реакция напряжения на событие переключения на Шелек АТ-1-220/110 кВ

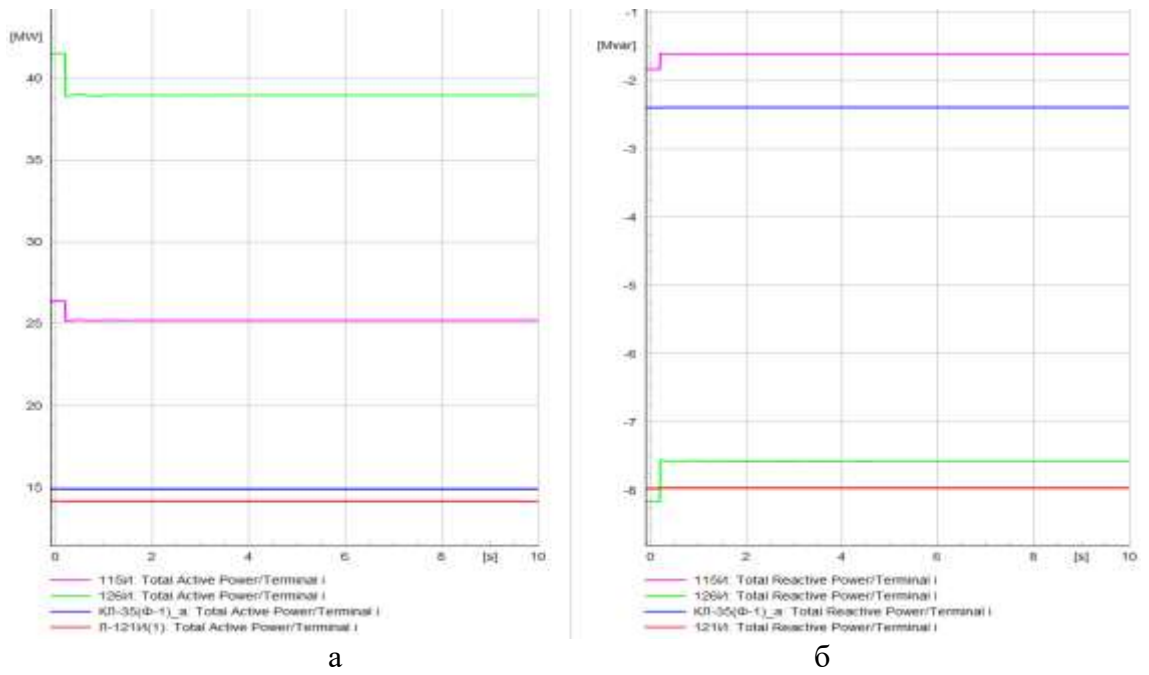


Рисунок 4.18 – Реакция активной и реактивной мощности на коммутационное событие на АТ-1-220/110 кВ Шелек

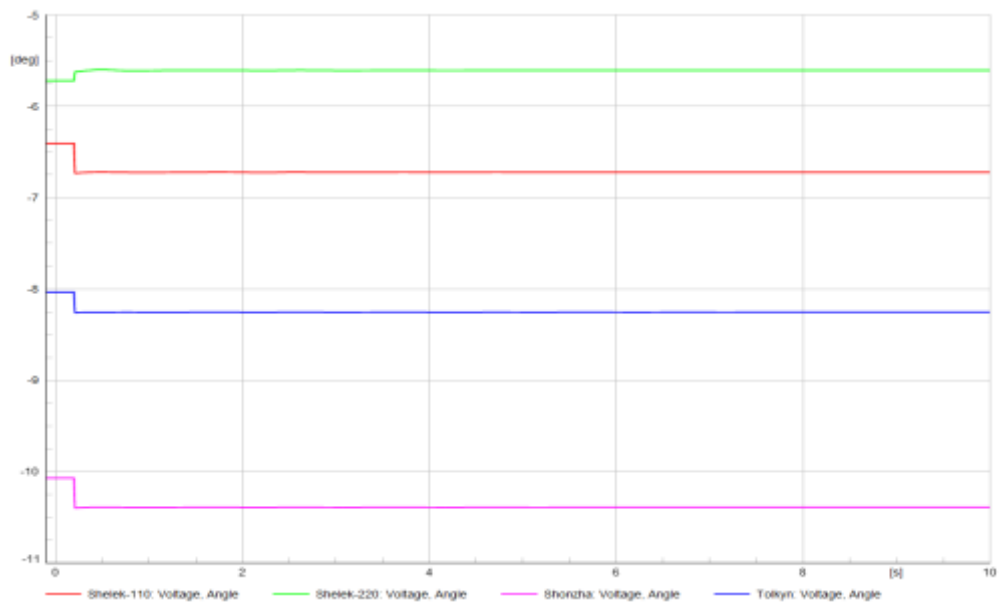


Рисунок 4.19 – Реакция угла напряжения на событие переключения на Шелек АТ-1-220/110 кВ

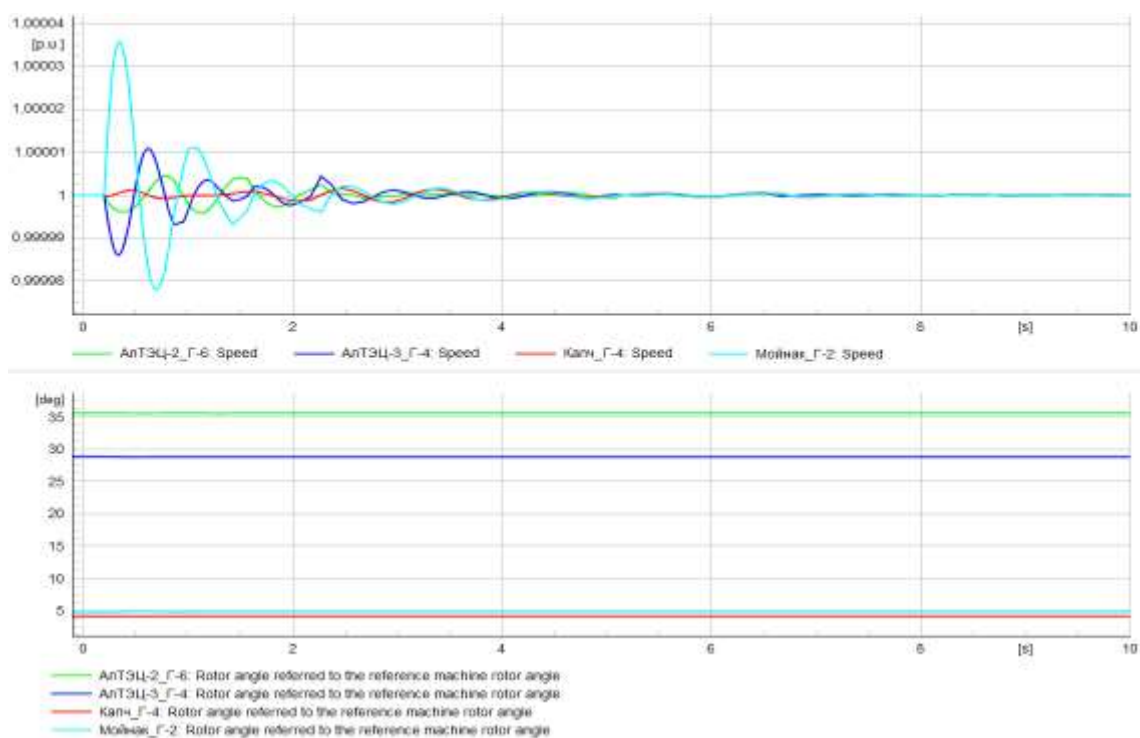


Рисунок 4.20 – Скорость и угол ротора отклика на событие переключения на Шелек АТ-1-220/110 кВ

Коммутационное событие на автотрансформаторе Шелек АТ-1-220/110кВ оказывает наименьшее влияние на энергосистему. Это связано с наличием второго автотрансформатора, который готов передавать и распределять электроэнергию. Замечено, что частота на шине Шелек-220 кВ колеблется с наибольшей амплитудой, однако со 2-й секунды происходит резкое затухание вплоть до других закономерностей. Что касается отклонения напряжения, суммарной активной и реактивной мощности и угла напряжения, то существенных изменений в этих параметрах не наблюдается.

Из трех сценариев, которые были выполнены выше, наиболее опасным случаем является короткое замыкание на линии 126I Шелек-Толкын 110кВ. Тем не менее, все сценарии находятся в устойчивом режиме. Все модели имеют затухающие колебания, что является показателем устойчивости.

Выводы по разделу 4

В рамках данной работы была проведена оценка воздействия возобновляемых источников энергии на функционирование энергетической системы в Алматинской области при различных уровнях интеграции, оценка пропускной способности, динамической стабильности и существующих теоретических и фактических диапазонов увеличения мощности.

С технической точки зрения были проведены симуляции и анализы, такие как анализ устойчивости в стационарном режиме, транзитная устойчивость и устойчивость к малым возмущениям.

В квазидинамическом анализе был рассмотрен эффект интеграции ВЭС Шелек в зимнем режиме, 26 декабря, и проанализированы параметры режима,

такие как отклонение напряжения, коэффициент мощности и нагрузка. Все эти параметры соответствуют нормам стандартов и требованиям при подключении ВЭС Шелек к сети.

В анализе устойчивости в стационарном режиме была смоделирована максимальная точка нагрузки и генерации ВЭС в DIgSILENT PowerFactory. Максимальная точка устойчивости наблюдается при увеличении нагрузки на 50% и максимальной генерации ВЭС до 150 МВт. Дополнительно были рассмотрены параметры режима, такие как отклонение напряжения и нагрузка.

В переходной устойчивости были смоделированы крупные возмущения, такие как короткое замыкание и переключение, в трех сценариях. Были смоделированы параметры режима, такие как напряжение, частота, активная и реактивная мощность, углы напряжения и скорости ротора в DIgSILENT PowerFactory. Было сделано заключение, что короткое замыкание в линиях 110 кВ имеет более значительное влияние на сеть. Тем не менее, во всех сценариях переходная устойчивость сохраняет стабильный режим.

В анализе устойчивости к малым возмущениям был проведен анализ влияния стабилизатора системы мощности и ВЭС на колебания низкой частоты. Было установлено, что использование стабилизатора системы мощности на ТЭЦ-2 и ВЭС оказывает положительное влияние на устойчивость к малым возмущениям при коротком замыкании на линии 126I и переключении на автотрансформаторе. Стабилизатор системы мощности увеличивает коэффициент затухания, снижая колебания низкой частоты, в то время как подключение ВЭС уменьшает амплитуды в первые секунды. Кроме того, была проведена модальная анализ в DIgSILENT PowerFactory для визуализации влияния ВЭС и стабилизатора системы мощности. Результаты показывают стабильные собственные значения в системе, и коэффициент затухания стал более 5% при реализации PSS и ВЭС, что свидетельствует о положительном влиянии на электрическую схему.

Отклонение напряжения при крупных возмущениях относится к способности системы контролировать напряжение после крупных возмущений, таких как сбой в системе, потеря генерации или аварии на цепях. В данной статье данный тип устойчивости не рассматривается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Интеграция ВИЭ в энергосистему является ключевым элементом в процессе перехода к устойчивому энергетическому будущему. В результате растущего осознания необходимости борьбы с изменением климата и сокращения зависимости от ископаемых видов топлива, ВИЭ стали центром внимания как на глобальном, так и на локальном уровнях. В ходе данной работы было проведено исследование различных аспектов интеграции ВИЭ с акцентом на влиянии этих источников на работу электрических сетей в Алматинской области и на рынке электроэнергии.

Анализ показал, что эффективность интеграции ВИЭ в существующие энергосистемы зависит от ряда факторов, включая техническую готовность инфраструктуры, рыночные механизмы, политику государства и уровень финансирования. В частности, исследование подтвердило, что для успешного внедрения ВИЭ необходимо адаптировать существующие сети, чтобы они могли справляться с вариабельностью генерации и обеспечивать стабильность электроснабжения. Современные технологии, такие как системы накопления энергии и интеллектуальные сети, играют ключевую роль в решении этих проблем, позволяя эффективно управлять изменениями в нагрузках и генерации.

Рынок электроэнергии претерпевает значительные изменения в ответ на интеграцию ВИЭ. Возобновляемые источники энергии становятся все более конкурентоспособными благодаря снижению издержек и развитию технологий. Тем не менее, рынки сталкиваются с вызовами, связанными с регулированием и необходимостью создания стимулов для инвестиций в ВИЭ. Важно отметить, что рынок требует гибкости, чтобы адаптироваться к изменяющимся условиям и обеспечить адекватные механизмы поддержки для новых технологий.

В рамках данного исследования была рассмотрена важность прогнозирования производства энергии ВИЭ и его влияния на рынок. Прогнозирование является неотъемлемой частью планирования и управления энергосистемами, так как оно позволяет операторам оптимизировать использование ресурсов и снижать затраты. Внедрение более точных моделей прогнозирования, основанных на искусственном интеллекте и машинном обучении, может значительно повысить эффективность работы энергосистем, минимизируя риски, связанные с колебаниями в производстве.

Согласно проведенному анализу, интеграция ВИЭ в энергосистему имеет множество преимуществ. Однако для достижения максимальных выгод от ВИЭ необходимы совместные усилия со стороны государственных структур, частного сектора и научного сообщества. Разработка эффективных стратегий политики и регулирования, направленных на поддержку ВИЭ, будет способствовать ускорению перехода к устойчивой энергетике.

В заключение, можно сказать, что будущее энергетических систем будет во многом определяться уровнем интеграции ВИЭ. Адаптация существующих инфраструктур, развитие новых технологий и создание благоприятной рыночной среды – все это является необходимыми условиями для обеспечения успешного

внедрения возобновляемых источников энергии. Инвестирование в исследования и разработки, а также активное сотрудничество между различными участниками рынка, будут способствовать созданию более устойчивой, надежной и эффективной энергетической системы, способной удовлетворить растущие потребности общества и одновременно защищать окружающую среду.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Топливо-энергетический баланс Республики Казахстан (2023) // <https://stat.gov.kz/ru/industries/business-statistics/stat-energy>. 10.10.2024.
- 2 Казахстан на пути к устойчивому развитию / под ред. А.Б. Кошербаевой. – Астана, 2024. – 54 с.
- 3 Отчет о реализации плана развития государственного органа Министерства энергетики Республики Казахстан на 2023-2027 годы // https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=37012328. 10.10.2024.
- 4 Бекболатов Ж.К., Трофимов Г.Г., Сулейменов Д.А. и др. Решение проблем дефицита маневренных мощностей в энергосистеме Казахстана за счет накопителей энергии // Тинчуринские чтения – 2022: Энергетика и цифровая трансформация: сб. ст. по матер. конф. – Казань, 2022. – С. 3-9.
- 5 Santhosh M., Venkaiah C., Kumar V. Current advances and approaches in wind speed and wind power forecasting for improved renewable energy integration: A review // *Engineering Reports*. – 2020. – Vol. 2, Issue 6. – P. e12178.
- 6 Elistratov V., Konishchev M., Denisov R. et al. Study of the Intelligent Control and Modes of the Arctic-Adopted Wind–Diesel Hybrid System // *Energies*. – 2021. – Vol. 14, Issue 14. – P. 4188-1-4188-15.
- 7 Lange M. Focken U. *Physical Approach to Short-Term Wind Power Prediction*. – Berlin: Springer 2006. – 208 p.
- 8 Shukla S., Sheoran S., Pasari S. Exploration of Solar Irradiance in Thar Desert Using Time Series Model // *Appl. Sol. Energ.* – 2022. – Vol. 58. – P. 876-888.
- 9 Sheoran S., Shukla S., Pasari S. et al. Wind Speed Forecasting at Different Time Scales Using Time Series and Machine Learning Models // *Appl. Sol. Energy*. – 2022. – Vol. 58. – P. 708-721.
- 10 Aimeur K. et al. Short-Term Solar Irradiance Forecasting and Photovoltaic System Management Using Octonion Neural Networks // *Appl. Sol. Energy*. – 2020. – Vol. 56. – P. 219-226.
- 11 Miloudi L., Acheli D., Kesraoui M. Application of artificial neural networks for forecasting photovoltaic system parameters // *Appl. Sol. Energy*. – 2017. – Vol. 53. – P. 85-91.
- 12 Diez F.J., Navas L.M., Martínez A. Prediction and identification of the evolution of solar-heated hot water temperature in a stratified tank in static mode using artificial neural networks // *Appl. Sol. Energy*. – 2016. – Vol. 52. – P. 183-192.
- 13 Abdalla A., El-Osta W., Nassar Y.F. et al. Estimation of Dynamic Wind Shear Coefficient to Characterize Best Fit of Wind Speed Profiles under Different Conditions of Atmospheric Stability and Terrains for the Assessment of Height-Dependent Wind Energy in Libya // *Appl. Sol. Ener.* – 2023. – Vol. 59. – P. 343-359.
- 14 Zhou Q., Lv Q., Zhang G. A Combined Forecasting System Based on Modified Multi-Objective Optimization for Short-Term Wind Speed and Wind Power Forecasting // *Applied Science*. – 2021. – Vol. 11, Issue 20. – P. 9383-1-9383-31.
- 15 Kiseleva S.V., Lisitskaya N.V., Mordynskiy A.V. et al. Short-Term Forecasting Error Assessment of Solar Power Plant Generation and the Error Influence

on Plant Economics in Conditions in Russia // Appl. Sol. Energy. – 2021. – Vol. 57. – P. 347-353.

16 Abdalla A., El-Osta W., Nassar Y.F. et al. Estimation of Dynamic Wind Shear Coefficient to Characterize Best Fit of Wind Speed Profiles under Different Conditions of Atmospheric Stability and Terrains for the Assessment of Height-Dependent Wind Energy in Libya // Appl. Sol. Ener. – 2023. – Vol. 59. – P. 343-359.

17 Nassar Y., Alsadi S. Wind Energy Potential in Gaza Strip-Palestine state // Solar Energy and Sustainable Development Journal. – 2018. – Vol. 7, Issue 2. – P. 41-57.

18 Information on the production and supply of electricity by RES facilities / MoE of the RK (2021) // <https://www.gov.kz/memleket/>. 10.06.2021.

19 Renewable Energy Market in Kazakhstan: Potential, Challenges, and Prospects, 2021 // <https://www.pwc.com/kz/en/publications/esg/may>. 10.06.2024.

20 Ahmed S. et al. Grid Integration Challenges of Wind Energy: A Review. IEEE // IEEE Access. – 2020. – Vol. 8. – P. 10857-10878.

21 Montrucchio L., Pistone G. Kantorovich distance on a weighted graph // <https://arxiv.org/abs/1905.07547>. 10.10.2023.

22 Alex Bath. Global wind report. 2024 // <https://www.ourenergypolicy.org/resources/global-wind-report-2024/>. 10.10.2023.

23 Manusov V.Z. Short-term forecasting of wind and solar power generation // J. Phys. – 2021. – Vol. 2131. – P. 052050.

24 Бекболатова Ж.К., Григорьев Д.В. Жаңартылатын генерациялау бірліктерінің нарықтық интеграциялық стратегиялары // Вестник Каз АТК. – 2024. - №4(133). – С. 384-392.

25 Grigoryev D., Bekbolatova Zh et al. Experimental study of operation of a solar water heating system in winter // Vestnik Kaz АТК. – 2024. – Vol. 2, Issue 131. – P. 523-529.

26 Sharma J., Kumar R., Bekbolatova Zh. et al. Numerical analysis on inlet position and orientation for enhanced thermal performance of a solar thermochemical reactor for two-step WS cycle for hydrogen production // Journal of Thermal Analysis and Calorimetry. – 2024. – Vol. 149. – P. 8409-8429.

27 Renewables 2023, Analyses and forecast to 2028 / International Energy Agency // from: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>. 10.10.2023.

28 Pietz M. Risk premia in the German electricity futures market // Proceed. 3rd internat. conf. on Energy and Environment. – Malacca, 2009. – P. 160-170.

29 Pollitt M.G. The European Single Market in Electricity: An Economic Assessment // Rev. Ind. Organ. – 2019. – Vol. 55. – P. 63-87.

30 Electricity 2024, Analyses and forecast to 2026 / International Energy Agency // <https://www.iea.org/reports/electricity-2024>. 01.05.2024.

31 EPEX Spot and EEX power derivatives // <https://mondovisione.com/media-and-resources/news/epex-spot-and-eex>. 01.05.2024.

32 Nikonowicz L., Milewski J. Virtual Power Plants-general review: structure, application and optimization // J. Pow. Tech. – 2012. – Vol. 92, Issue 3. – P. 135-149.

- 33 Lombardi P., Powalko M., Rudion K. Optimal operation of a virtual power plant // *Proc. IEEE Power & Energy Society General Meeting*. – Calgary, 2009. – P. 1-6.
- 34 Бекболатова Ж., Онгар Б. Үш деңгейлі кернеу түрлендіргішінің математикалық моделі // *Вестник ТоУ*. – 2024. – №2(174). – С. 242-248.
- 35 Pudjianto D., Ramsay C., Strbac G. Virtual power plant and system integration of distributed energy resources // *IET Renewable Power Generation*. – 2007. – Vol. 1, Issue 1. – P. 10-16.
- 36 Saboori H., Mohammadi M., Taghe R. Virtual Power Plant (VPP), Definition, Concept, Components and Types // *Proc. Asia-Pacific Power and Energy Engineering conf.* – Wuhan, 2011. – P. 1-4.
- 37 Naval N., Yusta J.M. Virtual power plant models and electricity markets - A review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2021. – Vol. 149. – P. 111393.
- 38 Liu X., Zhang M. The Impact of Market Integration on Renewable Energy Technology Innovation: Evidence from China // *Sustainability*. – 2022. – Vol. 14. – P. 13778.
- 39 Song M., Xu H., Shen Z. et al. Energy market integration and renewable energy development: Evidence from the Euro-pean Union countries // *J. Environ. Manag.* – 2022. – Vol. 317. – P. 115464.
- 40 Luo Y., Zhang S., Zhou B. et al. Multi-time scale trading profit model of pumped storage power plant for electricity market // *Frontiers in Energy Research*. – 2022. – Vol. 10. – P. 975319.
- 41 Zejneba T., Reinhard H. et al. Economics of electric energy storage. The case of Western Balkans // *Energy*. – 2022. – Vol. 238. – P. 121669-125442.
- 42 Cheng Y., Yao X. Carbon intensity reduction assessment of renewable energy technology innovation in China: A panel data model with cross-section dependence and slope heterogeneity. *Renew. Sustain // Energy Rev.* – 2020. – Vol. 135. – P. 110157.
- 43 Zhao D., Wang H., Huang J. et al. Time-of-Use pricing for energy storage investment // *IEEE Trans. Smart Grid*. – 2022. – Vol. 13, Issue 2. – P. 1165-1177.
- 44 Yang S., Tan Z., Liu Z. et al. A multi-objective stochastic optimisation model for electricity retailers with energy storage system considering uncertainty and demand response // *J. Clean. Prod.* – 2020. – Vol. 277. – P. 124017.
- 45 Bai J., Lu J., Li S. Fiscal Pressure, Tax Competition and Environmental Pollution // *Environ. Resour. Econ.* – 2018. – Vol. 73. – P. 431-447.
- 46 Zhu Z., Kong L., Aisaiti G. et al. Pricing contract design of a multi-supplier-multi-retailer supply chain in hybrid electricity market // *Ind. Manag. Data Syst.* – 2021. – Vol. 121, Issue 7. – P. 1522-1551.
- 47 Verdolini E., Galeotti M. At home and abroad: An empirical analysis of innovation and diffusion in energy technologies // *J. Environ. Econ. Manag.* – 2011. – Vol. 61. – P. 119-134.

- 48 Parsley D., Wei S. Limiting currency volatility to stimulate goods market integration: A price based approach // Natl. Bur. Econ. Res. Work. Pap. Ser. – 2001. – Vol. 8468. – P. 1-34.
- 49 Qin Q., Jiao Y., Gan X. et al. Environmental efficiency and market segmentation: An empirical analysis of China's thermal power industry // J. Clean. Prod. – 2020. – Vol. 242. – P. 118560.
- 50 Ahmad S., Iqbal M. Impacts of E-commerce in apparel supply chain // Proceed. of the internat. conf. on Industrial Engineering and Operations Management. – Bangkok, 2019. – P. 1400-1405.
- 51 Das M., Singh M.A.K., Biswas A. Techno-economic optimization of an off-grid hybrid renewable energy system using metaheuristic optimization approaches – Case of a radio transmitter station in India // Energy Convers. Manag. – 2019. – Vol. 185. – P. 339-352.
- 52 Arora K., Kumar A., Kamboj V.K. et al. Optimization Methodologies and Testing on Standard Benchmark Functions of Load Frequency Control for Interconnected Multi Area Power System in Smart Grids // Mathematics. – 2020. – Vol. 8. – P. 980-1-980-23.
- 53 Dehwah A.H., Asif M. Assessment of net energy contribution to buildings by rooftop photovoltaic systems in hot-humid climates // Renew. Energy. – 2019. – Vol. 131. – P. 1288-1299.
- 54 Dragan I. A game theoretic approach for solving multiobjective linear programming problems // Lib. Math. – 2010. – Vol. 30. – P. 149-158.
- 55 Diemuodeke E., Addo A., Oko C. et al. Optimal mapping of hybrid renewable energy systems for locations using multi-criteria decision-making algorithm // Renew. Energy. – 2019. – Vol. 134. – P. 461-477.
- 56 Rullo P., Braccia L., Luppi P. et al. Integration of sizing and energy management based on economic predictive control for standalone hybrid renewable energy systems // Renew. Energy. – 2019. – Vol. 140. – P. 436-451.
- 57 Ramakumar R., Abouzahr I., Ashenayi K. A knowledge-based approach to the design of integrated renewable energy systems // IEEE Trans. Energy Convers. – 1992. – Vol. 7. – P. 648-659.
- 58 Susanna M.M., Teegala S.K., Surikuchi D.K. Design and simulation of standalone integrated renewable energy system for remote areas // IJRET. – 2016. – Vol. 5. – P. 192-199.
- 59 Sami B.S. Intelligent Energy Management for Off-Grid Renewable Hybrid System Using Multi-Agent Approach // IEEE Ac. – 2020. – Vol. 8. – P. 8681-8696.
- 60 Kim R., Wang Y., Vudata S.P. et al. Dynamic Optimal Dispatch of Energy Systems with Intermittent Renewables and Damage Model // Mathematics. – 2020. – Vol. 8. – P. 868-1-868-24.
- 61 Ye G., Li G., Wu D. et al. Towards Cost Minimization With Renewable Energy Sharing in Cooperative Residential Communities // IEEE Access. – 2017. – Vol. 5. – P. 11688-11699.
- 62 Chen X., Li J., Han Y. et al. An Improved Brain Storm Optimization for a Hybrid Renewable Energy System // IEEE Ac. – 2019. – Vol. 7. – P. 49513-49526.

- 63 Ogliari E., Grimaccia F., Leva S. et al. Hybrid Predictive Models for Accurate Forecasting in PV Systems // *Energies*. – 2013. – Vol. 6. – P. 1918-1929.
- 64 He X., Keyaerts N., Azevedo I. et al. How to engage consumers in demand response: A contract perspective // *Util. Policy*. – 2013. – Vol. 27. – P. 108-122.
- 65 Ma W., Lodewijks G., Schott D. Analysis of a Green Transport Plant for Deep Sea Mining Systems // *J. Min. Sci.* – 2018. – Vol. 54. – P. 254-269.
- 66 Rajeev A., Shanmukha Sundar K. Design of an off-grid PV system for the rural community // *Proceed. internat. conf.e on Emerging Trends in Communication, Control, Signal Processing and Computing Applications (C2SPCA)*. – Bangalore, 2013. – P. 1-6.
- 67 Boychuk I.P., Grinek A.V., Martyshev N.V. et al. A Methodological Approach to the Simulation of a Ship's Electric Power System // *Energies*. – 2023. – Vol. 16. – P. 8101-1-8401-28.
- 68 Voitovich E.V., Kononenko R.V., Konyukhov V.Y. et al. Designing the Optimal Configuration of a Small Power System for Autonomous Power Supply of Weather Station Equipment // *Energies*. – 2023. – Vol. 16. – P. 5046-1-5046-30.
- 69 Bekbolatova Z., Aman A., Grigoryev D. et al. Power System Stability Research in the Integration of Wind Power Plant in Almaty Region // *Proceed. IEEE 23rd internat. conf. of Young Professionals in Electron Devices and Materials (EDM)*. - Altai, 2022. – P. 475-480.
- 70 Zhong J. Optimal Operation of Energy Hub: An Integrated Model Combined Distributionally Robust Optimization Method With Stackelberg Game // *IEEE Transac. on Sustainable Energy*. – 2023. – Vol. 14, Issue 3. – P. 1835-1848.
- 71 Wang Y. et al. A Stackelberg game-based approach to transaction optimization for distributed integrated energy system // *Energy*. – 2023. – Vol. 283. – P. 128475.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Код прогнозирования ARMA

```
function arma_variable_dg(alfa0,beta0,sigmaZ0),sce_num,forecastSeries,forecastError)

sce_num=input('number of scenarios:');

%read forecastSeries from file nums1.txt

fileID = fopen('C:\Users\ASUS\Documents\Puh PhD\data.txt','r')
formatSpec = '%f';
forecastSeries1=fscanf(fileID,formatSpec)%ones(1,24);%input('forecastSeries:');
forecastSeries= forecastSeries1.'
fclose(fileID);

forecastError=ones(1,24);%input('forecastError:');
%in order to optimize Q, alfa, beta, sigma values returns n times (in this case
%10times, or can be defined as an input)
times=10;
p=1;
if p==1
    alfa0=0.87;%
    beta0=0.02;%
    sigmaZ0=0.54;%
end
while p<=times

    if p>1
        alfa0=x(1);
        beta0=x(2);
        sigmaZ0=x(3);
    end
    %%

%calculation of wind speed forecasted error at time t
nT = size(forecastSeries, 2); % calculates quantity of elements - columns in
forecastSeries matrix and writes to nT variable
x = zeros(sce_num,nT); % fills x with 0
windscenarios = zeros(sce_num, nT); % fills windscenarios with 0

for s=1:sce_num % generation of scenarios
    z=randn(1,nT)*sigmaZ0 % calculates in matrix z - normaly distr values multiplied
by sima0
    x(s,1)=z(1,1) % fills first element of first line of x with value from z(1,1)
    for t=2:nT
        x(s,t)=alfa0*x(s,t-1)+z(1,t)+beta0*x(s,t-1);% fills elements in line s fron 2 to
nT with values calculated by formula
    end
    windscenarios(s,:)=forecastSeries+x(s,:) % fills row nuber s with values
forecastSeries+x(s,:)
    windscenarios(windscenarios<0)=0; %set all '-' values to '0'
    for t=1:nT
        For_err(s,t)=(forecastSeries(t)-windscenarios(s,t)) % errors for each
scenario:)
        ErrorS(s) = sum(abs(For_err(s,t))) %std(For_err(s,:))
    end
end
p=p+1;
end
```

```

        end
    end
    m1 = min(ErrorS)% find minimum - minimal element in array
    line = find(ErrorS == m1) % find number of minimal element in array

    %RMSE for each scenario
    v = zeros(sce_num,nT); % fills v with 0

    for i=1:sce_num
        v(i,1)=0;
        v(i,2)=sigmaZ0^2; % set value to element 2 in row i of matrix v
        for t=3:nT
            v(i,t)=sqrt(alfa0^2*v(i,t-1)+(1+beta0^2+2*alfa0*beta0)*sigmaZ0); % calculates value
            of matrix v in row i from colum 3 to nT
        end
        rmse_arma=v(i,:); % set value in vector rmse_arma = v (line number =i)

        L = (forecastError(i)-v(i,t));% calculates vector L = 1-v(i, 24)
    end
    rmse_a=sum(rmse_arma)/sce_num; % average RMSE for all scenarios
    Q= @(x)sum(L.^2);
    %Optimization by simplex method
    %Note that x(1), x(2),x(3) coresponds to alfa0, beta0, sigmaZ0,because
    %fminsearch requires function to take single vector as input(here the input
    %is three dimensional vector x)
    % residuals = forecastError(1)-v(i,t);
    %     b = sum(residuals.^2);

    [x,fval,exitflag] = fminsearch(Q,[alfa0, beta0, sigmaZ0]) %starts at the point [alfa0,
    beta0, sigmaZ0] and returns a value x that is a local minimizer of the function
    described in Q

    p=p+1;
    end
    fig = figure;
    u = fig.Name;
    fig.Name = 'Min Scenarios';

    t=1:24;
    plot(t,windscenarios(line,:),t,forecastSeries,'--or'); % plot scenario with min error
    and input values

    fig = figure;
    u = fig.Name;
    fig.Name = 'Wind Scenarios';

    t=1:24;
    plot(t,windscenarios,t,forecastSeries,'--or');

    fig = figure;
    u = fig.Name;
    fig.Name = 'RMSE for each scenario';
    fig.Selected = 'on';
    t=1:24;
    plot(t,v(i,:));
end

```

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Load Flow Calculation				Grid Summary			
AC Load Flow, balanced, positive sequence			Automatic Model Adaptation for Convergence	No			
Automatic tap adjustment of transformers	No		Max. Acceptable Load Flow Error				
Consider reactive power limits	Yes		Bus Equations(HV)	1,00 kVA			
			Model Equations	0,10 %			

Grid: Grid	System Stage: Grid	Study Case: With WPP	Annex:	/ 1			

Grid: Grid Summary							
No. of Substations	0	No. of Busers	85	No. of Terminals	91	No. of Lines	113
No. of 2-w Trfs.	48	No. of 3-w Trfs.	5	No. of syn. Machines	17	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	36	No. of Shunts/Filters	9	No. of SVC	0		
Generation	= 1064,13 MW		268,48 Mvar		1097,57 MVA		
External Infeed	= 1274,42 MW		185,48 Mvar		1287,85 MVA		
Inter Grid Flow	= 0,00 MW		0,00 Mvar				
Load P(U)	= 2302,38 MW		171,59 Mvar		2308,79 MVA		
Load P(Un)	= 2302,38 MW		171,59 Mvar		2308,79 MVA		
Load P(Un-U)	= -0,00 MW		0,00 Mvar				
Motor Load	= 0,00 MW		0,00 Mvar		0,00 MVA		
Grid Losses	= 36,17 MW		-575,33 Mvar				
Line Charging	=		-862,49 Mvar				
Compensation ind.	=		557,88 Mvar				
Compensation cap.	=		-0,00 Mvar				
Installed Capacity	= 1826,15 MW						
Spinning Reserve	= 393,32 MW						

Total Power Factor:							
Generation	=	0,97	[-]				

а

Load Flow Calculation				Grid Summary			
AC Load Flow, balanced, positive sequence			Automatic Model Adaptation for Convergence	No			
Automatic tap adjustment of transformers	No		Max. Acceptable Load Flow Error				
Consider reactive power limits	Yes		Bus Equations(HV)	1,00 kVA			
			Model Equations	0,10 %			

Grid: Grid	System Stage: Grid	Study Case: With WPP	Annex:	/ 1			

Grid: Grid Summary							
No. of Substations	0	No. of Busers	85	No. of Terminals	51	No. of Lines	113
No. of 2-w Trfs.	48	No. of 3-w Trfs.	5	No. of syn. Machines	17	No. of asyn.Machines	0
No. of Loads	36	No. of Shunts/Filters	9	No. of SVC	0		
Generation	= 1110,02 MW		226,82 Mvar		1132,56 MVA		
External Infeed	= 865,51 MW		117,48 Mvar		873,45 MVA		
Inter Grid Flow	= 0,00 MW		0,00 Mvar				
Load P(U)	= 1953,79 MW		171,95 Mvar		1961,35 MVA		
Load P(Un)	= 1953,79 MW		171,95 Mvar		1961,35 MVA		
Load P(Un-U)	= 0,00 MW		0,00 Mvar				
Motor Load	= 0,00 MW		0,00 Mvar		0,00 MVA		
Grid Losses	= 21,74 MW		-713,89 Mvar				
Line Charging	=		-880,25 Mvar				
Compensation ind.	=		886,24 Mvar				
Compensation cap.	=		0,00 Mvar				
Installed Capacity	= 1490,93 MW						
Spinning Reserve	= 393,32 MW						

Total Power Factor:							
Generation	=	0,98	[-]				
Load/Motor	=	1,00 / 0,00	[-]				

б

Рисунок Б.1 – Расчет нагрузки в РФ

ПРИЛОЖЕНИЕ В

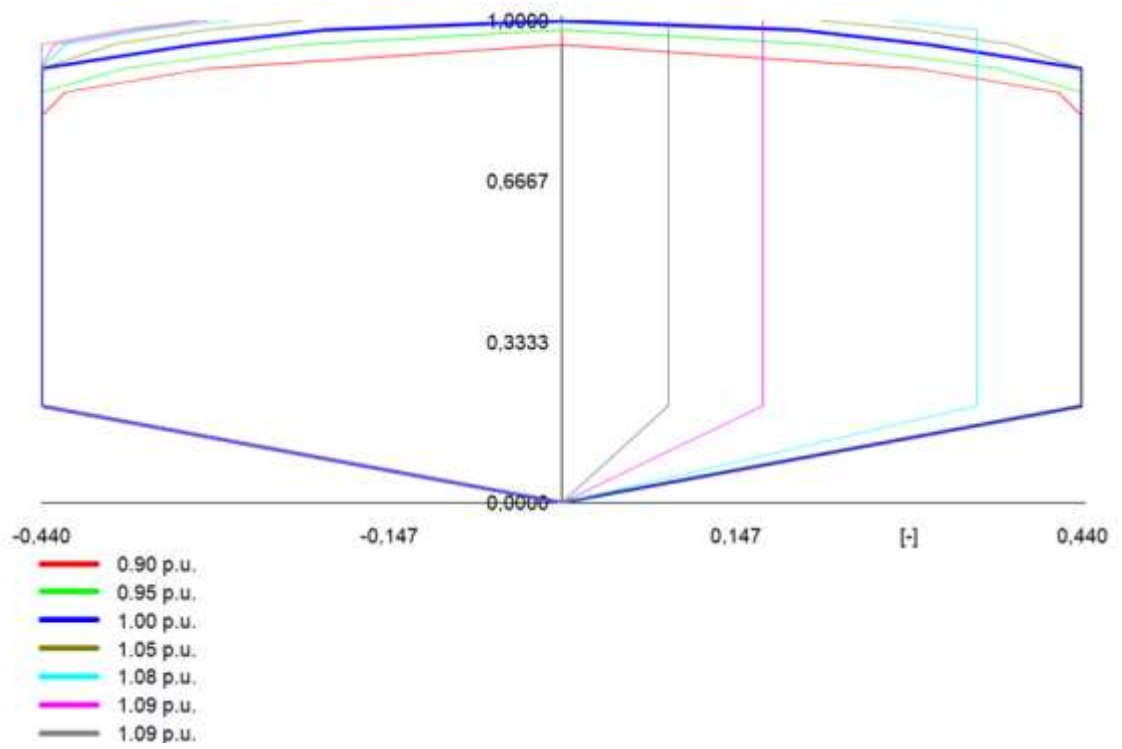


Рисунок В.1 – Кривая допустимых пределов реактивной мощности ветряной турбины