

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Школа - Инженерная школа энергетики

Отделение(НОЦ) - Отделение Электроэнергетики и электротехники

Направление подготовки - 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Профиль - Электроэнергетические сети и системы

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Построение расчётной модели для анализа режимов Акмолинской энергосистемы в перспективе её развития до 2020 года</b>

УДК 621.311.004.13-047.44(574)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6Г	Бекмухан Мади Амантайулы		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор отделения электроэнергетики и электротехники	Хрущев Юрий Васильевич	д.т.н, профессор		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент школы инженерного предпринимательства	Попова Светлана Николаевна	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения общетехнических дисциплин	Дашковский Анатолий Григорьевич	к.т.н, доцент		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Завьялов Валерий Михайлович	д.т.н, профессор		

Томск – 2018 г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа энергетики  
 Направление подготовки – 13.04.02 – «Электроэнергетика и электротехника»  
 Уровень образования – Магистратура  
 Отделение Электроэнергетики и электротехники  
 Период выполнения – осенний/весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация
--------------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.18
--	----------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.12.16	Обзор отечественной литературы	15
11.03.17	Методика проведения исследований	5
30.10.17	Экспериментальная часть	20
30.03.18	Обсуждение результатов	5
01.05.18	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
03.05.18	Социальная ответственность	20
25.05.18	Заключение	5
28.05.18	Раздел ВКР, выполненный на иностранном языке	10

**Составил преподаватель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОЭЭ	Хрущев Юрий Васильевич	Д.Т.Н, профессор		

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Завьялов Валерий Михайлович	Д.Т.Н, профессор		



	Электрическая схема ЭС Казахстана;
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	<b>Попова Светлана Николаевна</b>
<b>Социальная ответственность</b>	<b>Дашковский Анатолий Григорьевич.</b>
<b>Приложение (английская часть)</b>	<b>Зюбанов Вадим Юрьевич</b>
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
1. Introduction	
2. Energy system	
3. Renewable energy potential	
4. Wind power	
5. Obstacles	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОЭЭ	Хрущев Юрий Васильевич	д.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6Г	Бекмухан Мади Амантайулы		

## Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Универсальные компетенции	
P1	Совершенствовать и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень, добиваться нравственного и физического совершенствования своей личности, обучению новым методам исследования, к изменению научного и научно-производственного профиля своей профессиональной деятельности.
P2	Свободно пользоваться русским и иностранным языками как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.
P3	Использовать на практике навыки и умения в организации научно-исследовательских и производственных работ, в управлении коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.
P4	Использовать представление о методологических основах научного познания и творчества, роли научной информации в развитии науки, готовностью вести работу с привлечением современных информационных технологий, синтезировать и критически резюмировать информацию.
Профессиональные компетенции	
P5	Применять углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные знания в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной деятельности в области электроэнергетики и электротехники.
P6	Ставить и решать инновационные задачи инженерного анализа в области электроэнергетики и электротехники с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности.
P7	Выполнять инженерные проекты с применением оригинальных методов проектирования для достижения новых результатов, обеспечивающих конкурентные преимущества электроэнергетического и электротехнического производства в условиях жестких экономических и экологических ограничений.
P8	Проводить инновационные инженерные исследования в области электроэнергетики и электротехники, включая критический анализ данных из мировых информационных ресурсов.
P9	Проводить технико-экономическое обоснование проектных решений; выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
	и фондов оплаты труда; определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.
P10	Проводить монтажные, регулировочные, испытательные, наладочные работы электроэнергетического и электротехнического оборудования.
P11	Осваивать новое электроэнергетическое и электротехническое оборудование; проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования и организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт.
P12	Разрабатывать рабочую проектную и научно-техническую документацию в соответствии со стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами; организовывать метрологическое обеспечение электроэнергетического и электротехнического оборудования; составлять оперативную документацию, предусмотренную правилами технической эксплуатации оборудования и организации работы.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группы</b>	<b>ФИО</b>
5АМ6Г	Бекмухан Мади Амантайулы

<b>Школа</b>	<b>ИШЭ</b>	<b>Отделение школы</b>	Электроэнергетика и электротехника
<b>Уровень образования</b>	Магистр	<b>Направление/специальность</b>	13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является ВЭС Макинск, расположенная в Акмолинской области Республики Казахстан мощностью 50 МВт.
2. Правила определения фиксированных тарифов	Постановление Правительства Республики Казахстан от 28 марта 2014 года № 271
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления в социальные нужды – 30%; накладные расходы – 10%; налог – 18%; ставка дисконтирования – 13%
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
2. Обзор рынка	Определен покупатель электрической энергии по фиксированным тарифам.
3. Техничко-экономическое сравнение вариантов.	Рассчитаны объемы электросетевого строительства и ориентировочные капитальные вложения по вариантам выдачи мощности ВЭС Макинск.
4. Расчет капитальных вложений	Расчет капитальных вложений на приобретение оборудования, на строительные работы, монтажные и пуско-наладочные работы, а прочие капитальные вложения
5. Определение ежегодных эксплуатационных затрат производства	Рассчитаны ежегодные эксплуатационные затраты производства, состоящие из амортизационных отчислений, общего фонда оплаты труда, единого социального налога, расходов на ремонт и накладных расходов

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент кафедры менеджмента	Попова С.Н.	к.э.н доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
5АМ6Г	Бекмухан Мади Амантайулы		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группы 5АМ6Г	ФИО Бекмухан Мади Амантайулы
-----------------	---------------------------------

Школа	ИШЭ	Отделение	Электроэнергетика и электротехника
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места и проверка соответствия	Рабочее место - офисное помещение проектировщика ВЭС, в котором установлены вычислительные машины
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Федеральный закон “Технический регламент о требованиях пожарной безопасности” от 28.12.2013 г. №123</li> <li>– Федеральный закон “О специальной оценке условий труда” от 28.12.2013 г. №426</li> </ul>

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Производственное освещение;</li> <li>– Шум;</li> <li>– Микроклимат;</li> <li>– Электромагнитное поле;</li> </ul>
1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности	– Электробезопасность
<b>2. Экологическая безопасность:</b>	– Охрана окружающей среды
<b>3. Пожарная безопасность:</b>	Выбор и описание возможных ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальное страхование:</b> –	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Специальные правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны оператора по обеспечению безопасности и условий труда гражданам</li> </ul>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

### Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения общетехнических дисциплин	Дашковский Анатолий Григорьевич	к.т.н. доцент		

### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6Г	Бекмухан Мади Амантайулы		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 133 с., 44 рисунка, 20 таблиц, 27 источников, 2 приложения формата А4.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии (ВИЭ), ветроэнергетика, ветропарк, ветроустановка, установившийся режим энергосистемы.

Объектом исследования является энергосистема Акмолинской области Республики Казахстан.

Цель работы – составить расчетную модель для решения режимных проблем энергосистем с нетрадиционными источниками электроэнергии.

В процессе исследования проводилась апробация цифровых модели на примере перспективной схемы развития Макинской ВЭС.

В результате исследования построено цифровое моделирование Буландинского энергорайона Акмолинской в ПК «RastrWin»; анализ установившегося режима энергосистемы;

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2010 и представлена на диске DVD (в конверте на обороте обложки).

## Содержание

Список сокращений.....	12
Введение.....	13
1 Тенденция развития ветроэнергетики в ЕЭС Казахстана.....	15
1.1 Тенденции развития ветроэнергетики.....	15
1.2 Использование традиционных источников энергии.....	17
1.3 Ветроэнергетический сектор Казахстана.....	21
1.4 Перспективы строительства ВЭС на территории Казахстана .....	22
Вывод по первой главе.....	25
2 Определеие объекта моделирования и перспективы развития.....	26
2.1 Производство электроэнергии .....	26
2.2 Краткая характеристика Акмолинской области.....	28
2.3 Анализ потребления и генерации электроэнергии Акмолинской области .....	30
2.4 Анализ существующего участка сети Акмолинской области .....	32
2.5 Выбор площадки размещения ВЭС.....	36
2.6 Оценка ветрового потенциала на площадке.....	37
2.7 Выбор количества, марки и мощности ветроустановок.....	40
2.8 Составление и выбор вариантов присоединения ВЭС к электрической сети.....	53
2.9 Техничко-экономическое сравнение вариантов.....	58
Вывод по второй главе.....	61
3 Расчет режимов электрических сетей.....	62
3.1 Расчет параметров схемы замещения .....	62
3.2 Расчет существующего режима сети.....	66
3.3 Расчет режима сети до и после подключения ВЭС на 2020 г.....	75
Вывод по третьему разделу.....	84
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	85
4.1 Описание проекта.....	85
4.2 Обзор рынка.....	85
4.3 Техничко-экономическое сравнение вариантов.....	86
4.4 Расчет капитальных вложений.....	88
4.5 Определение ежегодных эксплуатационных затрат производства.....	91
Вывод по четвертой главе.....	93
5 Социальная ответственность.....	94
5.1 Техногенная безопасность.....	94
5.2 Производственное освещение.....	95

5.3 Производственный шум .....	100
5.4 Микроклимат .....	102
5.5 Электромагнитное поле .....	103
5.6 Электробезопасность .....	105
5.7 Охрана окружающей среды.....	105
5.8 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Пожарная безопасность .....	106
5.9 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	110
Вывод по шестому разделу.....	114
Заключение.....	115
Список литературы.....	117
Приложение А.....	120
Construction of the computing model for the analysis modes of Akmola power system in the perspective of its development till 2020.....	120
INTRODUCTION .....	121
1. ENERGY SYSTEM.....	122
1.1 Energy system performance .....	123
1.2 Environmental issues .....	124
2. RENEWABLE ENERGY POTENTIAL.....	124
2.1 Hydropower .....	124
2.2 Solar energy .....	124
2.3 Biomass .....	125
2.4 Geothermal energy .....	125
3. WIND POWER.....	125
3.2 Probability Density Function .....	126
3.4 Power Output Estimation .....	127
4. RESULTS AND DISCUSSION .....	128
5. OBSTACLES.....	129
5.1 Problems Related to the Structure of Energy Sector.....	129
5.2 Legislative Issues .....	130
5.3 Organizational and Operational Risks.....	131
References .....	133

## Список сокращений

АТ – автотрансформатор;

ВЛ – воздушная линия электропередачи;

ГЭС – гидроэлектростанция;

ГРЭС – государственная районная электростанция;

ТЭС – теплоэлектростанция;

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;

ВИЭ – возобновляемые источники энергии

ВЭС – ветряная электростанция

ВЭУ – ветроэлектрическая установка

МДП – машина двойного питания

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ОЭС – объединенная электроэнергетическая система;

ЭЭС – электроэнергетическая система.

ПС – подстанция;

СШ – система шин;

ТГ – турбогенератор;

ПК – программный комплекс;

ПС – подстанция;

РЗ – релейная защита;

ПА – противоаварийная автоматика;

ТЭО – технико-экономическое обоснование.

## **Введение**

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) приобретают важное значение в энергетике во всем мире. Это обусловлено необходимостью использования новых источников энергии из-за ограничения запасов углеводородных ресурсов, а также ростом потребностей глобальной экономики в энергетике.

Развитию альтернативной энергии способствуют следующие причины:

- создание энергетической безопасности;
- обеспечение экологической безопасности;
- сохранение окружающей среды;
- завоевание мировых рынков альтернативными источниками энергии;
- сохранение запасов энергоресурсов для будущего поколения;
- увеличение потребления сырья для неэнергетического использования топлива;

Республика Казахстан (РК) очень богата запасами альтернативной энергии, в том числе и ветровыми ресурсами. 55% территории имеет среднюю скорость ветра 4-6 м/с, а некоторые районы 6 м/с и более. В будущем необходимо использовать данные факты, для получения электроэнергии из энергии ветра. К странам мира с наилучшими условиями для развития ветровой энергетики можно отнести Республику Казахстан. Ветреные места расположены по всей территории страны. По причине наличия свободных пространств и плотности мощности ветроэлектростанций на уровне 10 МВт/км<sup>2</sup>, можно предположить возможность установки в стране нескольких ВЭС. Согласно [1] ветровой потенциал Республики Казахстан оценивается в 1820 млрд. кВт. ч в год. К 2030 году ставится задача довести долю вырабатываемой электроэнергии на возобновляемых и альтернативных источниках до 30%, а к 2050 году до 50%[1].

Реализация проекта ВЭС в районе г. Макинск обеспечит выработку электроэнергии в объёме 190,144 млн. кВт/ч в год. Проект позволит обеспечить электроэнергией дефицитный район, произвести значительную экономию средств за счет снижения потерь в распределительных сетях Акмолинского

энергоузла. Одновременно проект имеет выраженный инновационный характер.

Актуальностью данной работы является широкое внедрение и слабо развитое математическое описание энергосистем, включающих большие объемы нетрадиционной электроэнергетики. Освоение современной технологии ветроэнергостроения внесет свой вклад в индустриализацию и социально-экономическое развитие страны. При разработке ветровых электростанций сталкиваются со следующими проблемами:

- рассеянность энергии ветра и ее спорадичность;
- крайняя неравномерность выработки энергии;
- возникновение ураганов и наледей, разрушающих аэродинамические устройства ветровых электростанций.

Создание эквивалентов для таких комплексов представляет собой нерешенную специфическую задачу. Из этого вытекает проблема, касающаяся порядка построения и расчета параметров эквивалентов подсистем, входящих в преобразуемую часть ЭЭС.

Целью данной работы является составить расчетную модель для решения проблем с режимными энергосистемами. Для решения данной цели необходимо решить следующую задачу: смоделировать элементы комбинированных энергосистем на примере энергосистемы Макинской ВЭС

# **1 Тенденция развития ветроэнергетики в ЕЭС Казахстана**

## **1.1 Тенденции развития ветроэнергетики**

Ветер - неиссякаемый ресурс Земли, который носит глобальный характер. Ветроэнергетические ресурсы проявляются на различных широтах в разной степени. Вследствие чрезмерного образования парниковых газов, изменения климата Земли повлекли за собой более мощные проявления энергии ветра. Ураганы, в которых скорость ветра в порывах достигает 45 – 60 м/с, проносятся на Кавказе, юге России и в Казахстане. Важнейшую роль в решении проблем сохранения климата Земли играет ветроэнергетика, каждый киловатт час которой предотвращает сжигание 320 – 350 г угля на тепловых электростанциях.

Ветер с двадцатых годов прошлого века используется для выработки электроэнергии. С 70 – х годов XX века ветроэнергетика начала развиваться, к XXI веку приобрела заметное развитие и продолжает развиваться семимильными шагами. Причинами этого процесса являются необходимость преодоления дефицита энергии, особенно в сельских и отдаленных от централизованного энергоснабжения районах, и страх перед глобальным изменением климата и угнетением среды обитания за счет вещественного и теплового ее засорения.

Недостаточное знание природы и свойств ветра как энергоносителя порождают трудности для широкомасштабного использования энергии воздушных потоков, поскольку удельное энергосодержание воздушных потоков зависит от скорости ветра и атмосферных условий, и не имеет устойчивых показателей, например, как у топлива в тепловой энергетике или в соотношении между напором и расходом воды в гидроэнергетике.

Наиболее динамично развивающимся коммерческим использованием ВИЭ является ветроэнергетика. Наблюдается постоянный прирост мощности ВЭС до 25-35% в год. Интерес к развитию ветроэнергетики объясняется несколькими факторами:

- отсутствие выбросов вредных веществ и парниковых газов;

- неисчерпаемая энергия, не зависящая от цен на топливо;
- конкурентная стоимость электроэнергии, не зависящая от стоимости топлива;
- развитый мировой рынок ветроэнергетических установок;
- короткие сроки строительства ВЭС с адаптацией мощности ВЭС к требуемой нагрузке и местным климатическим условиям;
- возможность децентрализованного обеспечения электроэнергией потребителей отдаленных районов.

Масштабы использования энергии ветра значительно возросли с повышением эффективности ветроэлектростанций и снижением их стоимости. На данный момент около 90 стран мира имеют ВЭС в структуре электроэнергетики. Лидеры по установленной мощности: Германия, США, Индия, Дания, и Испания, а также и другие страны. Из них 82 страны имеют Национальные Программы развития ветроэнергетики, в которую входят установка сотен и тысяч МВт мощности в ближайшей и среднесрочной перспективе. Снижение стоимости ветроустановок и наладка производства на местных машиностроительных заводах, для развития собственной базы ветроэнергетического машиностроения, является главной задачей любой из программ развития ветроэнергетики.

В США объем продаж малых ветроустановок мощностью от сотен Вт до десятков кВт достигает 14 МВт в год, что говорит о том, что малая ветроэнергетика для частных потребителей энергии успешно развивается. Главными причинами роста малой ветроэнергетики является растущие потребности в обеспечении электроэнергией места, где доступ к централизованному электроснабжению затруднен, или экономически невыгоден, а также обеспечение независимости от роста цен на электроэнергию. В Германии, например, имеется возможность продажи электроэнергии в общую сеть, что говорит о возможности получения дохода.

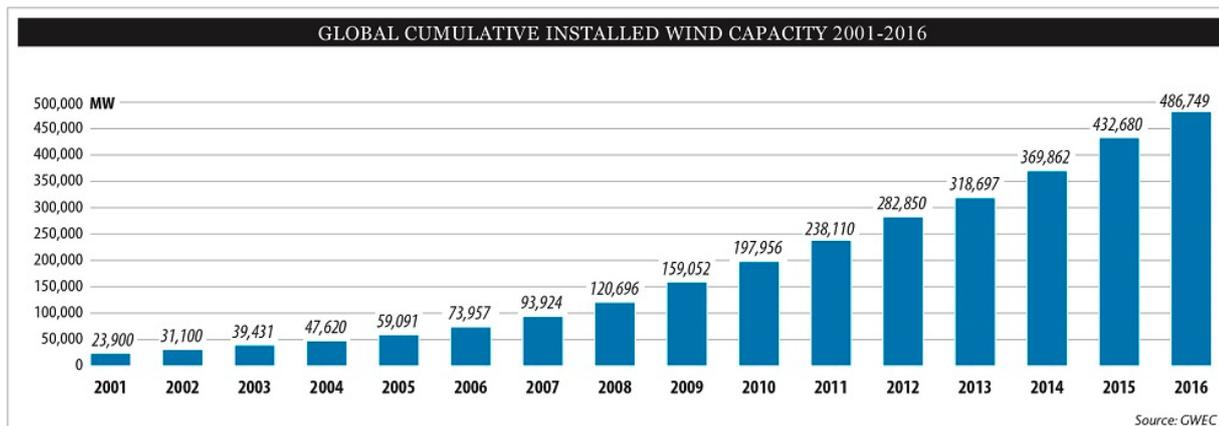


Рисунок 1.2 - Установленная мощность объектов, функционирующих на основе энергии ветра

В мире в 2016 году было построено 54,6 ГВт мощностей в ветроэнергетике — подвёл итоги её «Глобальный совет» (Global Wind Energy Council — GWEC). Установленная мощность объектов, функционирующих на основе энергии ветра, не достигла праздничного рубежа в 500 ГВт, остановившись к 31.12.16 на отметке 486,7 ГВт [3].

### **1.2 Использование традиционных источников энергии**

Одним из наиболее развитых секторов экономики страны является энергетический сектор. Доля ископаемого топлива Республики Казахстан составляет около 4% от общемировых запасов. Уголь составляет около 67%, нефть около 21%, газ около 12% от общего числа потребления энергоресурсов. Производство электроэнергии и тепла является основным потребителем топлива в Казахстане. 25 млн.тонн нефтяного эквивалента в год потребляет данный сектор. В структуре топливного баланса электростанций доля угля составляет около 75%, газа—23%, мазута—2%. По данным [3] из угля вырабатывается около 70% электроэнергии, 10.6%-из газа и 4.9%-из нефти, 14.6%-из гидроресурсов, из других—менее 1%.

По состоянию на 01.01.2018 г. установленная мощность электростанций Казахстана - 22 672,9 МВт, располагаемая мощность — 18 991,4 МВт [3].

От запасов органического топлива, интенсивности их использования зависит как долго будут использоваться традиционные источники энергии в Казахстане.

По данным разведанных запасов нефти и газа может хватить на десятилетия, а угля на столетия. Главной причиной ограничения в расширении использования традиционных энергоресурсов, может стать необходимость в снижении негативного воздействия на окружающую среду, в том числе сокращение выбросов парниковых газов, оказывающих негативное влияние на окружающий климат.

Развитие ВИЭ становится частью мирового научно-технического прогресса. Ряд факторов препятствует провести такую политику в Казахстане. Из проведенных исследований на территории республики еще со времен СССР можно выделить такие виды ВИЭ, которые заслуживают особого внимания:

- энергия ветра;
- солнечная энергия;
- малые гидроэнергетические ресурсы;
- биотопливные энергоресурсы.

Казахстан богат обширными территориями пустынь и земель, где размещаются пастбищные массивы и месторождения полезных ископаемых, которые обладают огромным ресурсом энергии ВИЭ, которые нужно использовать для освоения самих аридных зон [3]. На современном уровне природные энергетические ресурсы пустынь во много раз превышают потребности в них. Разработка прогрессивных и экономичных способов энерго- и водоснабжения автономных потребителей является главной задачей, при таком обилии энергоресурсов.

«Потенциал возобновляемой энергии в Казахстане оценивается в следующих объемах [1]:

- Энергия ветра - 1822 МВт.ч\год.
- Энергия солнца – 1400 – 1790кВт.ч\ м<sup>2</sup> год.
- Гидроэнергия – 175 МВт.ч\год.
- Геотермальная энергия – 540 МВт.[2]

По оценкам экспертов потенциал составляет около 1822 млрд. кВтч в год и распространен на значительной территории страны. На рисунке 1.3 и 1.4 ярким цветом выделены зоны высокой ветровой активности – богатые месторождения гигантских объемов энергии [1].»

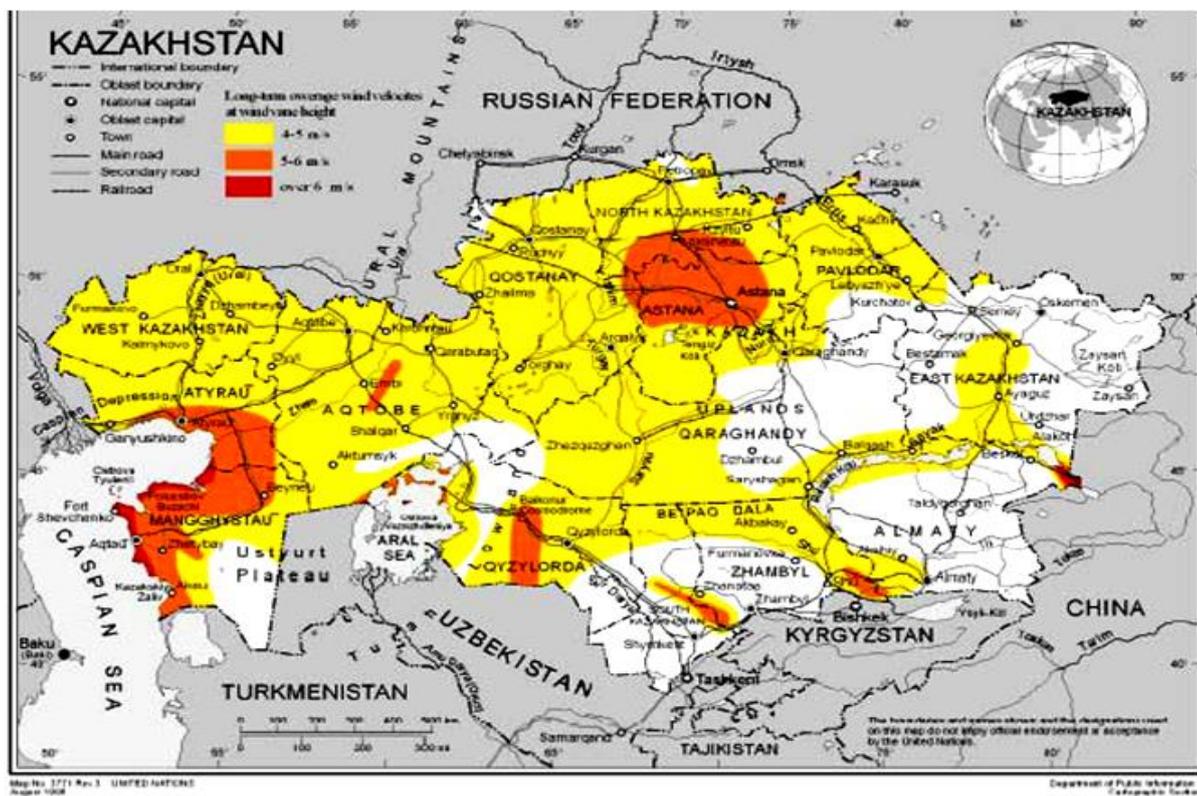


Рисунок. Карта распределения ветроэнергетических ресурсов по территории Казахстана (данные ПР ООН)

### Рисунок 1.3 – Ветровой атлас

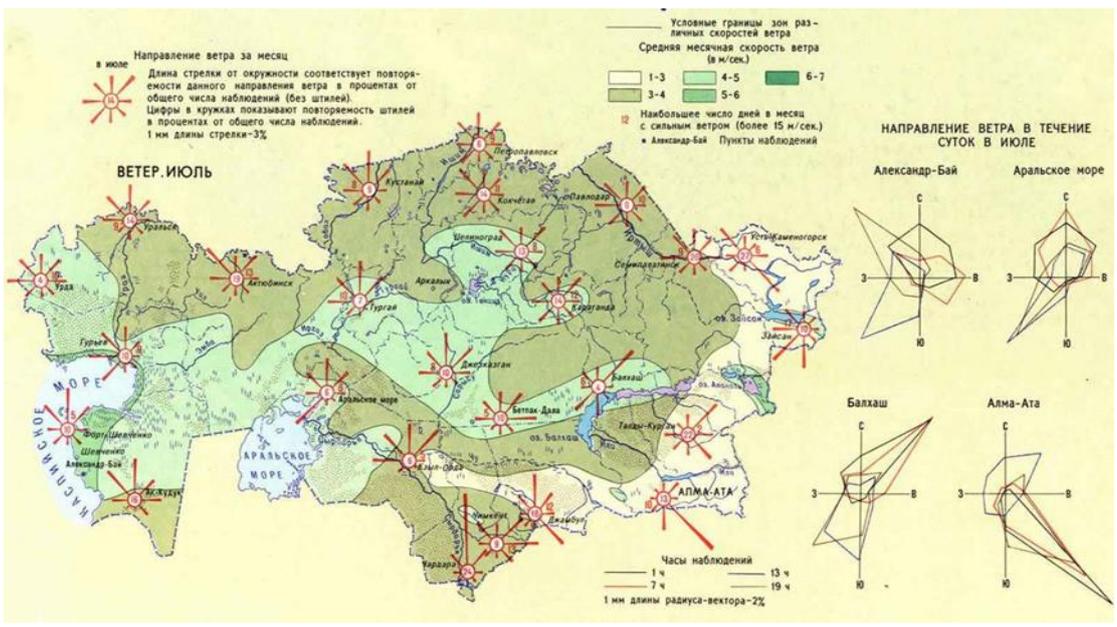


Рисунок 1.4 – Карта повторяемости направлений ветра

На рисунке 1.5 видно, что Казахстан может извлечь не малую пользу из высокого технического потенциала солнечной энергии на его территории.

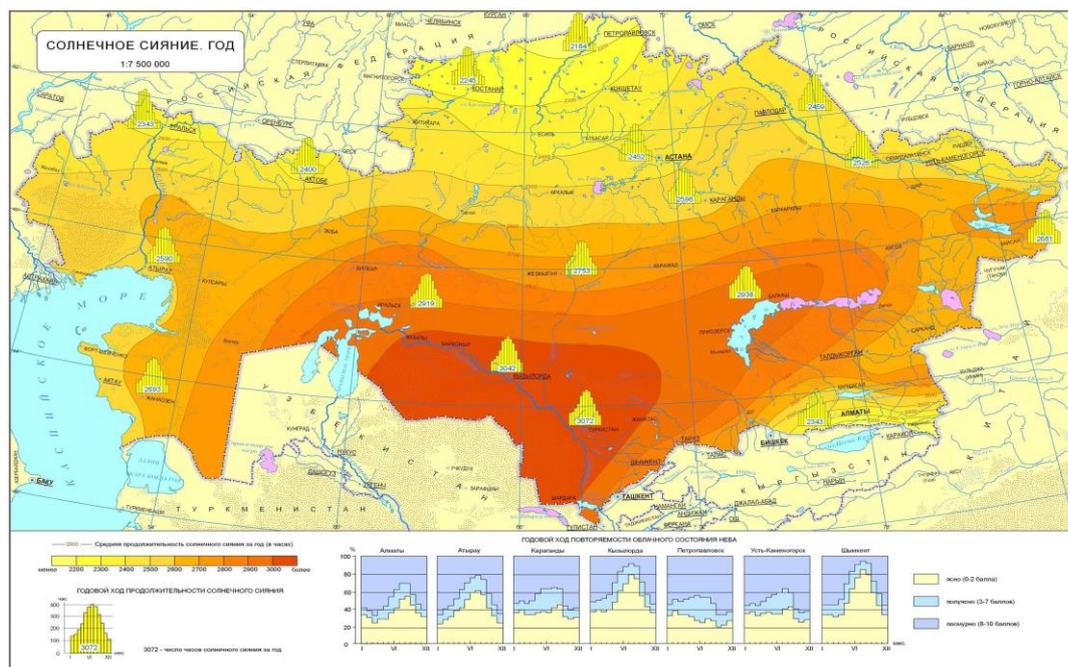


Рисунок 1.5 – Потенциал солнечной энергии в Казахстане

Плотность солнечной энергии в южных широтах в течении 1-2 часов достигает  $1 \text{ кВт/м}^2$ , тогда как в большинстве районов Земли средняя плотность светового потока составляет  $200\text{-}250 \text{ Вт/м}^2$ . Потенциал солнечного излучения увеличивается от севера к югу. Продолжительность солнечного сияния, составляет от 2400 до 3600 часов в год из 8760 часов [1]. Очевидна перспективность комплексных энергетических станций (КЭС). КЭС разной мощности необходимы на отгонных пастбищах, сельскохозяйственных фермах, в экспедициях, кроме того, с помощью ветродвигателей, возможно поднимать и опреснять воду, заряжать аккумуляторы, обеспечивать защиту трубопроводов от коррозии, обеспечивать аэрацию водоемов, работать в мелиорации на полив и на осушение.

В настоящий момент в Казахстане введены и вводятся в эксплуатацию КЭС для автономного электроснабжения удаленных объектов мощностью до 10. Производство электроэнергии на основе ВИЭ и частичным замещением энергетики с использованием угля, нефти, газа позволит снизить потребление не возобновляемых энергетических ресурсов, а также экологическую нагрузку на окружающую среду как на местном, так и глобальном уровне.

### 1.3 Ветроэнергетический сектор Казахстана

Для пояснения схем размещения и проектирования энергетических комплексов на основе ВИЭ необходима точность в информации об энергоресурсах и их распределения по Казахстану. При разработке проектов строительства энергетических объектов в конкретном регионе, области первостепенной задачей является проведение оценки имеющегося потенциала

Современное потребление электроэнергии во много раз меньше потенциала ветряной энергии. По оценкам ООН ветряной потенциал составляет 1821 млрд. кВт·ч в год и распространен по разным территориям страны. На рисунке 1.3 ярким цветом обозначены зоны высокой ветровой активности.

По причине наличия более десяти мест со средней годовой скоростью ветра 8–10 м/с, Казахстан можно отнести к III и IV районам по скоростным показателям ветра. «При обосновании возможности строительства крупных ВЭС в том или ином районе используются детальные метеорологические данные, с помощью которых оценивается возможное годовое производство электроэнергии ветровыми турбинами.»

«Детальные ветровые данные получают с помощью метеомачт высотой 30 – 50 метров в течении как минимум одного года. Такие измерения в рамках проекта ООН были выполнены в Джунгарских воротах и Шелекском коридоре, где среднегодовая скорость ветра составляет порядка 7,5 м/с и 5,8 м/с на высоте 10 м с потенциалами 525 Вт/м<sup>2</sup> и 240 Вт/м<sup>2</sup>, соответственно, а в последствии и еще на восьми площадках в нескольких местах Казахстана[1]».

Национальная Программа развития ветроэнергетики разрабатывалась совместно с Министерством энергетики и минеральных ресурсов РК, в рамках которой определены индикативные цифры установки мощностей ветростанций на период 2010 – 2025 гг. Установленная мощность ВЭС к 2025г составит порядка 2000 МВт, по предварительным данным.

«Как уже говорилось, в республике большая часть населения проживает в сельской местности, где сегодня имеется ряд проблем с устойчивым

энергоснабжением, и адекватное обеспечение экологически чистой энергией является основой устойчивого развития сельских и горных регионов и обеспечивает рациональное использование природных ресурсов. Комплексное использование ВИЭ позволило бы в перспективе успешно решать многие проблемы энергообеспечения и охраны окружающей среды.»

#### **1.4 Перспективы строительства ВЭС на территории Казахстана**

Рельефные условия территории оказывают влияние на ветровой режим, а именно его направление и мощность. По данным условиям территорию страны можно разделить на несколько областей:

- Северная часть республики - занимает Западно-Сибирская низменность, к югу от которой территория повышается и представляет собой плоскую равнину с крупными реками и озерными котловинами.
- Западная часть, где находится Прикаспийская низменность, которая постепенно понижается к югу в сторону Каспия, опускается до 28 м ниже уровня моря. К югу от нее простирается невысокое плато Устюрт (200 - 300 м) и горы Каратау и Актау с высотами до 555 м на полуострове Мангышлак.
- Центральную часть республики занимает Казахский мелкосопочник со средними высотами около 500 м (на водоразделах имеются высоты 1000 — 1500 м). Большая часть мелкосопочника имеет волнисто - холмистый рельеф. В западной части мелкосопочника горные массивы встречаются редко, имеется ряд котловин, преобладает равнина с мелкосопочным рельефом.
- Южная часть территории Казахстана, где расположены огромные пространства песков.
- На востоке и юго-востоке республики расположены горные системы Алтая, Саур-Тарбагатая, Джунгарии и Тянь-Шаня.

Территорию страны можно разделить на области с относительно устойчивым режимом ветра, несмотря на значительную физико-

географическую неоднородность. Режим ветра в Казахстане носит преимущественно материковый характер [1].

В разных областях республики имеются большие по площади районы, пригодные для эффективного использования ветроэнергетических установок. Например, при использовании 0,1 % ветроэнергетических ресурсов этих районов легко получить 30 % электроэнергии от общей потребности страны. Также улучшатся экологические показатели т.е. значительно сократятся вредные выбросы в атмосферу двуокиси S на 300 - 350 тыс.т., окислов N<sub>2</sub> 300 - 340 тыс.т., CO<sub>2</sub> на 6600 -7300 тыс.т.; взвешенных веществ на 3700 - 3900 тыс.т. в год [1].

«В целом Казахстан обладает энергией ветра, оцениваемой 1820 млрд. кВт.ч в год, в том числе: по западу республики до 500 млрд. кВт.ч, по северному и центральному регионам до 400 и по югу республики до 600 млрд. кВт.ч в год [4].»

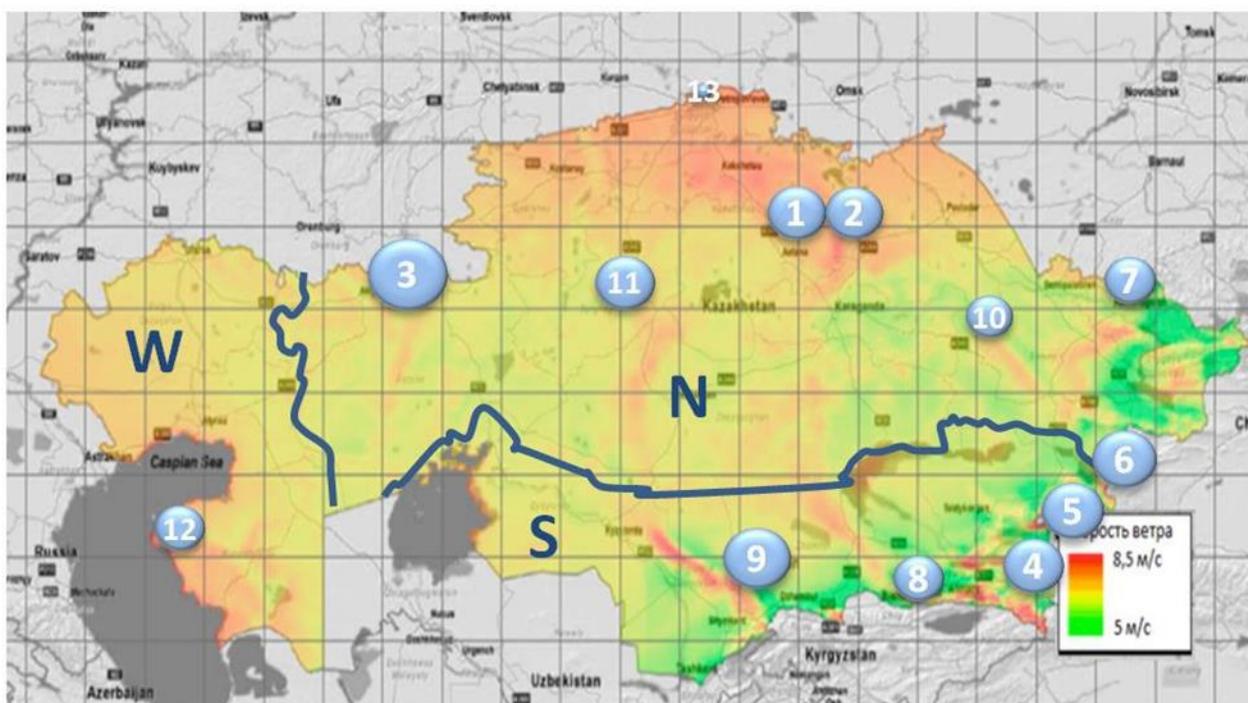


Рисунок 1.6 – Перспективные площадки строительства ВЭС

«Расчеты показали, что на высоте 10 м от поверхности Земли энергия, заключенная в 1 м сечение воздушного потока, составляет около 4000 кВт-ч/м. Наиболее значительными являются ветроэнергетические ресурсы района Джунгарских Ворот (17000 кВт-ч/м ). Из других перспективных районов

можно отметить Ерментау - 3700 кВт-ч/м<sup>2</sup> (Акмолинская область), Форт - Шевченко 4300 кВт-ч/м<sup>2</sup> (Побережье Каспийского моря), Курдай - 4000 кВт-ч/м (Жамбылская область) и некоторые другие.»

Таблица 1.1 Перспективные площадки строительства ВЭС

№	Наименование	Регион	Мощность (МВт)	Год	Стоимость (млн.тенге)
1	ВП близко от Ерейментау, Ерейментау	Акмола	45	2014	17 709
2	ВП близко от Ерейментау, Ерейментау	Акмола	30-50	2017	30 000
3	ВП в Бадамша Каргалы	Актобе	300	2015-20	82 320
4	ВП в коридоре Шелек	Алматы	51	2015	12 881
5	ВП в Шелек	Алматы	60	2017	27 000
6	ВП в Джунгарских воротах Алматы	Алматы	72	2018	15 000
7	ВП в горном проходе В Улане	Восточный Казахстан	24	2014	8 084
8	ВП Кордай	Жамбыл	21	2016	5 451
9	ВП Жанатасской Сарысу	Жамбыл	100	2016	28 500
10	ВП в Караганде	Караганда	15	2016	10 000
11	ВП рядом с городом Аркалык	Костанай	48	2016	15 800
12	ВП в Форте Шевченко	Мангистау	19,5	2015	5 423
13	ВП Новоникольское Кызылжарский	Северный Казахстан	1,5	2013	185

На данный момент существует около 13 мест, пригодные для расположения ветропарков. Первая половина введена в эксплуатацию, а вторая половина находится в продвинутой стадии строительства. Средняя мощность на местах равна около 60 МВт, хотя многие из них от 20 до 50 МВт. В соответствии с международной средней стоимостью, средняя стоимость составляет 300 млн. тенге за МВт.

Район Джунгарских Ворот - самый перспективный район Республики Казахстан по использованию ветроэнергии. Представляет собой межгорную долину длиной 20 км и шириной 10 - 15 км. «Продолжительность отдельных бурь составляет 60 - 110 часов, достигая в отдельных случаях 270 - 320 часов и чаще наблюдаются в холодные периоды года. В данном районе могут быть размещены около 11000 ВЭУ мощностью 100 - 250 кВт (при диаметре ветроколеса 25 м). Выработка одной такой установки ориентировочно составляет 600 тыс. кВт.ч.»

Анализ распространения энергии в течение года, показывает, что значительная доля энергии приходится на зимнее время года, когда потребность народного хозяйства в энергии возрастает.

#### **Вывод по первой главе:**

По экспертным оценкам, ветроэнергетический потенциал Казахстана оценивается как 1820 млрд. кВтч электроэнергии в год. Исследования ветроэнергетического потенциала в ряде мест по территории Казахстана, проведенные в рамках проекта Программы развития ООН по ветроэнергетике, показывают наличие хорошего ветрового климата и условий для строительства ВЭС в Южной зоне, в Западной зоне, в Северной зоне и Центральной зоне.

Казахстан обладает всеми факторами для развития ветроэнергетики, а именно: это Наличие достаточного ветроэнергетического потенциала (скорость ветра 7 и более м/с) Наличие политической поддержки и государственной программы по использованию ветроэнергетики а так же Наличие законодательной базы для стимулирования инвестиций в ветроэнергетику.

К 2050 году планируется около 50% электроэнергии вырабатывать за счет возобновляемых и альтернативных источников. К 2030 году ставится задача довести долю вырабатываемой электроэнергии на возобновляемых и альтернативных источниках до 30%.

## **2 Определние объекта моделирования и перспективы развития**

«Строительство ВЭС представляет собой первый шаг на пути внедрения альтернативной энергетики, а именно применение ветровой энергии, которая приведет к сокращению выбросов парниковых газов, обеспечит выработку электрической энергии, в объеме более 172 млн. кВт. ч. в год без расхода углеводородного топлива, сэкономив при этом более 60 тыс. тонн угля и позволит повысить надежность поставок электроэнергии в регионе.»

Строительство ВЭС позволит также обеспечить прогнозируемую потребность в электроэнергии, с учетом роста численности населения и качества его жизни, интенсивного жилищного и общественного строительства, развития социальной и культурной сфер, открыть дополнительные рабочие места, способствующие занятости населения, как в процессе реализации строительства, так и в процессе эксплуатации ВЭС.

«Необходимо отметить, что данный проект является «пионером» реализации Послания Президента Республики Казахстан - Лидера нации Нурсултана Назарбаева народу Казахстана «Стратегия «Казахстан-2050»: новый политический курс состоявшегося государства» по обеспечению половины всего совокупного энергопотребления в стране за счет альтернативных и возобновляемых видов энергии.»

### **2.1 Производство электроэнергии**

Электроэнергетика включает в себя производство, передачу, снабжение и потребление электрической и тепловой энергии и является основой функционирования экономики и жизнеобеспечения страны.

Выработка электроэнергии за 2016 год выросла на 3.6% по сравнению с 2015 годом и составила 94,1 млрд. кВт\*ч[3].

Генерацию электрической энергии в Казахстане осуществляют 76 электростанций различной формы собственности. Общая установленная мощность электростанций Казахстана составляет 21307,2 МВт, располагаемая мощность — 17 500,1 МВт [3].

Деление установленной мощности по видам используемого энергоресурса для производства электроэнергии выглядит следующим образом:

- на угле – 64%;

- на газе и мазуте – 23%;
- ГЭС – 13%;
- ВИЭ – около 0,3%.

Годовой максимум нагрузки в Казахстане в 2016 году составил 13 279 МВт, при этом располагаемая мощность на зиму 2016 года составила 17 500 МВт. Т.е. полное покрытие потребление с необходимым уровнем резерва.

В 2016 году в Казахстане произведено 94 076,5 млн. кВтч, в том числе:

- на угле – 79%;
- на газе и мазуте – 20%;
- ГЭС – 10%;
- ВИЭ – около 1%.

В 2016 году выработка электроэнергии увеличилась по сравнению с 2015 годом на 3,6%. Это связано, как было сказано выше, со снижением потребления электроэнергии промышленными потребителями, а также бытовым потреблением за счет более высокого температурного фона[5].

Установленная мощность и выработка электроэнергии объектами ВИЭ за 2016 г. приведена в таблице 2.

Увеличение выработки электрической энергии объектами ВИЭ за 12 месяцев 2016 года по сравнению с 12 месяцами 2015 года составляет – 24,1%.

Связующую роль в единой электроэнергетической системе Казахстана выполняет национальная электросетевая организация АО «КЕГОС». На балансе АО «КЕГОС» находится 297 линий электропередачи напряжением 35 – 1150 кВ, общая протяженность которых составляет порядка 31 тыс. км (по цепям). Также на балансе находятся 74 подстанции напряжением 35 – 1150 кВ [5].

Таблица 2.1 – Информация по производству электрической энергии объектами ВИЭ за 2016 год.

Показатели	Единицы измерения	За 12 месяцев 2016 года
<b>Установленная мощность</b>	МВт	295,7
в том числе:		
ветровые электростанции	МВт	98,16
малые ГЭС	МВт	139,9
солнечные электростанции	МВт	57,3
биоэлектростанции	МВт	0,35
<b>Выработка электроэнергии</b>		927,9
в том числе:	млн. кВтч	
ветровые электростанции	млн. кВтч	262,04
малые ГЭС	млн. кВтч	577,2
солнечные электростанции	млн. кВтч	86,8
биоэлектростанции	млн. кВтч	1,86
Доля производства электрической энергии от энергопроизводящих организаций, использующих ВИЭ, в общем объеме производства электрической энергии в Республике Казахстан	%	0,98

## 2.2 Краткая характеристика Акмолинской области

«Территория – 146,4 тыс. кв. км. или 5,5 процента территории республики.

Численность населения на 01.04.2015 года – 759,4 тыс. человек, из них городское – 343 тыс. человек (46%) сельское – 408,4 тыс. человек (54%).

Плотность населения - 5,2 человек на 1 кв. км.

Административный центр – город Кокшетау, основанный в 1824 году.

В составе области 2 города областного значения - Кокшетау и Степногорск, 8 городов районного подчинения (Акколь, Атбасар, Державинск, Ерейментау, Есиль, Макинск, Степняк, Щучинск), 17 сельских районов, 5 поселков и 613 сел и аулов.

Область находится на севере центральной части Республики Казахстан. Граничит на западе – с Костанайской, на севере – с Северо-Казахстанской, на востоке – с Павлодарской и на юге с Карагандинской областями.»

Область обладает значительными экономическими возможностями и природными ресурсами.

Возможности дальнейшего развития определяются позиционированием региона не только как экспортера сырьевых ресурсов, но и как поставщика средне и высокотехнологичных товаров и сервисных услуг.

Объем валового регионального продукта за 2015 год составил 477,5 млрд. тенге, со среднегодовым темпом роста за последние три года более 39%. На душу населения валовой региональный продукт составил 644,3 тыс. тенге.

Рельеф территории обладает большим разнообразием: большую часть занимают степи, равнинные слаборасчлененные и речные долины, мелкосопочки, горы, покрытые лесами.

Климат области резко континентальный. Лето короткое, жаркое, зима продолжительная, холодная, с сильными ветрами и метелями. Минимальная температура воздуха составляет свыше минус 40°C, максимальная достигает плюс 44°C.

На территории области находятся уникальные по своему составу и масштабности запасы золота, серебра, молибдена, урана, каолина, технических алмазов и мусковита, а также железной руды, каменного угля, доломита, общераспространенных полезных ископаемых, минеральных вод и лечебных грязей. Измеряемая ценность балансовых запасов составляет не менее 22 млрд. долларов, а прогнозных ресурсов – более чем на 130 млрд. долларов.

Почвы представлены чернозёмами и каштановыми, отличающимися тяжёлым механическим составом, повышенной солонцеватостью и засолением, низкой водопроницаемостью.

«Сельское хозяйство является одним из основных отраслей экономики. Регион производит четверть общереспубликанского объема высококачественной продовольственной пшеницы. Имеются возможности и сырьевая база для развития предприятий по переработке сельхоз продукции. Развитие сельхоз сектора осуществляется в рамках программы устойчивого развития агропромышленного комплекса и программы развития сельских территорий.

Промышленный потенциал региона представлен предприятиями горнодобывающей и обрабатывающей промышленности, в которой основной объем приходится на производство пищевых продуктов, продукцию

машиностроения и цветной металлургии. Также развиваются молибденовое производство, химическая промышленность, предприятия стройиндустрии.

Промышленный комплекс региона, на долю которого приходится около 18,3% валового регионального продукта, представлен в основном предприятиями горнодобывающей отрасли, машиностроения, цветной металлургии, химической и пищевой промышленности, стройиндустрии.»

Одной из форм экономического сотрудничества, способствующей привлечению иностранных инвестиций в экономику области, внедрению передовых технологий, созданию новых рабочих мест с высокой культурой производства, рациональной организацией труда, является деятельность совместных предприятий.

### **2.3 Анализ потребления и генерации электроэнергии Акмолинской области**

В Акмолинской области располагаются следующие энергоисточники: электростанции регионального значения (Акмолинская ТЭЦ-2,) и электростанции местного значения (Акмолинская ТЭЦ-1, ТЭЦ Акмолинского горно-химического комбината (ТОО «Джет-7»)) и первая ВЭС вблизи г. Ерейментау.

Электростанции Акмолинской области вырабатывают до 40 % потребляемой электроэнергии города Астаны и Акмолинской области. В таблицах 2.2 и 2.3 приведены отчетные и прогнозные балансы мощности и электроэнергии по данным АО «KEGOC».

Анализ баланса показывает, что существует дефицит мощности в районе 960-1000 МВт. Дефицит мощности покрывается перетоками из Павлодарской области.

С 2013 по 2016 год наблюдается ежегодный прирост электропотребления в объеме 5-6%. Далее начиная с 2016 года, по прогнозным данным ожидается прирост электропотребления в районе 2-3%.

Для покрытия роста потребления электроэнергии в области планируется установить ряд ВЭС, одной из которых может стать ВЭС «Макинск», рассматриваемая в данном проекте.

Таблица 2.2 -Баланс мощности Акмолинской области, МВт

№	Наименование	отчет				прогноз					
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
	<b>I. ПОТРЕБНОСТЬ</b>										
<b>1.</b>	<b>Максимальная электрическая нагрузка</b>		<b>1410</b>	<b>1490</b>	<b>1580</b>	<b>1640</b>	<b>1670</b>	<b>1700</b>	<b>1710</b>	<b>1730</b>	<b>1750</b>
	<b>II. ПОКРЫТИЕ</b>										
	<b>Существующие станции</b>										
<b>2.</b>	<b>Установленная мощность электростанций</b>		<b>562</b>	<b>607</b>	<b>607</b>	<b>607</b>	<b>572</b>	<b>572</b>	<b>572</b>	<b>537</b>	<b>537</b>
	ТЭЦ АО "Джет-7" (ТЭЦ ГХК)		180	180	180	180	145	145	145	110	110
	ТЭЦ-1 АО "Астана-Энергия"		22	22	22	22	22	22	22	22	22
	ТЭЦ-2 АО "Астана-Энергия"		360	360	360	360	360	360	360	360	360
	ВЭС Первая ВЭС вблизи г. Ерейментау АО «Самрук Энерго»		-	45	45	45	45	45	45	45	45
<b>3.</b>	<b>Располагаемая мощность электростанций</b>		<b>523</b>	<b>558</b>	<b>558</b>	<b>558</b>	<b>523</b>	<b>523</b>	<b>523</b>	<b>488</b>	<b>488</b>
	ТЭЦ АО "Джет-7" (ТЭЦ ГХК)		167	157	157	157	122	122	122	87	87
	ТЭЦ-1 АО "Астана-Энергия"		16	16	16	16	16	16	16	16	16
	ТЭЦ-2 АО "Астана-Энергия"		340	340	340	340	340	340	340	340	340
	ВЭС Первая ВЭС вблизи г. Ерейментау АО «Самрук Энерго»		-	45	45	45	45	45	45	45	45
<b>4.</b>	<b>Неиспользуемая мощность</b>		<b>0</b>	<b>45</b>							
	<i>ВИЭ</i>		-	45	45	45	45	45	45	45	45
	<i>станций нефтегазового сектора</i>										
<b>5.</b>	<b>Дефицит (+), избыток (-)</b>		<b>887</b>	<b>977</b>	<b>1067</b>	<b>1127</b>	<b>1192</b>	<b>1222</b>	<b>1232</b>	<b>1287</b>	<b>1307</b>
	<b>Замещение, техперевооружение и расширение</b>										
<b>6.</b>	<b>Установленная мощность электростанций</b>		<b>0</b>	<b>120</b>	<b>120</b>	<b>240</b>	<b>275</b>	<b>275</b>	<b>275</b>	<b>310</b>	<b>310</b>
	реконструкция ТЭЦ АО "Джет-7"(замена ст.№ 1, 2 ПТ-35-90/10 на ПТ-35-90/10 )		-	-	-	-	35	35	35	70	70
	ТЭЦ-1 АО "Астана-Энергия"		-	-	-	-	-	-	-	-	-
	расширение ТЭЦ-2 АО "Астана-Энергия" (ст.№5, 6 Т-120/130-130-8)		-	120	120	240	240	240	240	240	240
	реконструкция ТЭЦ АО "Джет-7"(замена ст.№ 1, 2 ПТ-35-90/10 на ПТ-35-90/10 )		-	-	-	-	35	35	35	70	70
	ТЭЦ-1 АО "Астана-Энергия"		-	-	-	-	-	-	-	-	-
	расширение ТЭЦ-2 АО "Астана-Энергия" (ст.№5, 6 Т-120/130-130-8)		-	15	100	240	240	240	240	240	240
<b>8.</b>	<b>Неиспользуемая мощность</b>		<b>0</b>								
	<i>ВИЭ</i>										
	<i>станций нефтегазового сектора</i>										
<b>9.</b>	<b>Дефицит (+), избыток (-)</b>		<b>887</b>	<b>962</b>	<b>967</b>	<b>887</b>	<b>917</b>	<b>947</b>	<b>957</b>	<b>977</b>	<b>997</b>
	<b>Вводы новых станций</b>										
<b>10.</b>	<b>Установленная мощность электростанций</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10</b>	<b>20</b>	<b>150</b>	<b>330</b>	<b>340</b>	<b>367</b>	<b>393</b>
	ТЭЦ-3 Астана		-	-	-	-	120	240	240	240	240
	ВЭС Акмолинской области		-	-	10	20	30	90	100	127	153
	В том числе ВЭС Макинск		-	-	-	-	-	50	50	50	50
<b>11.</b>	<b>Располагаемая мощность электростанций</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10</b>	<b>20</b>	<b>130</b>	<b>290</b>	<b>300</b>	<b>367</b>	<b>393</b>

Продолжение таблицы 2.2											
	ТЭЦ-3 Астана		-	-	-	-	100	200	200	240	240
	ВЭС Акмолинской области		-	-	10	20	30	90	100	127	153
	В том числе ВЭС Макинск		-	-	-	-	-	50	50	50	50
<b>12.</b>	<b>Неиспользуемая мощность</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>10</b>	<b>20</b>	<b>30</b>	<b>40</b>	<b>50</b>	<b>76,5</b>	<b>103</b>
	ВИЭ		-	-	10	20	30	90	100	127	153
	станций нефтегазового сектора										
<b>13.</b>	<b>Дефицит (+), избыток (-)</b>		<b>887</b>	<b>962</b>	<b>967</b>	<b>887</b>	<b>817</b>	<b>747</b>	<b>757</b>	<b>737</b>	<b>757</b>

Таблица 2.3- Баланс электроэнергии Акмолинской области млрд. кВт•ч

№	Наименование	отчет				прогноз					
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
<b>1.</b>	<b>Потребление электроэнергии</b>	<b>7,51</b>	<b>8,00</b>	<b>8,19</b>	<b>8,41</b>	<b>8,56</b>	<b>8,71</b>	<b>8,83</b>	<b>8,88</b>	<b>8,96</b>	<b>9,07</b>
	<b>Производство электроэнергии</b>	<b>3,11</b>	<b>3,00</b>	<b>3,43</b>	<b>4,07</b>	<b>5,10</b>	<b>5,68</b>	<b>6,26</b>	<b>6,29</b>	<b>6,60</b>	<b>6,69</b>
<b>2.</b>	<b>Существующие станции</b>	<b>3,11</b>	<b>3,00</b>	<b>3,33</b>	<b>3,33</b>	<b>3,33</b>	<b>3,17</b>	<b>3,17</b>	<b>3,17</b>	<b>3,01</b>	<b>3,01</b>
	ТЭЦ АО "Джет-7" (ТЭЦ ГХК)	0,70	0,64	0,71	0,71	0,71	0,55	0,55	0,55	0,39	0,39
	ТЭЦ-1 АО "Астана-Энергия"	0,06	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
	ТЭЦ-2 АО "Астана-Энергия"	2,34	2,30	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
	ВЭС Первая ВЭС вблизи г. Ерейментау АО «Самрук Энерго»	-	-	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
<b>3.</b>	<b>Дефицит (+), избыток (-)</b>	<b>4,40</b>	<b>4,99</b>	<b>4,87</b>	<b>5,08</b>	<b>5,23</b>	<b>5,54</b>	<b>5,66</b>	<b>5,71</b>	<b>5,95</b>	<b>6,06</b>
<b>4.</b>	<b>Замещение, техперевооружение и расширение</b>	-	-	<b>0,11</b>	<b>0,71</b>	<b>1,70</b>	<b>1,86</b>	<b>1,86</b>	<b>1,86</b>	<b>2,02</b>	<b>2,02</b>
	реконструкция ТЭЦ АО "Джет-7" (замена ст. № 1, 2 ПТ-35-90/10 на ПТ-35-90/10)	-	-	-	-	-	0,16	0,16	0,16	0,32	0,32
	ТЭЦ-1 АО "Астана-Энергия"	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	расширение ТЭЦ-2 АО "Астана-Энергия" (ст. №5, 6 Т-120/130-130-8)	-	-	0,11	0,71	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
<b>5.</b>	<b>Дефицит (+), избыток (-)</b>	<b>4,40</b>	<b>4,99</b>	<b>4,76</b>	<b>4,37</b>	<b>3,53</b>	<b>3,68</b>	<b>3,79</b>	<b>3,85</b>	<b>3,93</b>	<b>4,04</b>
<b>6.</b>	<b>Вводы новых станций</b>	-	-	<b>0,00</b>	<b>0,03</b>	<b>0,07</b>	<b>0,65</b>	<b>1,23</b>	<b>1,26</b>	<b>1,57</b>	<b>1,66</b>
	ТЭЦ-3 Астана	-	-	-	-	-	0,55	1,10	1,10	1,32	1,32
	ВЭС Акмолинской области	-	-	-	0,03	0,07	0,10	0,13	0,16	0,25	0,34
<b>7.</b>	<b>Дефицит (+), избыток (-)</b>	<b>4,40</b>	<b>4,99</b>	<b>4,76</b>	<b>4,34</b>	<b>3,46</b>	<b>3,03</b>	<b>2,56</b>	<b>2,59</b>	<b>2,36</b>	<b>2,39</b>

#### 2.4 Анализ существующего участка сети Акмолинской области

В настоящее время в рассматриваемом районе сложилась следующая структура по управлению и балансовой принадлежности электрических сетей:

АО «KEGOC» – принадлежат ПС 220 кВ Макинск, ВЛ 220 кВ: Макинск – Степная, Кокшетау – Кокшетау-тяга – Боровое-тяга – Макинск – Ельтай-тяга – Шортанды-тяга – ЦГПП;

АО «Национальная компания Казахстан Темір Жолы» – является собственником тяговых ПС 220 кВ, в том числе и ПС Кокшетау-тяга, Боровое-тяга, Ельтай-тяга, Шортанды-тяга;

АО «АРЭК» – принадлежат сети 110, 35 кВ а также ПС 220/110/35 кВ Степная, Жолымбет. Схемы существующих электрических сетей 35кВ и выше рассматриваемого района вблизи города Макинск приведена на рисунках 2.1 и 2.2

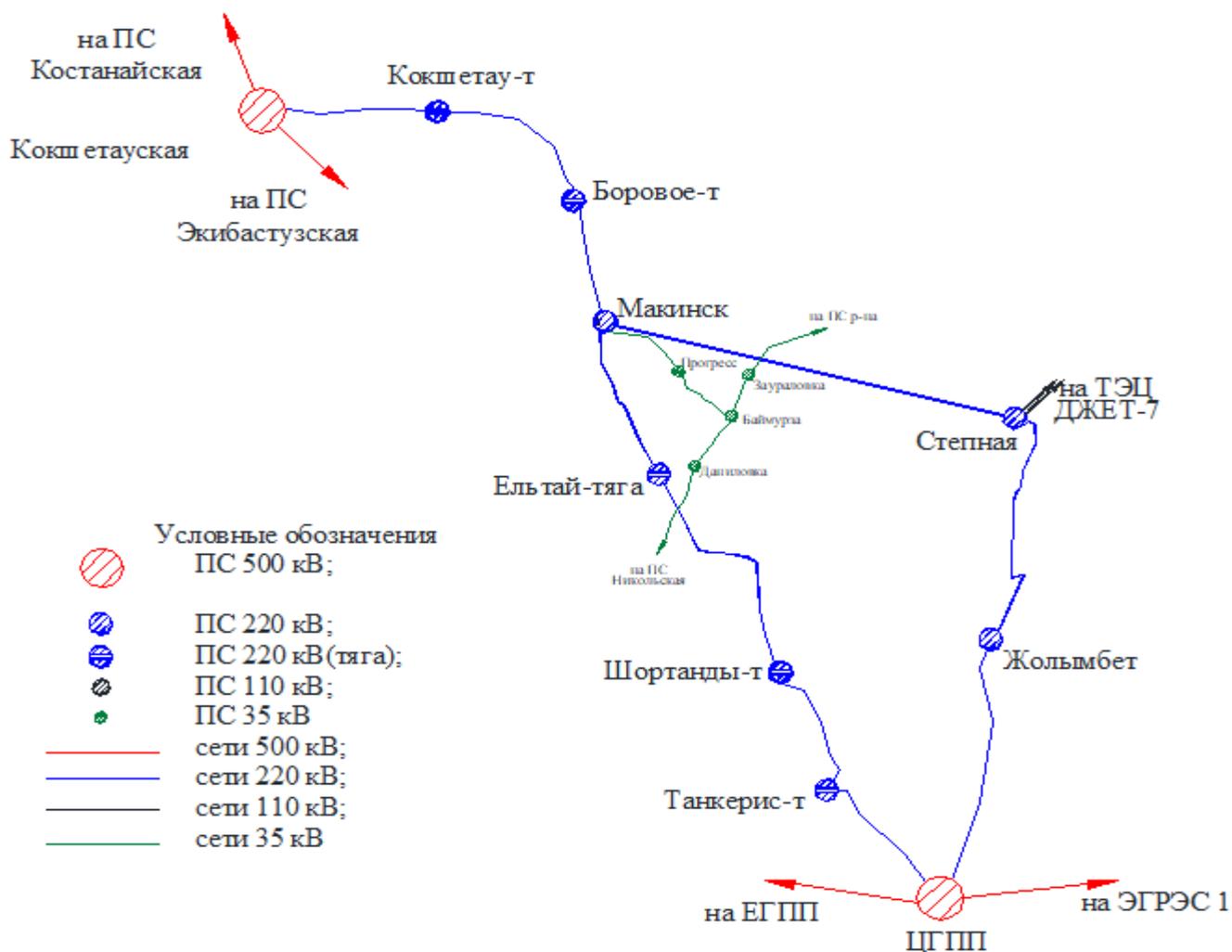


Рисунок 2.1 – Карта-схема существующих электрических сетей в районе Макинска

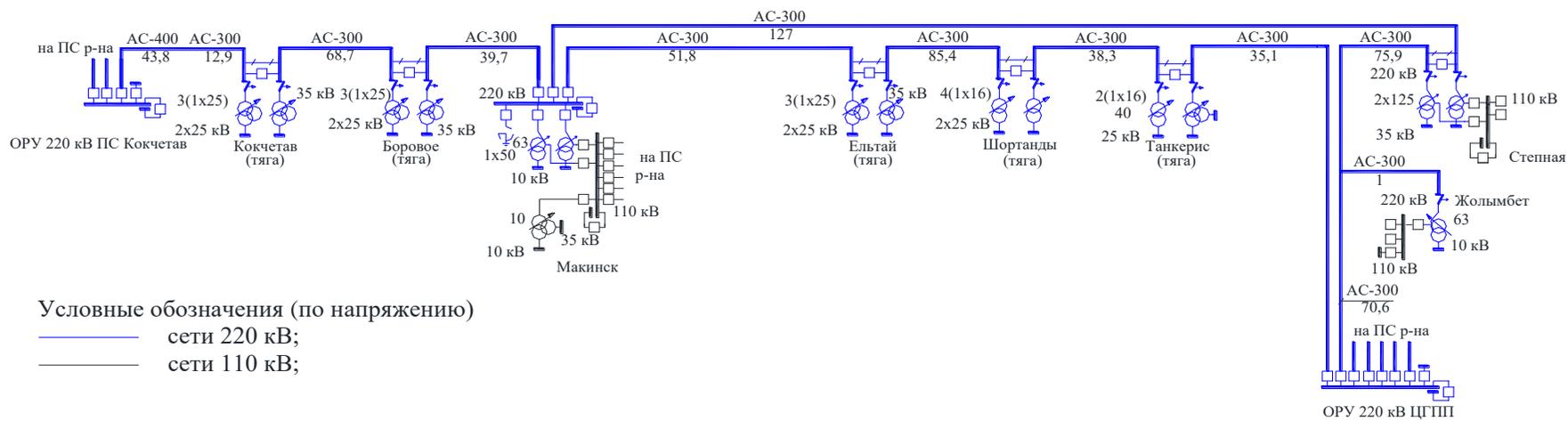


Рисунок 2.2 – Схема соединений существующих электрических сетей в районе Макинска

Данные о существующих (2017г.) и перспективных нагрузках (2020г.) представлены в таблице 2.4

В связи с высоким ростом промышленности Акмолинской области, ожидаемый прирост нагрузки составит 3% в год в период 2017-2020 гг., 2% в период 2020-2025 гг., и 1% в период 2025-2030гг

Мощность потребляемая железной дорогой принята одинаковой для летнего и зимнего режимов.

Расчетный перспективный период должен быть не менее 10 лет после срока полного развития ВЭС

Электрические расчеты (расчеты режимов потокораспределения и токов короткого замыкания), требующие учета полной мощности ВЭС выполняются по рабочей мощности электростанции.

Таблица 2.4 – Нагрузки на 2017г. и на перспективу 2030г.

Наименование подстанции	2017 г.	2020г.	2025г.	2030г.
	$P_H+jQ_H$	$P_H+jQ_H$	$P_H+jQ_H$	$P_H+jQ_H$
	Зима/Лето	Зима/Лето	Зима/Лето	Зима/Лето
ПС Кокчетав	17,4+j9,3	18,44+j9,86	20,18+j10,79	21,05+j11,25
	12,2+j6,5	12,91+j6,9	14,13+j7,55	14,74+j7,88
Кокчетав-т	0,5+j0,2	0,5+j0,2	0,58+j0,23	0,6+j0,24
	0,4+j0,1	0,4+j0,1	0,41+j0,16	0,42+j0,17
Боровое-т	11,9+j4,4	12,61+j4,45	13,8+j4,87	14,4+j5,08
	10,5+j3,6	11,12+j3,82	12,17+j4,18	12,69+j4,36
Макинск	15,6+j6,2	16,54+j6,57	18,1+j7,19	18,88+j7,5
	10,8+j4,2	11,58+j4,6	12,67+j5,03	13,21+j5,25
Ельтай-т	7,2+j2,2	7,63+j2,33	8,35+j2,55	8,71+j2,66
	6,5+j2	6,93+j2,11	7,59+j2,31	7,91+j2,41
Шортанды-т	9,6+j3,0	10,18+j3,18	11,14+j3,48	11,62+j3,63
	9,6+j3,0	10,18+j3,18	11,14+j3,48	11,62+j3,63
Танкерис-т	7,2+j2,2	7,63+j2,33	8,35+j2,67	8,71+j2,78
	6,5+j2	6,93+j2,11	7,59+j2,42	7,91+j2,53
Степная	135+j54,2	143,1+j57,45	156,6+j62,87	163,35+j65,58
	95,6+j37,9	100,17+j40,22	109,62+j44,0 1	114,35+j45,91
Жолымбет	19,4+j3,9	20,56+j4,13	22,5+j4,52	23,47+j4,72
	13,6+j2,7	14,39+j2,89	15,75+j3,17	16,43+j3,3

## 2.5 Выбор площадки размещения ВЭС

При проектировании ВЭС следует предварительно выбрать один или несколько участков подходящих размеров для размещения ВЭУ.

Для промышленных ВЭС в зависимости от диаметра ротора, минимальное расстояние между ВЭУ может составлять от 300 до 500 метров, а для достаточного снижения мешающих воздействий и обеспечения безопасности, расстояние до ближайших жилых домов и зданий также должно быть не менее 300 - 500 метров [6].

Площадку для размещения ВЭС следует выбирать по следующим основным критериям:

- качество ветроэнергетического ресурса, которое зависит от рельефа местности, её шероховатости, наличия и прогноза появления препятствий для ветрового потока, уровня турбулентности и пр.;

- условия строительства, которые, главным образом, связаны с крупными габаритами компонентов ВЭУ. инженерно-геологическими условиями выбранной площадки и состоянием существующей местной инфраструктуры;

- стоимость строительства объектов выдачи мощности и технологического присоединения к электрическим сетям, определения оптимальной для оборудования ВЭС точки технологического присоединения, ограничения мощности ВЭС со стороны энергосистемы и т.п.;

- статус земельных участков:

- транспортная доступность - для крупных ВЭУ (с длиной лопастей порядка 50 м. весом гондолы порядка 80 т и необходимостью доставки монтажного крана грузоподъемностью порядка 600 т)

- прочие ограничения (близость населенных пунктов, авиация, линии связи, охранные зоны, памятники культуры и археологии, подземные коммуникации и т.д.).

В постоянное пользование под площадку ВЭС отводятся, как правило, земли, на которых размещаются ВЭУ, метеопост, трансформаторные подстанции, опоры воздушных линий электропередач [6].

Во временное пользование для ВЭС выделяются паюсы земли, предназначенные для размещения подземных кабельных электросетей, сетей связи и управления, а также территория, необходимая для размещения монтажных площадок на период производства строительного-монтажных работ. Отвод земель во временное пользование осуществляется последовательными участками по мере выполнения строительного-монтажных работ.

После завершения строительного-монтажных работ временно отведенные территории подлежат рекультивации и возвращаются бывшим землепользователям [6].

Исходя из выше перечисленных критериев, по данным проекта ПРООН "Казахстан - инициатива развития рынка ветроэнергетики" была выбрана площадка, которая находится севернее г. Астаны в Буландинском районе Акмолинской области, в 2 км северо-восточнее пос. Жанаталап.

## **2.6 Оценка ветрового потенциала на площадке**

Ветер характеризуется следующими показателями:

- скорость среднемесячная и среднегодовая в соответствии с градациями по величине и внешним признакам по шкале Бофорта;

- скорость максимальная в порыве - очень важный показатель устойчивости работы ВЭС;

- направление ветра ветров - «роза ветров», периодичность смены направлений и силы ветра;

- турбулентность — внутренняя структура воздушного потока, которая создаст градиенты скорости не только в горизонтальной, но и в вертикальной плоскости;

- порывистость - изменение скорости ветра в единицу времени;

- плотность ветрового потока, зависящая от атмосферного давления, температуры и влажности.

- ветер может быть однофазной, а также двухфазной и многофазной средой, содержащей капли жидкости и твердые частицы разной крупности, движущиеся внутри потока с разными скоростями.

Структура ветра меняется в зависимости от высоты над земной поверхностью, при этом стабильность воздушного потока увеличивается в высоких слоях воздуха [6].

При выборе площадки размещения ВЭС и разработке предТЭО оценку ветроэнергетического ресурса с целью получения значений скорости ветра и мощности ветрового потока, а также их распределения на местности следует производить на основании имеющихся многолетних архивных метеоданных

Таблица 2.5 – Статистика скорости ветра

Статистика ветра	Уровень 1	Уровень 2	Уровень 3
Высота над уровнем земли (м)	51,0	49,0	26,5
Минимальная скорость ветра (м/с)	0,0	0,0	0,0
Средняя скорость ветра (м/с)	6,78	6,51	5,18
Максимальная скорость ветра (м/с)	28,3	26,7	24,3
Порывы ветра (м/с)	40,92	39,5	34

Таблица 2.6 - Статистика окружающей среды

Статистика окружающей среды	Минимум	Среднее	Максимум
Температура (°С)	-25,99	1,6	36,6
Давление (кПа)	947,0	975,9	1002,3

Сезонное распределение скорости ветра, представленное на рисунке 2.3, демонстрирует характер изменения скорости ветра по месяцам по отношению к среднегодовой скорости ветра, а в таблице 2.7 указана скорость ветра в разрезе суток и месяцев:

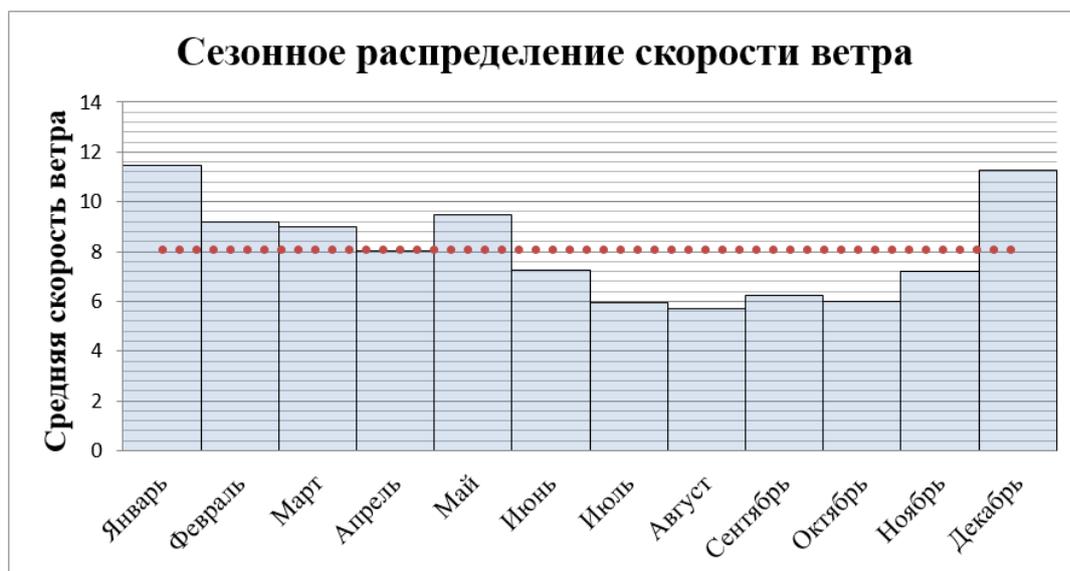


Рисунок 2.3 – Диаграмма сезонного распределения скорости ветра

Таблица 2.7 - Средняя скорость ветра в разрезе суток и месяцев м/с

Месяц \ Час	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1	13,04	8,94	11,41	7,46	8,15	7,68	6,45	6,33	7,00	6,58	7,27	11,22
2	12,14	9,02	10,36	7,78	7,96	7,67	6,16	6,07	6,95	6,34	7,11	11,55
3	12,34	9,38	9,95	7,73	8,49	7,80	5,79	5,90	6,86	6,14	6,90	11,40
4	12,19	9,11	10,06	7,68	8,82	7,35	6,06	5,27	6,51	5,68	7,17	11,25
5	11,99	9,60	9,35	7,62	8,85	7,12	6,04	5,32	6,15	5,92	6,80	11,22
6	12,18	9,46	9,38	7,34	8,36	6,63	5,67	5,32	5,83	6,37	6,82	10,92
7	11,93	9,68	8,43	7,39	8,43	6,15	4,79	4,92	5,81	6,08	7,10	10,94
8	11,54	9,47	7,82	7,69	8,63	6,44	4,35	4,43	5,19	5,92	7,18	11,23
9	10,35	9,20	7,87	8,16	8,94	7,16	5,07	4,41	4,62	5,06	7,31	11,34
10	9,95	8,77	8,41	8,49	9,75	7,20	5,67	4,98	5,00	4,72	7,00	11,42
11	10,30	8,79	7,77	9,14	10,88	6,91	5,82	5,41	5,52	5,09	7,10	11,48
12	10,67	8,82	8,12	8,75	11,19	6,97	6,08	5,56	6,09	5,53	7,33	11,43
13	10,59	9,04	8,69	9,39	11,34	6,93	5,89	5,79	6,41	5,81	7,40	11,28
14	10,55	9,35	7,29	9,20	11,40	7,43	6,03	6,07	6,20	5,85	7,13	11,32
15	10,36	8,97	6,59	9,36	11,59	7,90	6,30	6,18	6,21	5,67	6,94	11,13
16	10,60	9,01	6,77	8,88	10,88	8,12	6,42	5,84	6,42	5,77	7,03	11,11
17	10,91	9,03	6,69	8,26	11,13	8,02	6,43	5,90	6,58	5,88	6,75	10,96
18	10,61	9,08	7,39	8,24	11,02	7,64	6,21	6,01	6,42	5,90	7,16	11,24
19	11,23	9,24	9,68	7,84	9,49	7,27	6,55	6,28	6,17	6,45	7,48	11,32
20	11,57	9,18	10,50	8,14	8,35	7,24	6,16	5,97	6,05	6,64	7,66	11,53
21	11,67	9,48	10,52	7,31	7,88	6,92	5,79	6,11	6,72	6,45	7,86	11,49
22	11,80	9,53	10,41	6,88	8,59	7,14	6,13	6,30	6,85	6,66	7,92	11,31
23	12,46	9,57	10,60	7,29	8,97	7,12	6,65	6,72	6,76	7,00	7,69	11,26
24	13,83	8,80	11,52	7,16	8,25	7,51	6,29	6,34	7,04	6,72	7,34	11,48
Сред. за сутки	11,45	9,19	8,98	8,05	9,47	7,26	5,95	5,73	6,22	6,01	7,23	11,28

Долгосрочная скорость ветра на выбранной площадке на высоте 98 метр определена в – 8,07 м/сек.

Относительное значение турбулентности воздушного потока при средней скорости ветра 15 м/с, определенной на 10 минутном интервале равно 12,5 %.

Вычисленная плотность воздуха на высоте 98 метр принята как средняя для всех турбин на площадке и составляет - 1,204 кг/м куб.

Согласно стандарту IEC 61400-1 класс ВЭУ определяется экстремальной скоростью ветра и интенсивностью турбулентности, по таблице 2.5 .

Рассчитанная по данным ветроизмерений величина  $V_{ref}$  (порывы ветра таблица 2.5) не превышает значения в 42,5 м/с, следовательно, класс ВЭУ принимаем II. Исходя из величины интенсивности турбулентности подкласс ВЭУ – В. Следовательно, при выборе оборудования следует руководствоваться классом ВЭУ IIВ

Таблица 2.8 – Классы ВЭУ по IEC 61400 -1

Класс ВЭУ		I	II	III
$V_{ref}$	м/с	50	42,5	37,5
A	$I_{ref}$	0,16		
B	$I_{ref}$	0,14		
C	$I_{ref}$	0,12		
<p>Примечания</p> <p>1 Значения параметров приведены для оси ветроколеса.</p> <p>2 <math>V_{ref}</math> – расчетная экстремальная скорость ветра(порывы) при 10-минутном осреднении.</p> <p>3 I, II, III – нормальные классы ВЭУ.</p> <p>4 A – подкласс ВЭУ, рассчитанный на повышенную турбулентность;            B – подкласс ВЭУ, рассчитанный на умеренную турбулентность;            C – подкласс ВЭУ, рассчитанный на низкую турбулентность.</p> <p>5 <math>I_{ref}</math>– относительное значение интенсивности турбулентности воздушного потока при средней скорости ветра 15 м/с, определенной на 10-ти минутном интервале.</p>				

## 2.7 Выбор количества, марки и мощности ветроустановок

Выбор ВЭУ для любого ветроэнергетического проекта является одной из важнейших задач по следующим причинам:

- стоимость ветроэнергетического оборудования составляет значительную долю капитальных затрат проекта,
- выработка электростанции существенно зависит от модели ВЭУ.
- надежность ВЭУ является залогом успешной эксплуатации ВЭС.

Критериями выбора типа ВЭУ для конкретной площадки являются:

- максимальная выработка электроэнергии при характеристике ветрового потока на данной площадке;
- большее значение коэффициента использования номинальной мощности ВЭУ;
- минимальная себестоимость отпущенной электроэнергии;
- обеспечение надежной работы всех систем единой энергетической системы (ЕЭС) Республики Казахстан [6].

Номинальная единичная мощность ВЭУ определяет число задействованных площадок при строительстве ВЭС, уровень развития транспортной инфраструктуры при одной и той же общей мощности ВЭС и, в итоге, определяет стоимость проекта.

ВЭУ мощностью менее 1,0 МВт на сегодняшний день практически не производятся, использование их для строительства ВЭС является не целесообразным, что объясняется высокой удельной стоимостью этого оборудования.

ВЭУ мощностью от 1,0 до 2,0 МВт достаточно отработаны в течение многих лет, имеют высокий уровень унификации, так как многие элементы их конструкции изготавливаются серийно. Однако, по сравнению с ВЭУ диапазона единичной мощности от 2,0 до 3,5 МВт, это оборудование имеет более высокую удельную стоимость, строительство ВЭС, при одной и той же мощности, требует организации большего количества площадок, что увеличивает стоимость строительных работ.

ВЭУ номинальной мощностью более 3,5 МВт имеют относительно высокие массогабаритные показатели отдельных элементов конструкции, их транспортировка автомобильным транспортом требует повышенной несущей способности грунтов под дорогами общего пользования.

Для определения наиболее эффективной номинальной мощности одной ВЭУ, будем отстраиваться от коэффициента использования номинальной мощности ВЭУ. Чем больше коэффициент использования, тем более

эффективна данная ВЭУ. Исследования проведем для ВЭУ компании ENERCON. Ассортимент выпускаемой продукции фирмы представлен в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – модели ВЭУ, предлагаемые компанией ENERCON

Модель ВЭУ	Класс, IEC	$P_{ном}$ , МВт	$D_{рот,м}$	$H_6$ , м
E-44	IA	0,9	44	45-55
E-48	IIA	0,8	48	50-76
E-53	IIA	0,8	52,9	50-73
E-70	IA	2,3	71	57-114
E-82	IIA	2,1	82	78-138
E-92	IIA	2,35	92	78-138
E-103 EP2	IIA	2,35	103	98-138
E-101	IIA	3	101	99-149
E-115	IIA	3	115,7	92-149
E-126 EP4	IA	4,2	127	99-159
E-126	IA	7,58	127	99-159

По графикам зависимости генерируемой мощности от скорости ветра, взятых с сайта компании [7], построим график зависимости КИУМ от скорости ветра. Для этого надо разделить мощность, вырабатываемую при определенной скорости ветра, на установленную мощность ВЭУ.

Пример графика зависимости генерируемой мощности от скорости ветра представлен на рисунке 2.4.

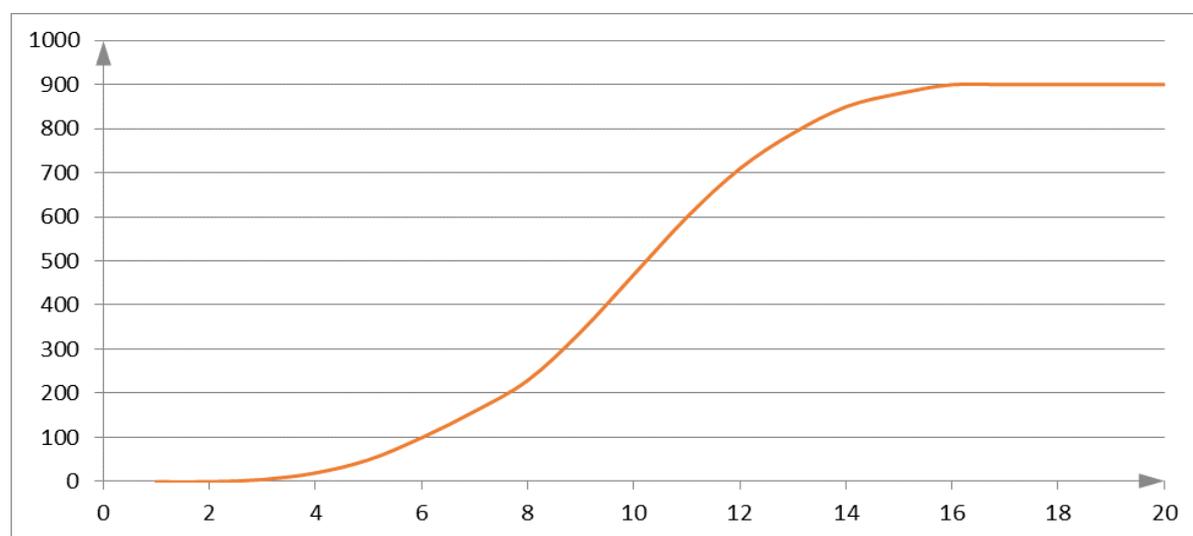


Рисунок 2.4 – Зависимость генерируемой мощности от скорости ветра

Наибольший коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), для двух моделей ВЭУ с одинаковой номинальной мощностью (например E-101 и E-115), будет у той ВЭУ у которой больше диаметр ротора  $D_{рот}$ .

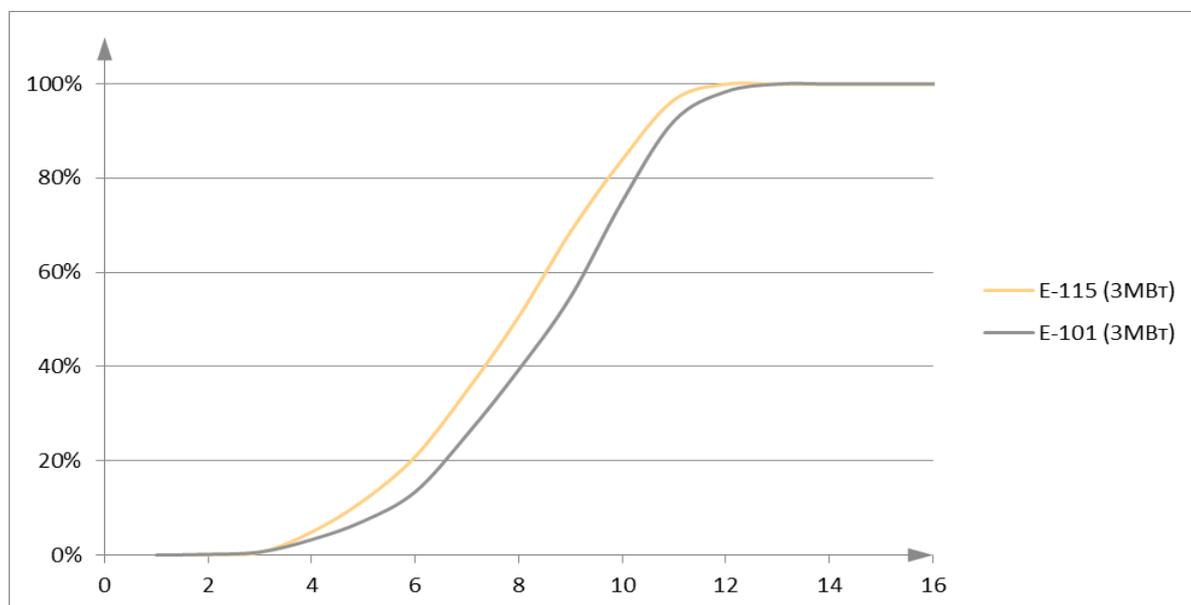


Рисунок 2.5 – Зависимость КИУМ от скорости ветра

Зависимость КИУМ для ВЭУ с разной номинальной мощностью показана на рисунке 2.6.

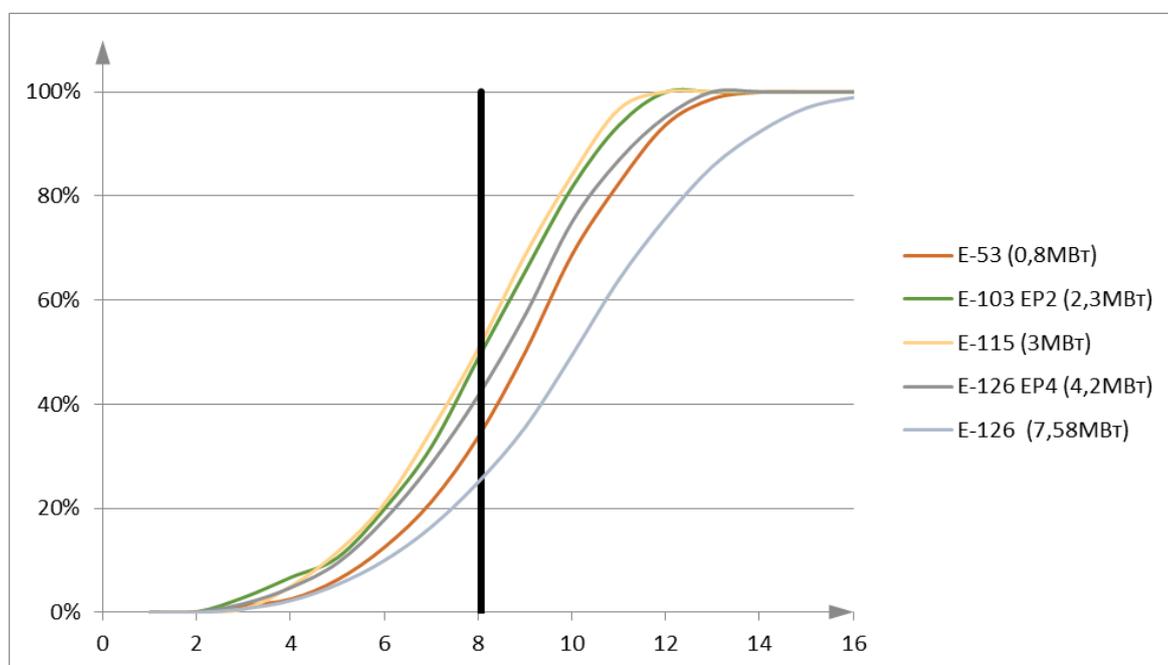


Рисунок 2.6 – Зависимость коэффициента использования установленной мощности от скорости ветра

Как видно из рисунка 15 наибольший КИУМ при скорости ветра 8,07 м/с достигается ВЭУ мощностью 2,3 и 3 МВт. Поэтому в рамках проектирования ВЭС Макинск рекомендуется к рассмотрению ВЭУ номинальной мощностью от 2,0 до 3,5 МВт.

Наибольший КИУМ достигается ВЭУ модели E-115 фирмы ENERCON, это объясняется использованием в ВЭУ фирмы ENERCON безредукторной системы трансмиссии (многополюсный тихоходный синхронный генератор работает на достаточно низких скоростях и не требует установки мультипликаторной системы трансмиссий). Использование безредукторной системы трансмиссии повышает КИУМ за счет уменьшения потерь на преобразование ветряной энергии в электрическую, а также увеличивает коэффициент технической готовности оборудования.

На ВЭС Макинск планируется установить ветроустановки компании ENERCON E-115/3.0MW. Для строительства ВЭС мощностью 50 МВт необходимо  $50/3=16,67$  ветроустановок. К установке принимается 17 ВЭУ с суммарной установленной мощностью 51 МВт.

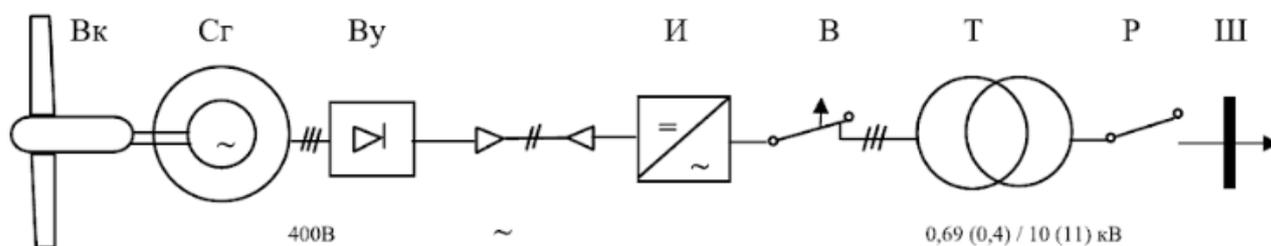


Рисунок 2.7 – Главная схема электрических соединений ветроустановок.

На рисунке 2.7 изображена схема, разработанная и применяемая фирмой *Enercon* (Германия) на своих ВЭУ. Фирмой разработан тихоходный синхронный многополюсный генератор (назван кольцевым), что позволило отказаться от редуктора и существенно упростить механическую часть ВЭУ. Однако электрическая часть существенно усложнилась, но при этом приобрела дополнительные положительные качества. В схеме на выходе генератора частота меняется в широком диапазоне. Для Enercon E-115/3, число

пар полюсов у которого 180, мощностью 3000 кВт, 10-19 об/мин – диапазон изменения частоты составит 32-57 Гц.

Далее переменный ток преобразуется в выпрямителе (В) в постоянный и по жвухжильному кабелю ( на чертеже две параллельные поперечные черточки) попадает на находящийся внизу в башне инвертор (И), где и преобразовывается в переменный ток частотой 50 Гц. Тип инвертора – «ведомый сетью», что означает, что частота на выходе задается фактически существующей в каждое мгновение частотой сети. Известно, что с помощью инвертора можно менять угол между током и напряжением. Если ток «отстает» от напряжения, то генератор потребляет реактивную мощность, а если ток «опережает» напряжение, то генератор производит наряду с активной и реактивную энергию. Другими словами, ветроустановка может участвовать в регулировании напряжения сети в точке присоединения ВЭУ к энергосистеме. Это очень важное качество т.к. все асинхронные генераторы, установленные на ВЭУ, потребляют реактивную мощность, что усложняет проблему поддержания напряжения на уровне нормативных требований в зоне действия ВЭУ. В рассматриваемой нами схеме этот недостаток преодолен. Естественно, что выпрямитель и инвертор в схеме рассчитаны каждый на полную мощность генератора, что приводит к удорожанию электрической части, но получаемые преимущества вполне оправдывают это удорожание.

Электрический дизайн всех ветровых турбин ENERCON идентичен. Ротор имеет прямое соединение с высокополюсным электрически возбужденным ротором кольцевого генератора. Электрическая мощность, создаваемая генератором, подается в сетку через полный преобразователь, который состоит из выпрямителя, постоянного тока и нескольких инверторов. Количество используемых инверторов зависит от номинальной активной мощности, а также от номинальной реактивной мощности ветряной турбины. Благодаря этому конструктивному решению кольцевой генератор - с электрической точки зрения - отсоединен от сетки. Это позволяет обеспечить

высокую изменчивость скорости вращения ротора и механически очень надежную работу.

Преимущества с первого взгляда

- вносит вклад в поддержание напряжения и частоты в сети;
- оптимальная совместимость с сеткой с помощью соответствующего управления и эксплуатации установки в соответствии со стандартами IEC и руководствами FGW;
- концепция управления и регулирования сети подачи энергии ENERCON обеспечивает подачу без пиковой мощности;
- возможности FACTS позволяют системным службам, сопоставимым с системами обычных электростанций или за его пределами:
- ENERCON - первый производитель в мире, получивший сетевые сертификаты, подтверждающие эти свойства электростанции.

Характеристики ветроустановки E-115/3.0MW представлены ниже в таблице 2.10. На рисунке 2.8 представлена зависимость вырабатываемой мощности от скорости ветра, взятая с сайта производителя [7].

По данным таблицы 2.7 и рисунку 2.8, с учетом того, что в ветропарке 17 ВЭУ, находим среднюю мощность ВЭС в разрезе суток и месяцев года, полученные данные сводим в таблицу 2.11.

Таблица 2.10 – характеристики ветроустановки E-115/3.0MW

Наименование	Показатель
Номинальная мощность, кВт	3000
Диаметр ротора, м	115,7
Высота башни, м	98,
Минимальная скорость ветра, м/с	3
Рабочий диапазон скорости вращения, обороты/мин	10,94-18,55
Номинальная скорость вращения, обороты/мин	16,6
Класс ВЭУ	IEC/EN IIA
Количество лопастей, шт	3
Генераторное напряжение, В	690

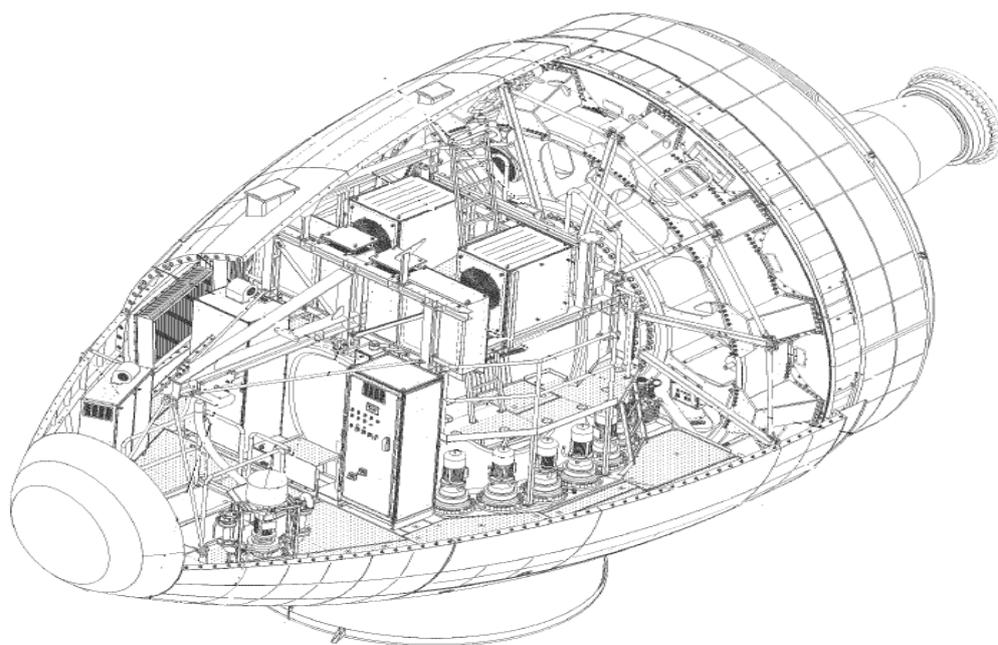


Рисунок 2.7 – Конструкция гондолы ветроустановки.

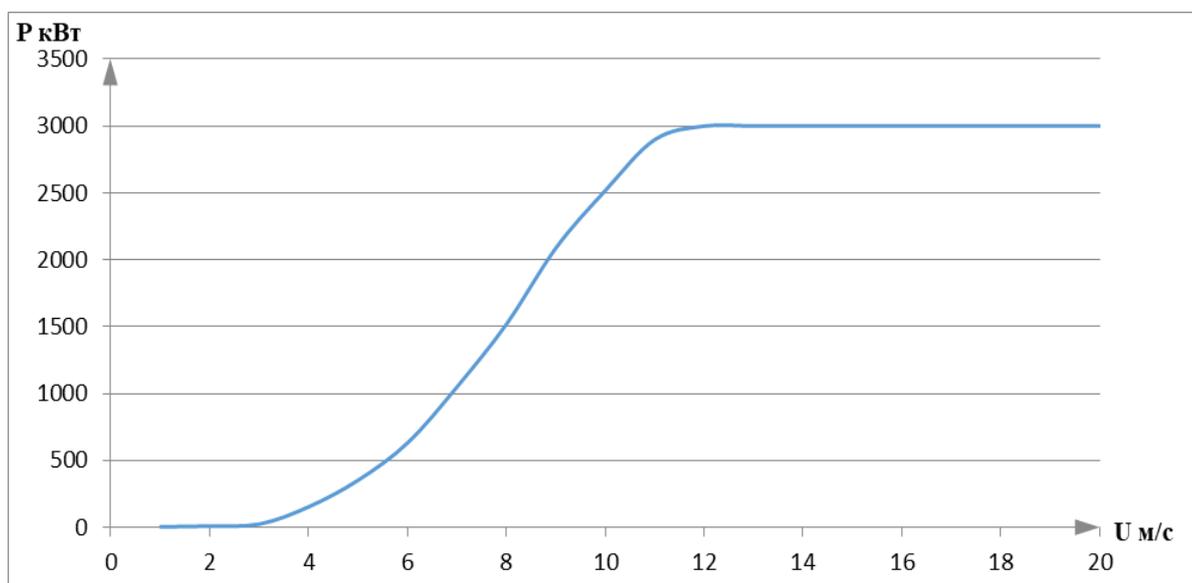


Рисунок 2.8 – Зависимость генерируемой мощности от скорости ветра

Таблица 2.11 - мощность ВЭС в разрезе суток и месяцев года МВт

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1	51,000	36,175	49,297	21,023	27,452	22,962	13,593	12,862	17,409	14,437	19,454	48,479
2	51,000	37,137	44,762	23,903	25,527	22,866	11,859	11,358	16,995	12,912	18,238	49,903
3	51,000	41,757	42,994	23,413	31,022	24,001	9,854	10,417	16,332	11,729	16,623	49,255
4	51,000	38,250	43,451	22,962	34,777	20,091	11,278	7,432	13,950	9,283	18,690	48,613
5	51,000	44,768	41,408	22,453	35,144	18,293	11,152	7,645	11,763	10,512	15,910	48,489
6	51,000	42,831	41,868	20,013	29,585	14,737	9,225	7,625	10,056	13,066	16,053	47,158
7	51,000	45,927	30,324	20,485	30,324	11,811	5,554	6,018	9,952	11,378	18,128	47,276
8	49,867	43,074	24,266	23,026	32,547	13,533	4,158	4,413	7,066	10,487	18,737	48,515
9	49,724	39,386	24,667	27,524	36,160	18,625	6,586	4,349	4,990	6,577	19,781	48,998
10	44,213	34,134	30,157	30,983	42,130	18,905	9,236	6,266	6,330	5,322	17,373	49,338
11	44,495	34,454	23,728	38,672	47,024	16,717	10,001	8,015	8,517	6,689	18,138	49,600
12	46,109	34,707	27,081	33,884	48,351	17,153	11,371	8,728	11,418	8,550	19,975	49,394
13	45,765	37,402	33,238	41,932	48,978	16,839	10,329	9,842	13,316	9,958	20,534	48,741
14	45,590	41,471	19,646	39,386	49,250	20,743	11,126	11,358	12,073	10,167	18,330	48,921
15	44,747	36,566	14,469	41,598	50,068	24,993	12,667	11,976	12,122	9,248	16,917	48,073
16	45,780	37,078	15,719	35,486	46,988	27,117	13,391	10,068	13,413	9,746	17,632	48,006
17	47,148	37,358	15,170	28,585	48,073	26,116	13,465	10,430	14,445	10,304	15,611	47,358
18	45,832	37,951	20,415	28,351	47,610	22,569	12,157	10,982	13,428	10,386	18,579	48,546
19	48,531	40,001	41,811	24,410	40,984	19,444	14,242	12,531	11,914	13,608	21,185	48,906
20	49,991	39,234	45,359	27,356	29,496	19,207	11,818	10,794	11,212	14,825	22,738	49,800
21	50,433	43,171	45,451	19,829	24,813	16,813	9,854	11,553	15,349	13,608	24,566	49,620
22	50,973	43,809	44,994	16,494	32,118	18,468	11,675	12,667	16,255	14,985	25,140	48,865
23	51,000	44,419	45,775	19,655	36,508	18,247	14,912	15,349	15,628	17,365	23,004	48,623
24	51,000	34,566	49,770	18,625	28,462	21,428	12,624	12,883	17,685	15,406	20,023	49,579
Среднее	48,675	39,401	33,992	27,085	37,641	19,653	10,922	9,815	12,567	11,273	19,223	48,752

Таблица 2.12 - выработка электроэнергии ВЭС МВт•ч

	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1	1581,00	1012,89	1528,19	630,70	851,01	688,85	421,38	398,71	522,27	447,56	583,62	1502,85
2	1581,00	1039,83	1387,63	717,08	791,35	685,97	367,63	352,10	509,86	400,28	547,14	1547,00
3	1581,00	1169,19	1332,81	702,38	961,70	720,04	305,49	322,94	489,95	363,60	498,68	1526,92
4	1581,00	1071,01	1346,99	688,85	1078,09	602,74	349,62	230,39	418,49	287,77	560,71	1507,00
5	1581,00	1253,49	1283,64	673,59	1089,48	548,79	345,72	237,01	352,89	325,88	477,31	1503,17
6	1581,00	1199,27	1297,91	600,40	917,12	442,11	285,97	236,37	301,68	405,03	481,58	1461,90
7	1581,00	1285,95	940,03	614,54	940,03	354,33	172,19	186,57	298,56	352,72	543,85	1465,56
8	1545,88	1206,07	752,25	690,77	1008,95	405,98	128,90	136,79	211,98	325,09	562,10	1503,97
9	1541,45	1102,82	764,67	825,73	1120,97	558,76	204,17	134,82	149,71	203,88	593,42	1518,95
10	1370,59	955,75	934,86	929,50	1306,03	567,15	286,33	194,26	189,89	164,97	521,20	1529,47
11	1379,34	964,72	735,55	1160,16	1457,75	501,52	310,03	248,47	255,52	207,35	544,13	1537,60
12	1429,38	971,79	839,51	1016,53	1498,87	514,59	352,51	270,58	342,54	265,06	599,24	1531,22
13	1418,71	1047,26	1030,38	1257,95	1518,31	505,16	320,21	305,11	399,49	308,70	616,02	1510,98
14	1413,29	1161,19	609,02	1181,59	1526,76	622,28	344,90	352,10	362,20	315,19	549,89	1516,56
15	1387,15	1023,86	448,53	1247,94	1552,10	749,79	392,67	371,26	363,66	286,69	507,50	1490,26

Продолжение таблицы 2.12

16	1419,18	1038,18	487,28	1064,57	1456,64	813,50	415,11	312,12	402,39	302,11	528,95	1488,19
17	1461,58	1046,02	470,27	857,56	1490,26	783,48	417,43	323,33	433,36	319,43	468,34	1468,11
18	1420,78	1062,64	632,88	850,54	1475,92	677,07	376,86	340,43	402,84	321,96	557,37	1504,93
19	1504,45	1120,03	1296,15	732,31	1270,49	583,33	441,52	388,46	357,42	421,84	635,54	1516,08
20	1549,71	1098,54	1406,12	820,68	914,38	576,20	366,35	334,60	336,35	459,56	682,14	1543,81
21	1563,41	1208,80	1408,98	594,87	769,19	504,38	305,49	358,13	460,46	421,84	736,99	1538,23
22	1580,15	1226,64	1394,80	494,81	995,65	554,04	361,91	392,67	487,66	464,52	754,20	1514,81
23	1581,00	1243,72	1419,03	589,66	1131,75	547,42	462,28	475,81	468,83	538,30	690,13	1507,32
24	1581,00	967,86	1542,86	558,76	882,32	642,85	391,33	399,38	530,56	477,58	600,70	1536,96
Сумма	36214,0	26477,	25290,3	19501,4	28005,1	14150,3	8125,9	7302,4	9048,57	8386,9	13840	36271,8
Итого												232615,27

По данным таблицы 2.11, зная число дней в конкретном месяце года, найдем выработки электроэнергии по месяцам, сложив которые определим годовую выработку электроэнергии.

Годовая выработка электроэнергии составила 232615,27 МВт·ч или 232,62 млн. кВт·ч.

Определим число часов использования максимума нагрузки. Для этого годовую выработку электроэнергии разделим на максимальную мощность ВЭС.

$$T_M = \frac{W_P}{P_M} = \frac{232615,27}{51} = 4561 \text{ч} \quad (2.1)$$

Среднегодовой коэффициент использования установленной мощности ВЭС  $K_{И}$  - является итоговым показателем качества проектных решений и эффективности работы оборудования в метеоусловиях конкретной площадки размещения ВЭС. а также деятельности эксплуатационного, ремонтного и административного персонала. Этот показатель рассчитывают исходя из значения годовой выработки электроэнергии  $W_P$ .

Для нахождения коэффициента использования установленной мощности годовую выработку электроэнергии разделим на теоретически максимально возможную выработку.

$$K_{И} = \frac{W_P}{W_T} = \frac{W_P}{24 \cdot 365 \cdot P_y} = \frac{232615,27}{24 \cdot 365 \cdot 51} = 52,06\% \quad (2.2)$$

Исходя из розы ветров в диапазоне рабочих скоростей ветра (от скорости ветра включения ВЭУ к скорости ветра выключения ВЭУ) с учетом влияния сопутствующих штоков при определении мест размещения ВЭУ на площадке ВЭС рекомендуется:

- при явно выраженном преобладающем направлении ветра располагать ВЭУ рядами перпендикулярно преобладающему направлению ветра, расстояния между ВЭУ в рядах принимать не менее трех диаметров ротора ВЭУ, расстояния между рядами ВЭУ принимать не менее восьми диаметров ротора ВЭУ;

- при равномерном распределении продолжительности ветра по направлениям в течение года размещение ВЭУ следует определять из условия достижения наибольшей выработки электроэнергии на ВЭС.

При этом могут рассматриваться:

- а) круговое размещения ВЭУ;

- б) размещение ВЭУ по кривой линии;

- в) размещение ВЭУ на равномерном расстоянии (пять - шесть диаметров ротора) друг от друга в любом направлении.

В данной местности преобладает ярко выраженное северо-восточное направление ветра. Поэтому ВЭУ располагаются рядами. Расстояние между рядами, для выбранных ВЭУ компании ENERCON E-115/3.0MW(диаметр ротора 115,7 м), принимается равным 930 м (8 диаметров), а между соседними ВЭУ в ряду 350 м (3 диаметра). Примерное расположение ВЭУ на местности показано на рисунке 2.9.

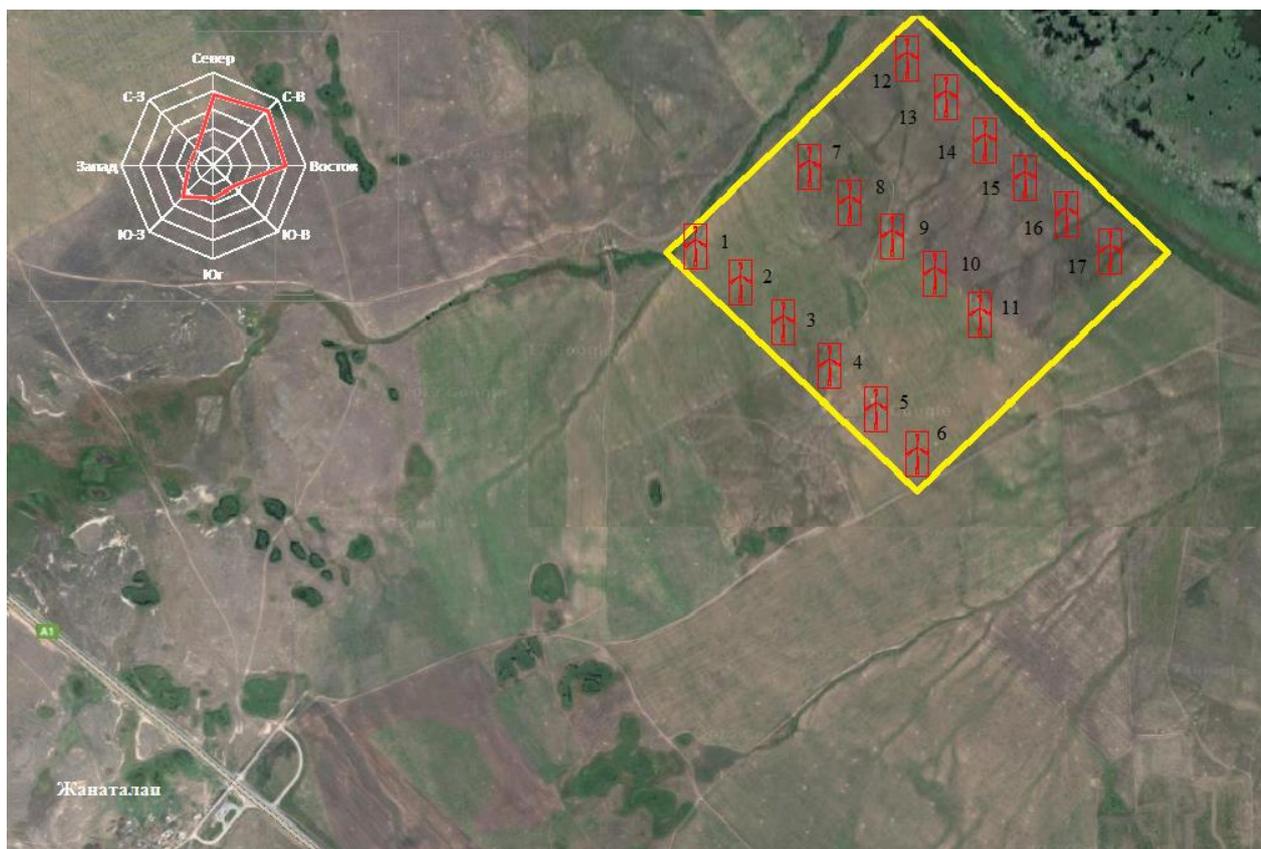


Рисунок 2.9 – Расположение ВЭУ на местности

Передаваемая максимальная мощность  $S_{\max} = P_{\max} / \cos \varphi$ , где  $P_{\max} = 9$  МВт (для группы из 3 ВЭУ по 3 МВт) а  $\cos \varphi = 0,93$  для узла источника питания, отсюда  $S = 9,677$  МВА.

Ток, протекаемый по кабельной линии:

$$I_{\max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{9,677 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 151,26 \text{ А.} \quad (2.3)$$

Расчетное сечение провода:

$$F_0 = \frac{I_{\max}}{j_{\text{эк}}} = \frac{159,81}{3,1} = 48,79 \text{ мм}^2. \quad (2.4)$$

где  $j_{\text{эк}} = 3,1 \text{ А/мм}^2$  по ПУЭ для кабельных линий с медными жилами при числе часов использования максимума 3000-5000 ч.

На кабельной линии применен однофазный кабель 35 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ), с медной жилой сечением  $50 \text{ мм}^2$ , экран из медных проволок сечением  $16 \text{ мм}^2$  внешней оболочки из полиэтилена.

Обозначение кабеля в соответствии с международным стандартом VDE



## 2.8 Составление и выбор вариантов присоединения ВЭС к электрической сети

Первоначальный выбор площадки под ВЭС мощностью до 50 МВт был выполнен по имеющейся информации о ветровом потенциале, собранной по программе ПРООН "Казахстан - инициатива развития рынка ветроэнергетики", на метеорологических станциях РГП «Казгидромет»

За последние годы ведущими центрами по прогнозированию электроэнергии от ВИЭ был исполнен ряд исследовательских работ технико-экономических обоснований по ГЭС и ВЭС. Разработаны определенные планы, и на ряде ветроплощадок произведены замеры ветрового потенциала по методике международных эталонов. Определенный навык, собранный центрами, позволил квалифицированно проанализировать существующее состояние применения ВИЭ и дать технические предложения по решению экологических задач Казахстана с широким применением ВИЭ. Эти предложения учитывались при подготовке ряда постановлений, законов и программ по применению, в первую очередь, гидроресурсов рек и ветрового энергопотенциала.

*Вариант 1* – присоединение ПС ВЭС по схеме 220-5АН (мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов). Присоединение планируется осуществить по двум одноцепным ВЛ 220 кВ суммарной протяженностью 10 км, включенной по схеме «заход-выход» к одноцепной ВЛ 220 кВ ПС 220 кВ Макинск – ПС 220 кВ Ельтай-т.

*Вариант 2* - присоединение ПС ВЭС по схеме 110-3Н (блок линия-трансформатор с выключателем). Присоединение предусматривается осуществить по одноцепной ВЛ 110 кВ протяженностью 43,5 км к ПС 220/110/10 кВ Макинск-220, на которой необходимо установить одну ячейку 110 кВ с элегазовым выключателем.

В рамках подключения ВЭС рассмотрены варианты строительства ПС с высшим напряжением 220 кВ(вариант-1) и 110 кВ (вариант-2), подключения ОРУ- 220(110) кВ к существующей сети, а также строительства новых воздушных ЛЭП варианты выбраны по условиям целесообразности и

уменьшения длины новых линий.

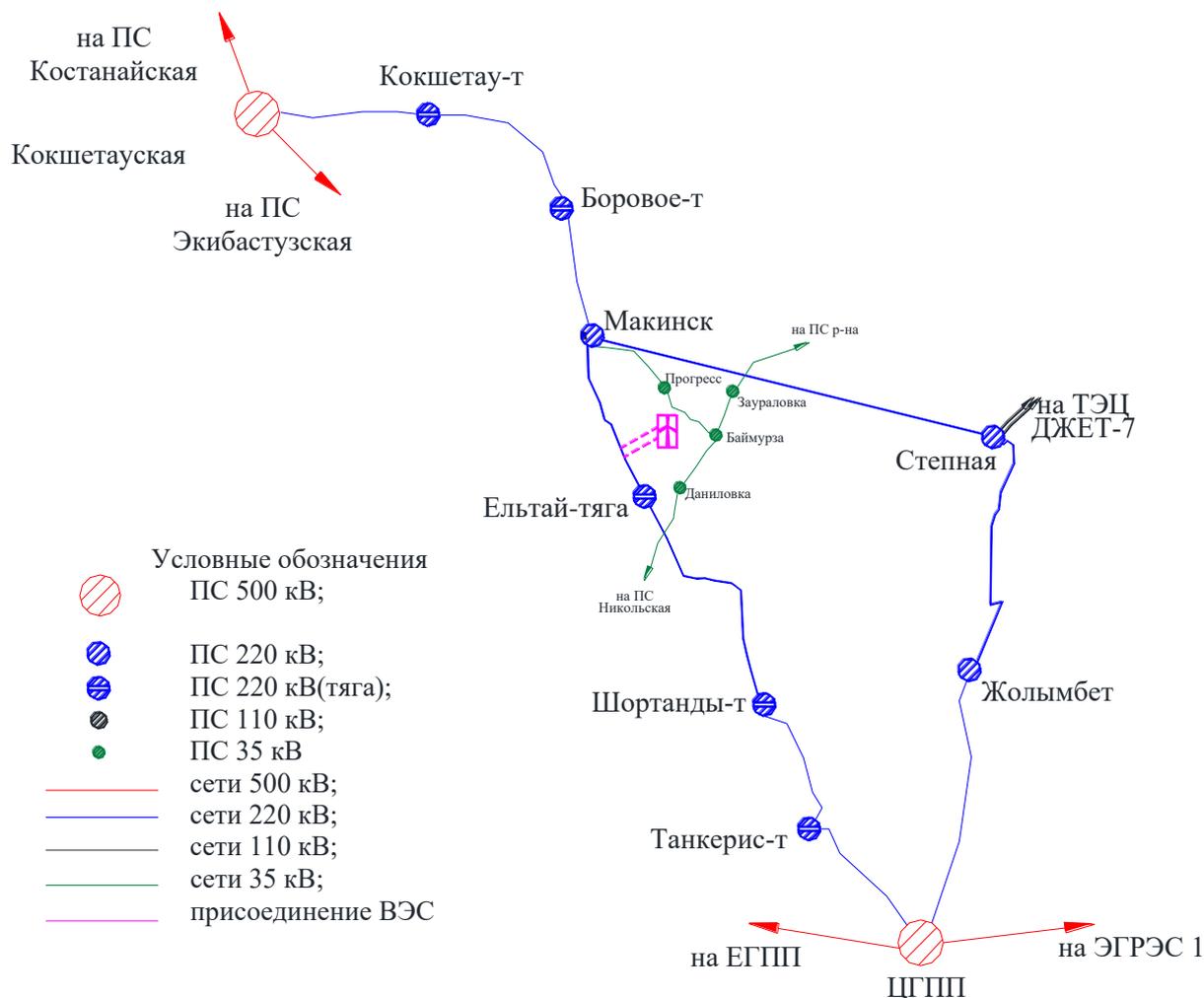


Рисунок 2.11 – Вариант 1 схемы подключения ВЭС 220/35 кВ к электрическим сетям 220 кВ

На рисунке 2.11 представлен вариант-1, схемы внешнего подключения ВЭС к электрическим сетям 220 кВ АО «KEGOC», включающей следующий объем строительства:

- 1) установка трансформатора 220/35 кВ мощностью 63 МВА;
- 2) строительство двух ВЛ 220 кВ протяженностью по 5 км, маркой провода АС-300;
- 3) сооружение распределительного устройства 220 кВ (РУ 220 кВ);
- 4) сооружение распределительного устройства 35 кВ (РУ 35 кВ);

В соответствии с типовыми проектными решениями (407-03-456.87), учитывая количество присоединений, принимаются следующие принципиальные схемы распределительных устройств:

- 1) 220 кВ – «мостик с выключателями в цепях трансформаторов и

ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» (схема № 220-5АН);

2) 35 кВ – «Одна рабочая система шин».

Распределительные устройства 220, 35 кВ предусматриваются открытыми. Предусматривается возможность перспективного расширения подстанции с установкой второго трансформатора.

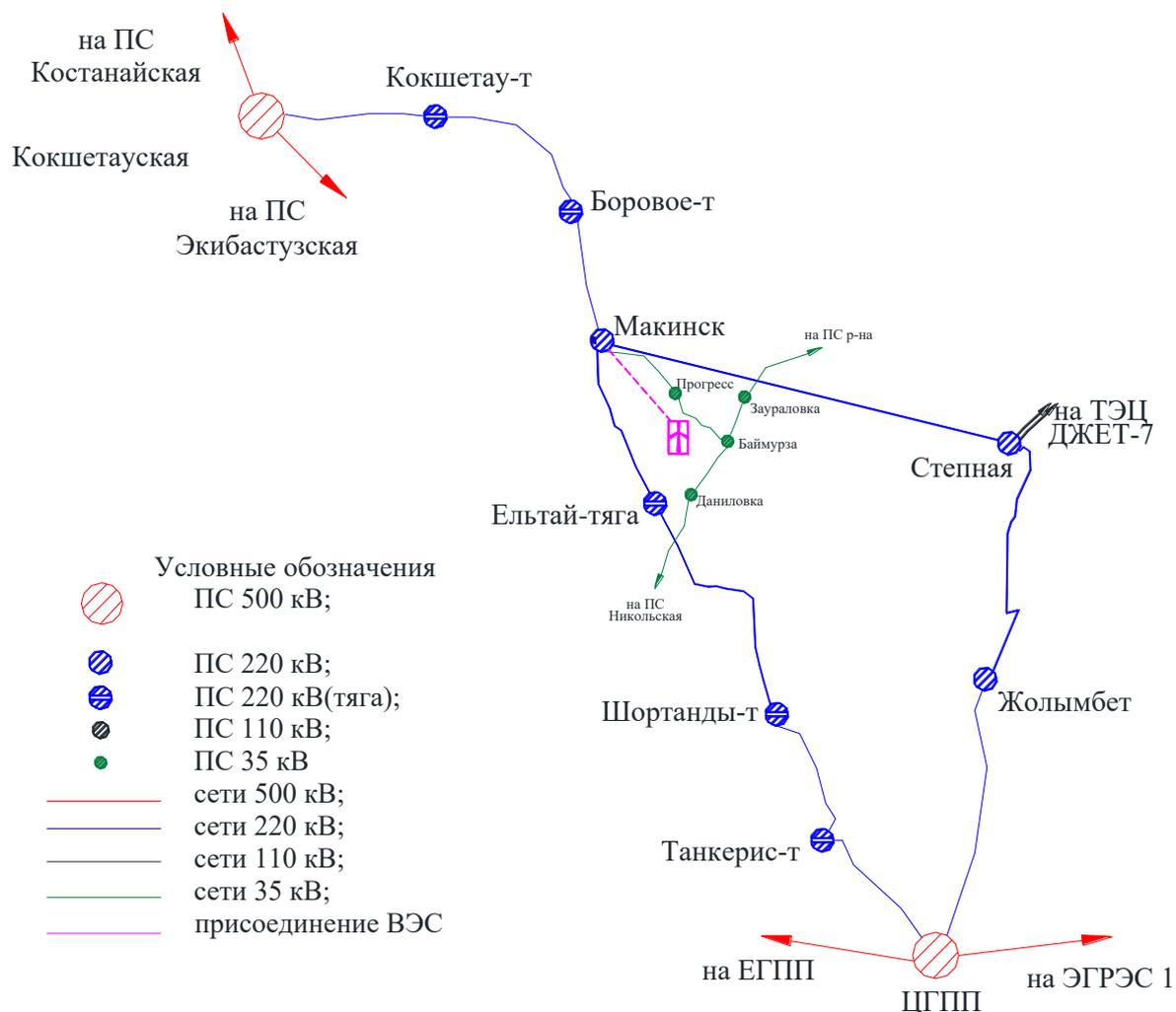


Рисунок 2.12 – Вариант 2 схемы подключения ВЭС 110/35 кВ к электрическим сетям 110 кВ

На рисунке 2.12 представлен вариант-2, схемы подключения ВЭС-110/35 кВ к ПС 220/110/10 кВ Макинск-220:

- 1) установка трансформатора 110/35 кВ мощностью 63 МВА;
- 2) строительство ВЛ 110 кВ протяженностью 43,5 км, маркой провода АС-240;
- 3) сооружение распределительного устройства 110 кВ (РУ 110 кВ);
- 4) сооружение распределительного устройства 35 кВ (РУ 35 кВ);

В соответствии с типовыми проектными решениями (407-03-456.87), учитывая количество присоединений, принимаются следующие принципиальные схемы распределительных устройств:

1) 110 кВ – «Блок (линия-трансформатор) с выключателем» (схема № 110-3Н);

2) 35 кВ – «Одна рабочая система шин».

На существующей ПС 220/110/10 кВ Макинск предусматривается расширение ОРУ 110 кВ на одну линейную ячейку с сохранением существующей схемы и в пределах существующей ограды.

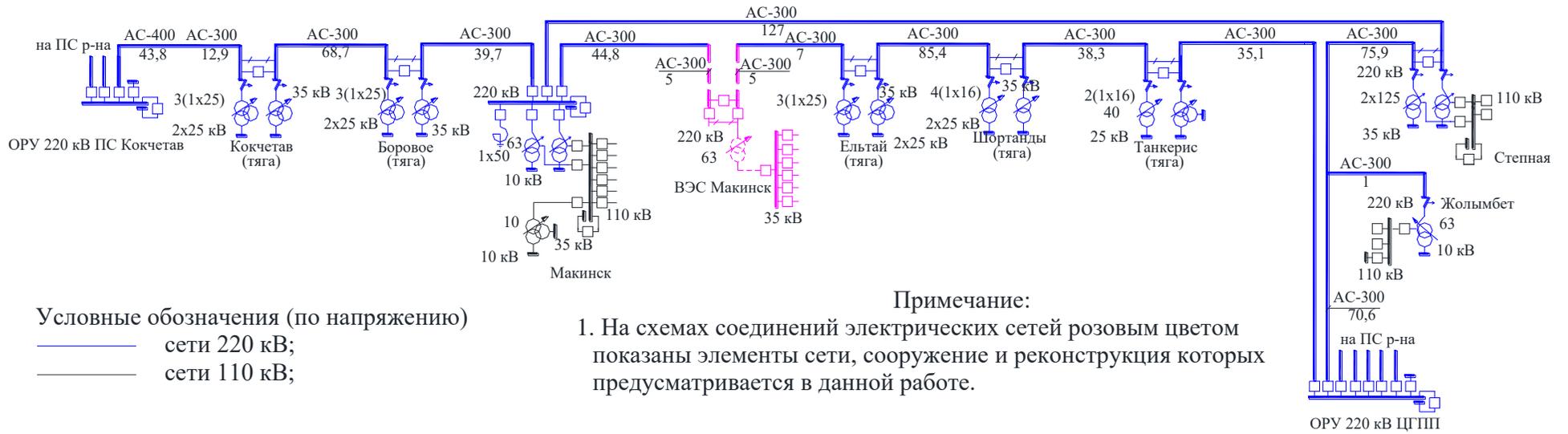


Рисунок 2.13 – Схема подключения ВЭС 220/35 кВ к электрическим сетям 220 кВ

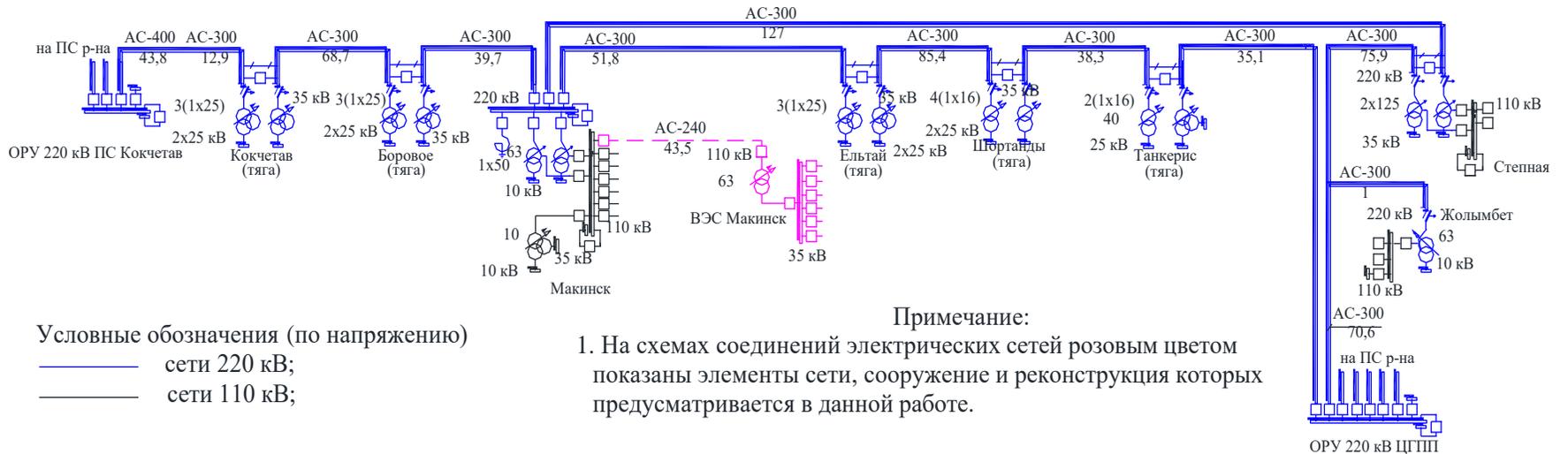


Рисунок 2.14 – Схема подключения ВЭС 110/35 кВ к электрическим сетям 110 кВ

ВЭС Макинск находится на расстоянии 43,5 км от ПС Макинск и на расстоянии 5 км от линии Макинск – Ельтай-т.

Для варианта - 1, при присоединении к существующей линии по схеме «заход-выход», выбирается сечение провода равное сечению линии к которой происходит подключение, то есть АС-300/48

Для варианта - 2

Передаваемая максимальная мощность  $S_{\max} = P_{\max} / \cos \varphi$ , где  $P_{\max} = 48 \text{ МВт}$  а  $\cos \varphi = 0,93$  для узла источника питания, отсюда  $S = 51,61 \text{ МВА}$ .

Ток, протекаемый по ЛЭП:

$$I_{\max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{51,61 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 271,2 \text{ А} \quad (2.5)$$

Расчетное сечение провода:

$$F_0 = \frac{I_{\max}}{j_{\text{эк}}} = \frac{271,2}{1,1} = 246,54 \text{ А} \quad (2.6)$$

где  $j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$  по ПУЭ для алюминиевых проводов при числе часов использования максимума 3000-5000 ч.

Из экономических соображений выбираем сечение провода - АС-240/32 - максимальное для ВЛ 110 кВ. Допустимый длительный ток провода АС-240/32 - 605 А, согласно ПУЭ и ГОСТ 839-80.

Для обоих вариантов, с учетом возможного будущего расширения ВЭС выбирается один трансформатор мощностью 63 МВА.

## 2.9 Техничко-экономическое сравнение вариантов.

Капитальные затраты по вариантам присоединения ВЭС к сетям АО «КЕГОС» определены по укрупненным показателям стоимости сооружения (реконструкции) подстанций и линий электропередачи определена по данным предоставленным АО КазНИПИИТЭС «Энергия».

Ниже в таблицах приведены объемы электросетевого строительства и ориентировочные капитальные вложения по вариантам выдачи мощности ВЭС Макинск.

Таблица 2.13 – Укрупненные стоимостные показатели электросетевого

строительства по 1 варианту выдачи мощности ВЭС Макинск

Наименование	Ед. стоимости, тыс.тенге	Кол-во	Всего стоимость (тыс.тенге)
<b>Линии электропередач 110 кВ</b>			
Одноцепная ВЛ 220 кВ с проводом АС-300, км	38 950	10	389 500
<b>Строительство ОРУ 220 кВ</b>			
ПС по схеме 220-5АН с трансформатором 220/35 кВ мощностью 63 МВА	3400000	1	3 400 000
<b>Итого</b>			<b>3 789 500</b>

Таблица 2.14 – Укрупненные стоимостные показатели электросетевого строительства по 2 варианту выдачи мощности ВЭС Макинск

Наименование	Ед. стоимости, тыс.тенге	Кол-во	Всего стоимость (тыс.тенге)
<b>Линии электропередач 110 кВ</b>			
Одноцепная ВЛ 110 кВ с проводом АС-240	22 420	43,5	975 270
<b>Строительство ОРУ 110 кВ</b>			
ПС по схеме 110-3Н с трансформатором 110/35 кВ мощностью 63 МВА	1 500 000	1	1 500 000
Ячейка с элегазовым выключателем 110 кВ на ПС Макинск (с учетом реконструкции +20%)	144 000	1	144 000
<b>Итого</b>			<b>2 619 270</b>

Как видно из приведенных таблиц стоимостные показатели по предлагаемым вариантам выдачи мощности ВЭС Макинск в большей степени определяются классом напряжением сети.

Первый вариант подключения ВЭС-220/35 кв к электрическим сетям 220 кВ.

Преимущества: минимальные капитальные затраты на сооружение линий электропередач, число присоединений позволяет использование не сложной

главной схемы ОРУ 220 кВ, защиты и управления ПС, позволяет установку дополнительного трансформатора без изменения схемы ОРУ ВН;

Недостатки: все недостатки присущие типовой схеме 110-5АН. В особенности при замыкании в цепи одной из ВЛ, будет отключена и ВЭС, а подключение к другой линии придется осуществлять через ремонтную перемычку.

Второй вариант подключения ВЭС-110/35 кВ к электрическим сетям 110 кВ.

Преимущества: минимальные капитальные затраты по сравнению с другими вариантами, простота схемы позволяет сократить расходы на РЗА и противоаварийную автоматику.

Недостатки: Отсутствие резервирования, большая протяженность ВЛ увеличивает вероятность аварии, также возникает необходимость расширения ПС Макинск.

Сравнительная таблица по капиталовложениям показана в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Сравнительная таблица по капиталовложениям

<b>Варианты</b>	<b>Полная стоимость (тыс.тг)</b>	<b>Примечание</b>
1 Схема 1 подключения ВЭС -220/35 кВ к электрическим сетям 220 кВ	3 789 500	Сравнительная стоимость с учетом РЗА и управления
2 Схема 2 подключения ВЭС -110/20/10 кВ к электрическим сетям 110 кВ	2 880 270	Сравнительная стоимость с учетом РЗА и управления

По капиталовложениям наиболее приемлемым является вариант 2 выдачи мощности ВЭС Макинск. Так как затраты по нему меньше на 1 170 млн. тенге или 30,8%, а вероятность недоотпуска электроэнергии по причине аварии гораздо меньше вероятности недоотпуска по причине отсутствия ветра. Подробное технико-экономическое обоснование приведено в разделе Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

### **Вывод по второй главе**

ВЭС Макинск мощностью 51 МВт, состоящая из 17 ветроустановок марки Enercon E-115/3, будет находиться в Буландинском районе Акмолинской области, в 2 км северо-восточнее пос. Жанаталап. Для осуществления проекта необходимо строительство повышающей трансформаторной подстанции ВЭС Макинск, оборудованной одним трансформаторами ТДН-63000/110/35 и одноцепной линией 110 кВ ВЭС Макинск - ПС Макинск длиной 43,5 км. В результате реализации проекта появится энергогенерирующий объект с ежегодным объемом выработки электроэнергии 190,144 млн кВт/ч. Проект позволит обеспечить электроэнергией дефицитный район, произвести значительную экономию средств за счет снижения потерь в распределительных сетях Акмолинского энергоузла.

### 3 Расчет режимов электрических сетей

#### 3.1 Расчет параметров схемы замещения

Для составления схемы замещения требуются удельные сопротивления проводов и кабелей рассчитываемой сети

Таблица 3.1 - Расчетные данные на 1 км

Марка	$r_0$ , Ом	$x_0$ , Ом	$b_0$ , См
АС-240/32	0,121	0,405	$2,83 \cdot 10^{-6}$
АС-300/48	0,097	0,429	$2,65 \cdot 10^{-6}$

Перед проведением расчетов по программе подготовим исходные данные по схеме, нагрузкам электрической сети в форме, понятной RastrWin3.

Активное сопротивление линий (Ом) определяется как:

$$R = \frac{r_0 \cdot L}{n} \quad (3.1)$$

где  $L$  – длина линии, км;

$r_0$  – удельное активное сопротивление, Ом/км;

$n$  – число цепей в одной линии.

Реактивное сопротивление линий (Ом) определяется как:

$$X = \frac{x_0 \cdot L}{n} \quad (3.2)$$

где  $x_0$  – удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

Реактивная проводимость (См) определяется как:

$$B = b_0 \cdot L \cdot n \quad (3.3)$$

где  $b_0$  – удельная реактивная проводимость, См/км.

По формуле (3.1), (3.2) и (3.3) рассчитаем активное, реактивное сопротивление и проводимости для данных участков ЛЭП. Весь расчет сведем в таблицу 3.2

Таблица 3.2 – Параметры проводов ВЛ данного участка

Ннач	Нкон	Участок линии	Длина, км	Марка провода	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1	2	Макинск-Кокчетав т	12,9	АС-300	1,251	5,534	34,121
			43,8	АС-400	3,285	18,396	118,304
				АС-300 +АС-400	4,536	23,930	152,424
2	3	Кокчетав т-Боровое т	68,7	АС-300	6,664	29,472	181,712
3	4	Боровое т-Макинск	39,7	АС-300	3,851	17,031	105,007
4	5	Макинск- Ельтай т	52,8	АС-300	5,122	22,651	139,656
5	6	Ельтай т-Шортанды т	85,4	АС-300	8,284	36,637	225,883
6	7	Шортанды т-Танкерис т	38,3	АС-300	3,715	16,431	101,304
7	10	Танкерис т-ЦГПП	35,1	АС-300	3,403	15,062	92,821
4	8	Макинск- Степная	127	АС-300	12,319	54,483	335,915
8	9	Степная-Жолымбет	76,9	АС-300	7,361	32,563	200,834
9	10	Жолымбет-ЦГПП	70,6	АС-300	6,481	30,293	186,721
43	100	Макинск СН-ВЭС Макинск	43,5	АС-240	5,221	17,623	139,715

Параметры всех трансформаторов взяты из [8] приведены в таблице 3.3.

На ВЭС Макинск, с учетом возможного расширения и по опыту сооружения подстанций на ВЭС Ерейментау и ВЭС Булар, к установке принимается один трансформатор ТДН -63000/110/35.

Таблица 3.3 – Сопротивления трансформаторов

N <sub>узн</sub>	Место расположения	Марка трансформатора	Rт Ом			Xт, Ом		
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
2	Кокчетав-т	3(1x25) ОРДТНЖ-25000/220	5,7	5,7	5,7	265	135	0
3	Боровое-т	3(1x25) ОРДТНЖ-25000/220	5,7	5,7	5,7	265	135	0
4	Макинск	2хАТДЦТН-63000/220/110/10	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6
5	Ельтай-т	3(1x25) ОРДТНЖ-25000/220	5,7	5,7	5,7	265	135	0
6	Шортанды-т	4(1x16) ОРДНЖ-16000/220	15	-	-	340	-	-
7	Танкерис-т	2(1x16) ОРДНЖ-16000/220, ТДТНЖ-40000/220	15	-	-	340	-	-
			3,9	3,9	3,9	165	0	125
8	Степная	2хАТДЦТН-125000/220/110/35	0,5	0,5	1	48,6	0	82,5
9	Жолымбет	АТДЦТН-63000/220/110/10	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6
100	ВЭС Макинск	ТДН -63000/110/35	0,8	-	-	22	-	-

Далее строим схему замещения существующей сети, которая показана на рисунке 3.1 и схему замещения сети по 2 варианту показанную на рисунке 3.2.

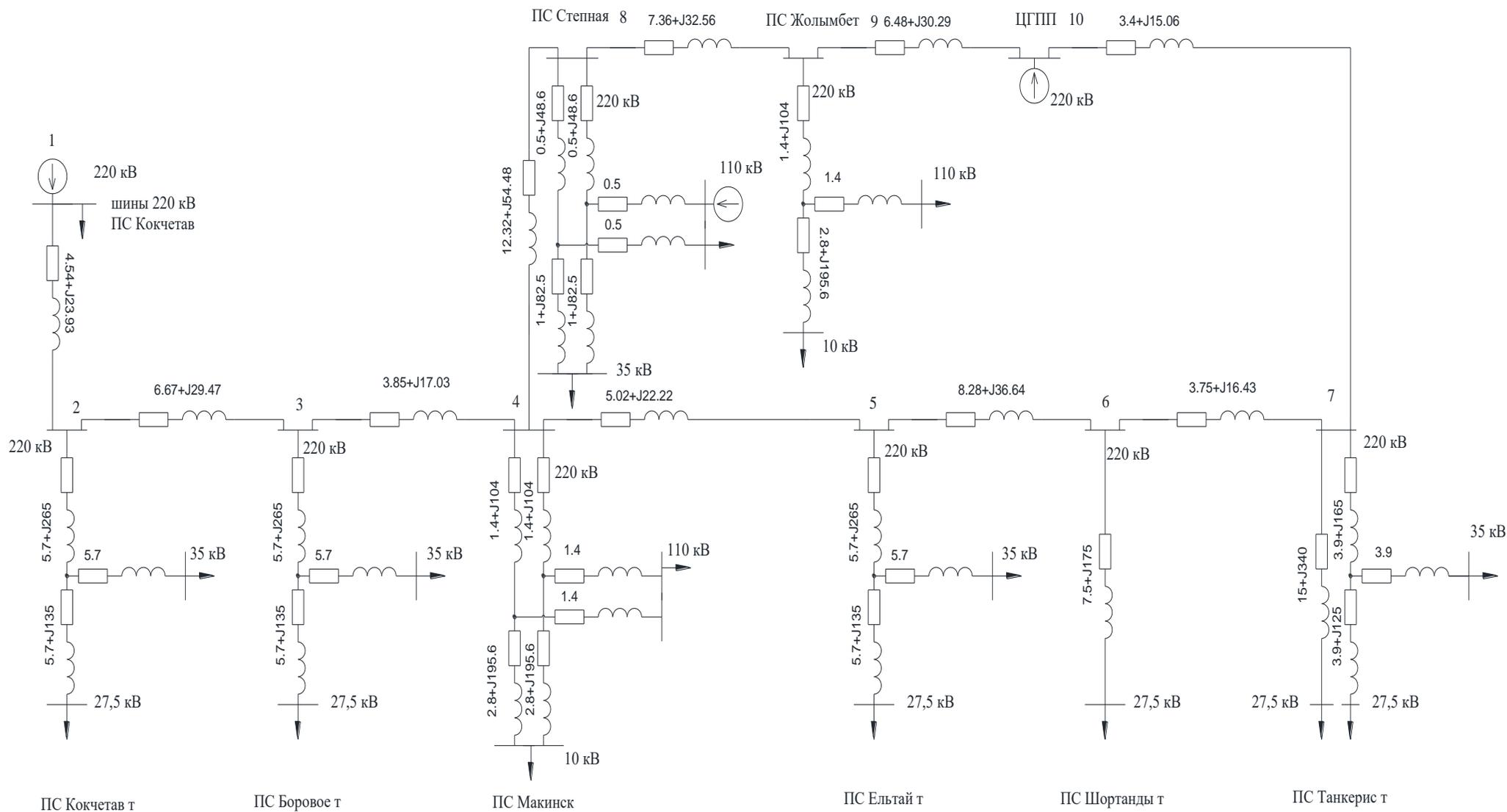


Рисунок 3.1 – Схема замещения существующей сети

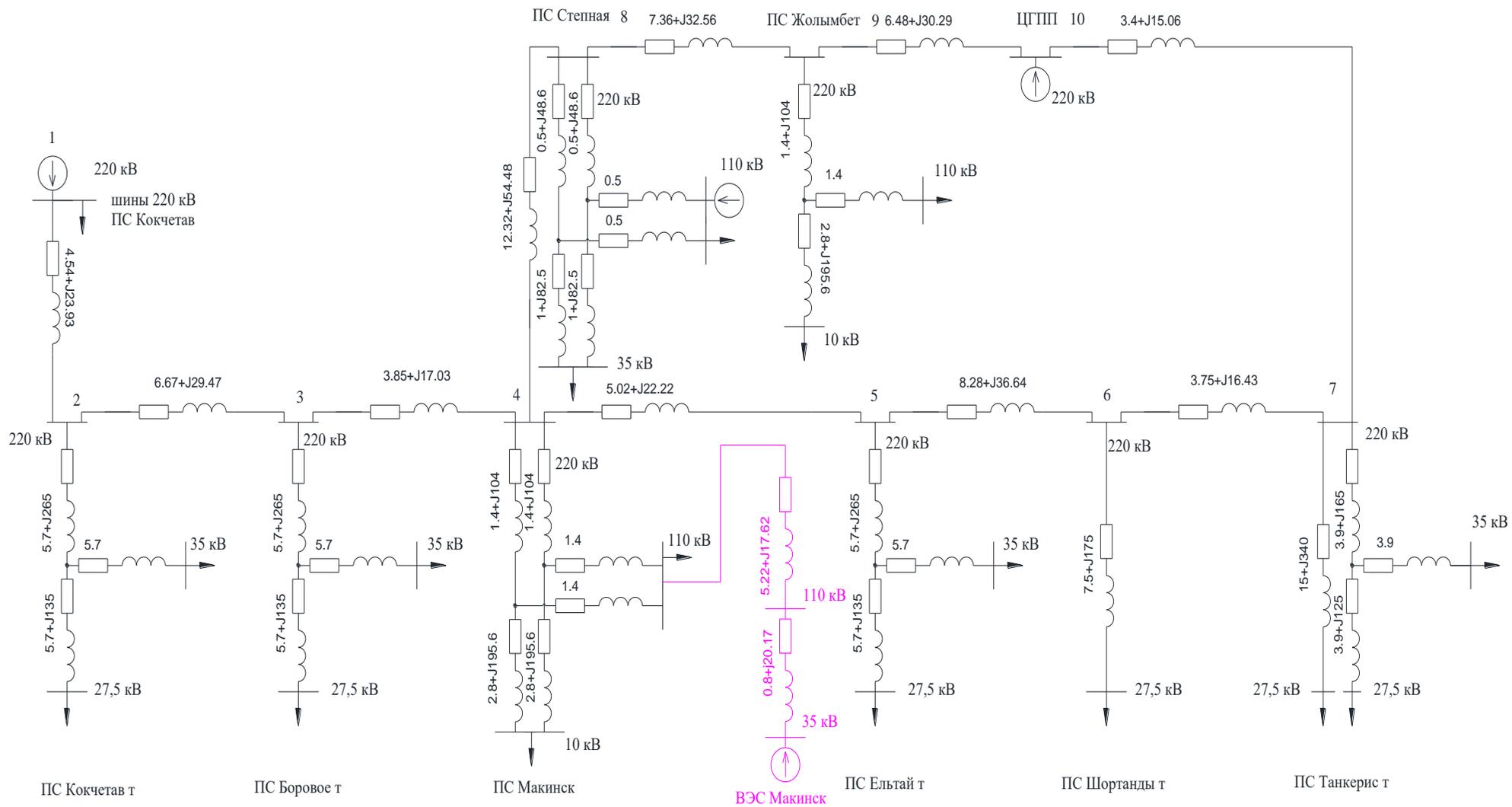


Рисунок 3.2 - Схема замещения сети по выбранному варианту

### 3.2 Расчет существующего режима сети

Расчеты потоков мощности и уровней напряжения выполнены по существующему режиму и рекомендуемому варианту 2 для электрических сетей 220-110 кВ рассматриваемого района, с целью проверки загрузки элементов сети, выбора и уточнения параметров элементов сети, разработки рекомендаций по режиму работы сети, а также, в случае необходимости, определения мероприятий, позволяющих обеспечить допустимые уровни напряжения и загрузки электрических сетей в нормальных и послеаварийных режимах.

Данные в программу RastrWin3 вносим по схемам замещения показанным на рисунках 3.1 и 3.2, и рассчитанных сопротивлений ВЛ и трансформаторов указанных в таблицах 3.2 и 3.3. Данные по существующим и перспективным нагрузкам берутся из таблицы 2.4.

При выполнении расчетов были приняты следующие исходные условия:

1. В качестве отчетного принят режим зимнего максимума на уровне 2017 г, в качестве расчетного режим зимнего максимума на уровне 2020 г. , перспективный зима 2030 г.;

2. Располагаемая мощность ТЭЦ «Джет-7» на 2017 г. составляет 157 МВт, на 2020 г. из-за реконструкции располагаемая мощность уменьшится до 122 МВт, на 2025 г. после реконструкции располагаемая мощность составит 157 МВт;

3. Мощность потребляемая железной дорогой принята одинаковой для летнего и зимнего режимов;

4. Расчеты производились при номинальных коэффициентах трансформации.

5. Коэффициент технической готовности ВЭУ для компании ENERCON принят равным 98% рабочая мощность ВЭУ равна 50 МВт.

Так как RastrWin3 считает мгновенные потери электроэнергии, то для расчета годовых потерь электроэнергии мгновенные потери мощности необходимо умножить на число зимних(летних) суток и на 24(число часов в сутках). Формулы для расчета потерь энергии за летний и зимний сезоны, а также для расчета годовых потерь энергии представлены ниже.

$$\Delta W_{\text{зима}} = \Delta P_{\text{зима}} \cdot T_{\text{зима}} \cdot 24, \quad (3.4)$$

$$\Delta W_{\text{лето}} = \Delta P_{\text{лето}} \cdot T_{\text{лето}} \cdot 24, \quad (3.5)$$

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta W_{\text{зима}} + \Delta W_{\text{лето}}, \quad (3.6)$$

Относительные потери энергии из расчета потребления активной мощности:

$$\Delta W_{\text{отн}} = \frac{\Delta W_{\text{год}}}{W_{\text{потр}}}. \quad (3.7)$$

Расчет существующего максимального (зимнего) режима на 2017г. представлен на рисунках 3.3-3.5 и 3.9. Потокораспределение мощностей показано на рисунке 3.11.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	шины 220 кВ, ПС Ко...	220,0		1	17,4	9,3	24,2	-7,6	230,0	-1 000,0	1 000,0		230,00	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Кокчетав т	220,0		1									231,21	-0,24
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	Боровое т	220,0		1									231,55	-0,47
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	Макинск	220,0		1									231,75	-0,37
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Ельтай т	220,0		1									231,49	-0,44
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	Шортанды т	220,0		1									230,20	-0,20
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Танкерис т	220,0		1									230,13	0,06
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Степная	220,0		1									231,76	1,12
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	41	Макинск у1	220,0		1									230,27	-1,24
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	Макинск у2	220,0		1									230,27	-1,24
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	Макинск СН1	110,0		1	5,5	2,2							115,12	-1,23
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	Макинск СН2	110,0		1	5,5	2,2							115,12	-1,23
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	45	Макинск НН1	10,0		1	2,3	0,9							10,33	-1,72
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	46	Макинск НН 2	10,0		1	2,3	0,9							10,33	-1,72
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Жолымбет	220,0		1									230,92	0,41
16	<input type="checkbox"/>		Ген	10	ЦТПП	220,0		1			19,9	-20,8	230,0	-1 000,0	1 000,0		230,00	0,43
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Кокчетав т у	220,0		1									230,96	-0,38
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Кокчетав т СН	35,0		1	0,5	0,2							36,74	-0,38
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Кокчетав т НН	27,5		1									28,87	-0,38
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	Боровое т у	220,0		1									225,73	-3,90
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	Боровое т СН	35,0		1	4,7	2,0							35,87	-3,89
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	Боровое т НН	27,5		1	7,2	2,2							28,02	-4,99
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	51	Ельтай т у	220,0		1									228,53	-2,49
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	52	Ельтай т СН	35		1	2,2	0,7							36,42	-4,47
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	53	Ельтай т НН	28		1	5,0	1,5							28,51	-5,21
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	61	Шортанды т НН	28		1	9,6	3,0							28,56	-4,26
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	71	Танкерис т у	220		1									229,42	-3,12
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	72	Танкерис т СН	35		1	2,2	0,7							36,49	-3,12
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	73	Танкерис т НН1	28		1	2,5	0,8							28,62	-3,46
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	74	Танкерис т НН2	28		1	2,5	0,8							28,65	-3,20
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	81	Степная у1	220		1									229,93	-1,14
32	<input type="checkbox"/>		Ген	83	Степная СН	110		1	94,5	37,9	157,0	40,2	115,0	10,0	75,0		115,00	-1,14
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	85	Степная НН	35		1	40,5	16,3							36,08	-2,97
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	82	Степная у2	220		1									229,93	-1,14
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	91	Жолымбет у	220		1									228,71	-4,40
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	92	Жолымбет СН	110		1	13,6	2,2							114,31	-4,39
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	93	Жолымбет НН	10		1	5,8	1,7							10,32	-5,64

Рисунок 3.3- Расчетные данные максимального режима работы узлов существующей сети на 2017 г.

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Кт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			шины 220 кВ, ПС Кокчетав...	4,54	23,93	-152,4				-7	17		46
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	3			Кокчетав т - Боровое т	6,67	29,47	-181,7				-6	9		27
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	4			Боровое т - Макинск	3,85	17,03	-105,0				6	4		18
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	8			Макинск - Степная	12,32	54,48	-335,9				24	3		70
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	6			Ельтай т - Шортанды т	8,28	36,64	-225,9				4	-3		39
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	7			Шортанды т - Танкерис т	3,75	16,43	-101,3				14	-1		38
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	42	44			Макинск у2 - Макинск СН2	1,40			0,500			-5	-2		15
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	42	46			Макинск у2 - Макинск НН 2	2,80	195,60		0,045			-2	-1		6
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	41	45			Макинск у1 - Макинск НН1	2,80	195,60		0,045			-2	-1		6
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	41	43			Макинск у1 - Макинск СН1	1,40			0,500			-5	-2		15
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	42			Макинск - Макинск у2	1,40	104,00		1,000			-8	-3		21
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	41			Макинск - Макинск у1	1,40	104,00		1,000			-8	-3		21
13	<input type="checkbox"/>		Выкл	43	44			Макинск СН1 - Макинск ...							0	0		0
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	5			Макинск - Ельтай т	5,02	22,22	-137,0				-3	2		16
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	9			Степная - Жолымбет	7,36	32,56	-200,8				-21	4		54
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	10			Жолымбет - ЦТПП	6,48	30,29	-186,7				-1	-2		30
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	10			Танкерис т - ЦТПП	3,40	15,06	-92,8				21	-4		57
18	<input type="checkbox"/>		Выкл	45	46			Макинск НН1 - Макинск ...							0	0		1
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	21			Кокчетав т - Кокчетав т у	5,70	265,00		1,000			0	0		1
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	22			Кокчетав т у - Кокчетав...	5,70			0,159			-1	0		1
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	23			Кокчетав т у - Кокчетав...	5,70	135,00		0,125			0	0		0
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	31			Боровое т - Боровое т у	5,70	265,00		1,000			-12	-5		32
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	32			Боровое т у - Боровое т СН	5,70			0,159			-5	-2		13
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	33			Боровое т у - Боровое т НН	5,70	135,00		0,125			-7	-2		19
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	51			Ельтай т - Ельтай т у	5,70	265,00		1,000			-7	-3		19
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р	51	52			Ельтай т у - Ельтай т СН	5,70			0,159			-2	-1		6
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	51	53			Ельтай т у - Ельтай т НН	5,70	135,00		0,125			-5	-2		13
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	61			Шортанды т - Шортанд...	7,50	175,00		0,125			-10	-14		42
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	71			Танкерис т - Танкерис т у	3,90	165,00		1,000			-5	-2		12
30	<input type="checkbox"/>		Тр-р	71	72			Танкерис т у - Танкерис ...	3,90			0,159			-2	-1		6
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	71	73			Танкерис т у - Танкерис ...	3,90	125,00		0,125			-3	-1		7
32	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	74			Танкерис т - Танкерис т...	15,00	340,00		0,125			-3	-1		7
33	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	81			Степная - Степная у1	0,50	48,60		1,000			22	-9		61
34	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	82			Степная - Степная у2	0,50	48,60		1,000			22	-9		61
35	<input type="checkbox"/>		Тр-р	81	83			Степная у1 - Степная СН	0,50			0,500			43	0		107
36	<input type="checkbox"/>		Тр-р	82	83			Степная у2 - Степная СН	0,50			0,500			43	0		107
37	<input type="checkbox"/>		Тр-р	81	85			Степная у1 - Степная НН	1,00	82,50		0,159			-20	-9		56
38	<input type="checkbox"/>		Тр-р	82	85			Степная у2 - Степная НН	1,00	82,50		0,159			-20	-9		56
39	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	91			Жолымбет - Жолымбет у	1,40	104,00		1,000			-19	-5		50
40	<input type="checkbox"/>		Тр-р	91	92			Жолымбет у - Жолымбет...	1,40			0,500			-14	-2		35
41	<input type="checkbox"/>		Тр-р	91	93			Жолымбет у - Жолымбет...	2,80	195,60		0,045			-6	-2		15

Рисунок 3.4 – Расчетные данные максимального режима работы ветвей существующей сети на 2017 г.

U Напряжения						
S	Номер	Название	U_ном	V	dV	

Рисунок 3.5 – Отклонения напряжения максимального режима существующей сети на 2017 г.

Расчет существующего минимального (летнего) режима на 2017г. представлен на рисунках 3.6-3.8 и 3.10. Потокораспределение мощностей показано на рисунке 3.12.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	шины 220 кВ, ПС Ко...	220,0		1	12,2	6,5	68,8	-12,4	230,0	-1 000,0	1 000,0		230,00	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Кокчетав т	220,0		1									230,52	-1,54
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	Боровое т	220,0		1									229,99	-3,37
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	Макинск	220,0		1									229,71	-4,23
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Ельтай т	220,0		1									229,98	-4,65
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	Шортанды т	220,0		1									229,51	-5,01
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Танкерис т	220,0		1									229,82	-5,03
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Степная	220,0		1									226,32	-5,16
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	41	Макинск у1	220,0		1									228,69	-4,84
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	Макинск у2	220,0		1									228,69	-4,84
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	Макинск СН1	110,0		1	3,8	1,5							114,33	-4,83
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	Макинск СН2	110,0		1	3,8	1,5							114,33	-4,83
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	45	Макинск НН1	10,0		1	1,6	0,6							10,27	-5,18
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	46	Макинск НН 2	10,0		1	1,6	0,6							10,27	-5,18
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Жо́лымбет	220,0		1									228,50	-5,30
16	<input type="checkbox"/>		Ген	10	ЦПП	220,0		1			19,9	2,5	230,0	-1 000,0	1 000,0		230,00	-4,92
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Кокчетав т у	220,0		1									230,35	-1,64
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Кокчетав т СН	35,0		1	0,4	0,1							36,64	-1,63
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Кокчетав т НН	27,5		1									28,79	-1,64
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	Боровое т у	220,0		1									224,99	-6,42
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	Боровое т СН	35,0		1	3,3	1,4							35,76	-6,41
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	Боровое т НН	27,5		1	7,2	2,2							27,93	-7,51
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	51	Ельтай т у	220,0		1									227,29	-6,53
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	52	Ельтай т СН	35,0		1	1,5	0,5							36,43	-3,71
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	53	Ельтай т НН	27,5		1	5,0	1,5							28,51	-4,45
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	61	Шортанды т НН	27,5		1	9,6	12,7							27,48	-3,61
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	71	Танкерис т у	220,0		1									229,19	-2,36
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	72	Танкерис т СН	35,0		1	1,5	0,5							36,46	-2,36
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	73	Танкерис т НН1	27,5		1	2,5	0,8							28,59	-2,70
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	74	Танкерис т НН2	27,5		1	2,5	0,8							28,60	-2,55
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	81	Степная у1	220,0		1									229,95	-0,87
32	<input type="checkbox"/>		Ген	83	Степная СН	110,0		1	66,2	26,5	110,0	22,9	115,0		50,0		115,00	-0,86
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	85	Степная НН	35,0		1	28,4	11,4							36,24	-2,14
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	82	Степная у2	220,0		1									229,95	-0,87
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	91	Жо́лымбет у	220,0		1									229,64	-3,10
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	92	Жо́лымбет СН	110,0		1	9,5	1,5							114,79	-3,09
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	93	Жо́лымбет НН	10,5		1	4,1	1,2							10,39	-3,96

Рисунок 3.6 – Расчетные данные минимального режима работы узлов существующей сети на 2017 г.

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/р	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			шины 220 кВ, ПС Кокчет...	4,54	23,93	-152,4				-57	19		150
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	3			Кокчетав т - Боровое т	6,67	29,47	-181,7				-56	12		143
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	4			Боровое т - Макинск	3,85	17,03	-105,0				-45	9		115
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	8			Макинск - Степная	12,32	54,48	-335,9				-18	-2		66
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	6			Ельтай т - Шортанды т	8,28	36,64	-225,9				-9	5		29
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	7			Шортанды т - Танкерис т	3,75	16,43	-101,3				0	7		17
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	42	44			Макинск у2 - Макинск СН2	1,40			0,500			-4	-2		10
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	42	46			Макинск у2 - Макинск НН 2	2,80	195,60		0,045			-2	-1		4
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	41	45			Макинск у1 - Макинск НН1	2,80	195,60		0,045			-2	-1		4
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	41	43			Макинск у1 - Макинск СН1	1,40			0,500			-4	-2		10
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	42			Макинск - Макинск у2	1,40	104,00		1,000			-5	-2		15
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	41			Макинск - Макинск у1	1,40	104,00		1,000			-5	-2		15
13	<input type="checkbox"/>		Выкл	43	44			Макинск СН1 - Макинск ...							0	0		0
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	5			Макинск - Ельтай т	5,02	22,22	-137,0				-16	10		47
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	9			Степная - Жолымбет	7,36	32,56	-200,8				0	20		52
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	10			Жолымбет - ЦТПП	6,48	30,29	-186,7				13	13		47
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	10			Танкерис т - ЦТПП	3,40	15,06	-92,8				7	4		19
18	<input type="checkbox"/>		Выкл	45	46			Макинск НН1 - Макинск ...							0	0		2
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	21			Кокчетав т - Кокчетав т у	5,70	265,00		1,000			0	0		1
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	22			Кокчетав т у - Кокчетав...	5,70			0,159			0	0		1
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	23			Кокчетав т у - Кокчетав...	5,70	135,00		0,125			0	0		0
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	31			Боровое т - Боровое т у	5,70	265,00		1,000			-10	-4		29
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	32			Боровое т у - Боровое т СН	5,70			0,159			-3	-1		9
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	33			Боровое т у - Боровое т НН	5,70	135,00		0,125			-7	-2		19
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	51			Ельтай т - Ельтай т у	5,70	265,00		1,000			-7	-2		17
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р	51	52			Ельтай т у - Ельтай т СН	5,70			0,159			-2	0		4
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	51	53			Ельтай т у - Ельтай т НН	5,70	135,00		0,125			-5	-2		13
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	61			Шортанды т - Шортанд...	7,50	175,00		0,125			-10	-14		42
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	71			Танкерис т - Танкерис т у	3,90	165,00		1,000			-4	-1		11
30	<input type="checkbox"/>		Тр-р	71	72			Танкерис т у - Танкерис ...	3,90			0,159			-2	0		4
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	71	73			Танкерис т у - Танкерис ...	3,90	125,00		0,125			-3	-1		7
32	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	74			Танкерис т - Танкерис т...	15,00	340,00		0,125			-3	-1		7
33	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	81			Степная - Степная у1	0,50	48,60		1,000			-9	-20		54
34	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	82			Степная - Степная у2	0,50	48,60		1,000			-9	-20		54
35	<input type="checkbox"/>		Тр-р	81	83			Степная у1 - Степная СН	0,50			0,500			5	-13		37
36	<input type="checkbox"/>		Тр-р	82	83			Степная у2 - Степная СН	0,50			0,500			5	-13		37
37	<input type="checkbox"/>		Тр-р	81	85			Степная у1 - Степная НН	1,00	82,50		0,159			-14	-6		40
38	<input type="checkbox"/>		Тр-р	82	85			Степная у2 - Степная НН	1,00	82,50		0,159			-14	-6		40
39	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	91			Жолымбет - Жолымбет у	1,40	104,00		1,000			-13	-3		35
40	<input type="checkbox"/>		Тр-р	91	92			Жолымбет у - Жолымбет...	1,40			0,500			-10	-2		25
41	<input type="checkbox"/>		Тр-р	91	93			Жолымбет у - Жолымбет...	2,80	195,60		0,045			-4	-1		11

Рисунок 3.7 – Расчетные данные минимального режима работы ветвей существующей сети на 2017 г.

U Напряжения						
S	Номер	Название	U_ном	V	dV	
<input type="checkbox"/>						

Рисунок 3.8 – Отклонения напряжения минимального режима существующей сети на 2017 г.

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП
1	220	0,47	0,30	0,17	0,00			-84,26	1,33	6,24	-91,84

Рисунок 3.9 – Потери энергии максимального режима существующей сети на 2017 г.

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП
1	220	0,34	0,24	0,11	0,00			-87,15	1,11	3,70	-91,96

Рисунок 3.10 – Потери энергии минимального режима существующей сети на 2017 г.

Проведя анализ расчетов существующего максимального и минимального режима можно сделать следующие выводы:

– напряжения в узловых точках рассмотренной сети находятся в пределах допустимых значений +15% (253 кВ) по норме работы изоляции для сетей 35-220 кВ ;

– потери энергии в линиях в максимальном режиме составляют 0,3 МВт, а потери в трансформаторах 0,17 МВт; и 0,24 МВт, 0,11 МВт в минимальном режиме соответственно

Суммарные потери энергии за зиму определяются по формуле 3.4 из расчета в 200 суток:

$$\Delta W_{\text{зима}} = 0,47 \cdot 200 \cdot 24 = 2256 \text{ МВт} \cdot \text{ч} .$$

Суммарные потери энергии за лето определяются по формуле 3.5 из расчета в 165 суток:

$$\Delta W_{\text{лето}} = 0,34 \cdot 165 \cdot 24 = 1346,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч} .$$

Суммарные годовые потери энергии определяются по формуле 3.6:

$$\Delta W_{\text{год}} = 2256 + 1346,4 = 3602,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч} .$$

Относительные потери энергии из расчета потребления активной мощности по формуле 5.7:

$$\Delta W_{\text{отн}} = \frac{3602,4}{(112,202 \cdot 200 + 87,16 \cdot 165) \cdot 24} = 0,4\%$$

Низкие потери энергии (относительные потери по Акмолинской РЭК 3,96%, по Казахстану 14,6%) объясняются тем, что линия 220 кВ ПС Кокчетав – ПС Макинск – ЦГПП является резервной для питания Астаны, в случае отключения ВЛ 500 кВ ПС ЭГРЭС1- ЦГПП, и строилась с большим резервом пропускной способности.

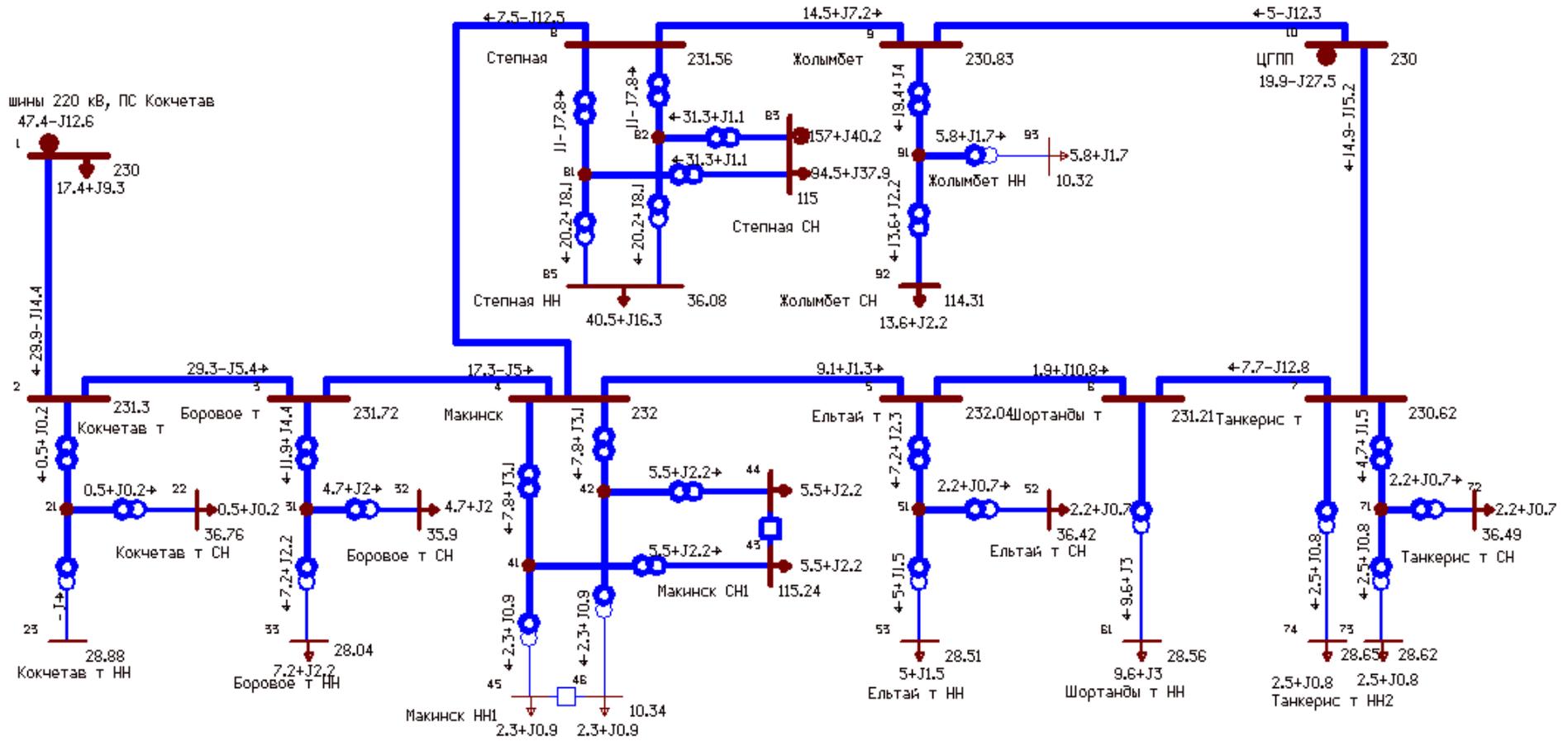


Рисунок 3.11 – Потокораспределение мощностей максимального режима существующей сети на 2017 г.

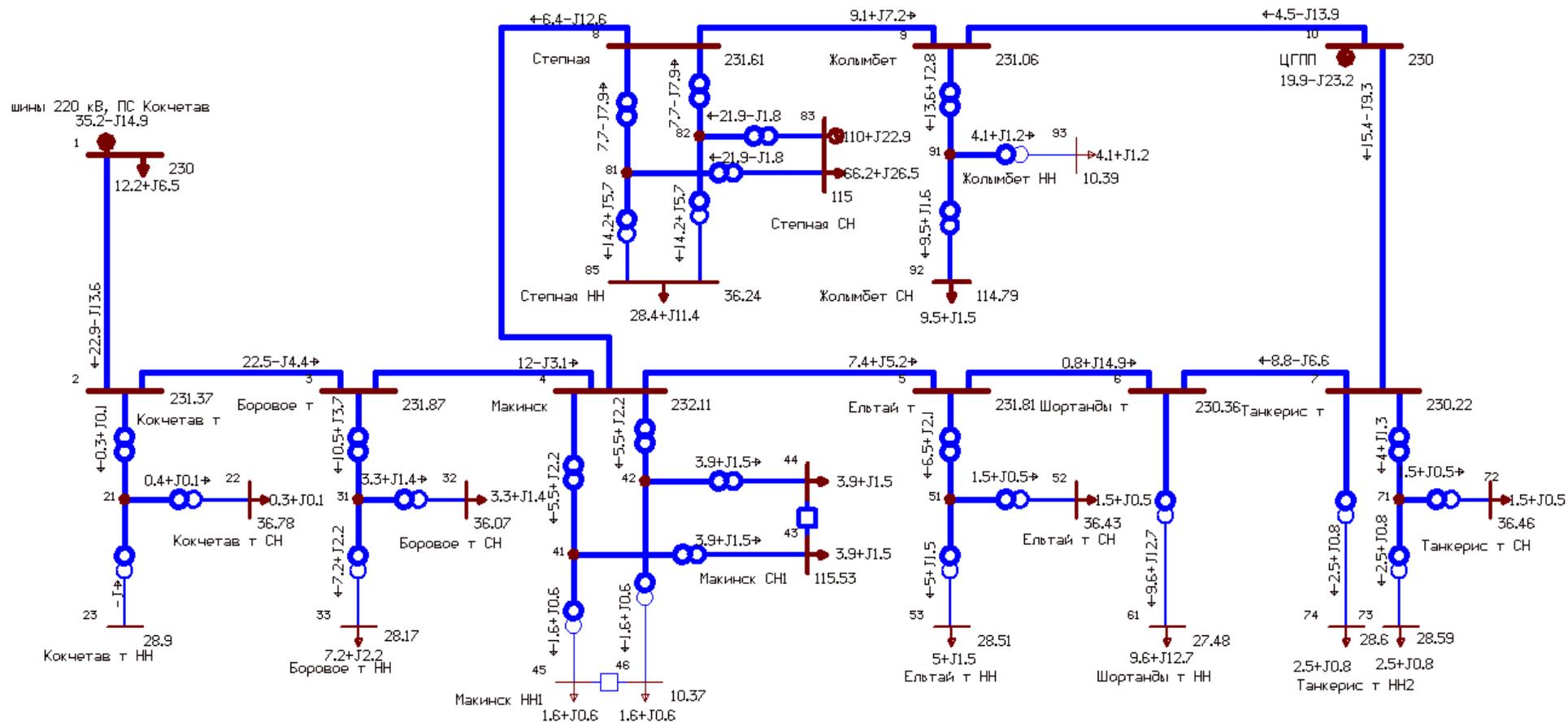


Рисунок 3.12 – Потокораспределение мощностей минимального режима существующей сети на 2017 г.

### 3.3 Расчет режима сети до и после подключения ВЭС на 2020 г.

Данные в программу RastrWin3 вносим по схеме замещения показанной на рисунке 3.2, и рассчитанных сопротивлений ВЛ и трансформаторов указанных в таблицах 3.2 и 3.3. Данные по существующим и перспективным нагрузкам берутся из таблицы 2.4

Расчет максимального (зимнего) режима на 2020 г. после включения ВЭС представлен на рисунках 3.13-3.15 и 3.19. Потокораспределение мощностей показано на рисунке 3.23.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	шины 220 кВ, ПС Ко...	220		1	18,44	9,86	51,1	2,3	230,0	-1 000,0	1 000,0		230,00	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Кокчетав т	220		1									229,75	-0,87
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	Боровое т	220		1									228,27	-1,87
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	Макинск	220		1									227,51	-2,20
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Ельтай т	220		1									228,58	-2,80
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	Шортанды т	220		1									229,57	-3,40
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Танкерис т	220		1									229,82	-3,47
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Степная	220		1						30,0			222,68	-3,91
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	41	Макинск у1	220		1									222,58	-0,30
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	Макинск у2	220		1									222,59	-0,30
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	Макинск СН1	110		1	5,85	2,35							111,35	-0,28
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	Макинск СН2	110		1	5,85	2,35							111,35	-0,29
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	45	Макинск НН1	10		1	2,44	0,96							9,98	-0,85
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	46	Макинск НН 2	10		1	2,44	0,96							9,98	-0,85
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Жолымбет	220		1									226,49	-4,02
16	<input type="checkbox"/>		Ген	10	ЦГПП	220		1			28,4	16,0	230,0	-1 000,0	1 000,0		230,00	-3,39
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Кокчетав т у	220		1									229,51	-1,01
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Кокчетав т СН	35		1	0,50	0,20							36,51	-1,01
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Кокчетав т НН	28		1									28,69	-1,01
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	Боровое т у	220		1									221,93	-5,62
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	Боровое т СН	35		1	4,98	2,12							35,27	-5,61
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	Боровое т НН	28		1	7,63	2,33							27,53	-6,81
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	51	Ельтай т у	220		1									225,37	-5,03
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	52	Ельтай т СН	35		1	2,33	0,74							35,83	-5,03
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	53	Ельтай т НН	28		1	5,30	1,59							28,03	-5,83
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	61	Шортанды т НН	28		1	10,18	3,18							28,33	-5,33
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	71	Танкерис т у	220		1									228,55	-4,35
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	72	Танкерис т СН	35		1	2,33	0,74							36,35	-4,35
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	73	Танкерис т НН1	28		1	2,65	0,85							28,50	-4,72
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	74	Танкерис т НН2	28		1	2,65	0,85							28,54	-4,44
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	81	Степная у1	220		1									217,08	-4,85
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	83	Степная СН	110		1	100,17	40,17	110,0		10,0	50,0		108,55	-4,84	
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	85	Степная НН	35		1	42,93	17,28							33,96	-7,03
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	82	Степная у2	220		1									217,08	-4,85
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	91	Жолымбет у	220		1									224,17	-6,43
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	92	Жолымбет СН	110		1	14,42	2,33							112,04	-6,43
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	100	ВЭС	110		1									111,56	4,05
38	<input type="checkbox"/>		Ген	101	ВЭС НН	35		1			50,0	-5,0	35,0	-15,0	15,0		35,00	8,79
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	102	БСК	35		1					35,0	0,1	-17,5	-11 806,0	35,00	8,79
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	93	Жолымбет НН	10		1	6,15	1,80							10,01	-7,81

Рисунок 3.13 – Расчетные данные максимального режима работы узлов сети на 2020 г. после подключения ВЭС

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			шины 220 кВ, ПС Кокчет...	4,54	23,93	-152,4				-33	8		84
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	3			Кокчетав т - Боровое т	6,67	29,47	-181,7				-32	0		84
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	4			Боровое т - Макинск	3,85	17,03	-105,0				-19	-3		53
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	8			Макинск - Степная	12,32	54,48	-335,9				-31	-5		96
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	6			Ельтай т - Шортанды т	8,28	36,64	-225,9				-13	15		50
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	7			Шортанды т - Танкерис т	3,75	16,43	-101,3				-3	7		19
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	42	44			Макинск у2 - Макинск СН2	1,40			0,500			18	-9		54
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	42	46			Макинск у2 - Макинск НН2	2,80	195,60		0,045			-2	-1		7
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	41	45			Макинск у1 - Макинск НН1	2,80	195,60		0,045			-2	-1		7
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	41	43			Макинск у1 - Макинск СН1	1,40			0,500			19	-10		54
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	42			Макинск - Макинск у2	1,40	104,00		1,000			16	-11		50
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	41			Макинск - Макинск у1	1,40	104,00		1,000			16	-11		50
13	<input type="checkbox"/>		Выкл	43	44			Макинск СН1 - Макинск ...							-24	7		131
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	5			Макинск - Ельтай т	5,02	22,22	-137,0				-21	19		71
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	9			Степная - Жолымбет	7,36	32,56	-200,8				3	30		79
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	10			Жолымбет - ЦТПП	6,48	30,29	-186,7				23	26		89
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	10			Танкерис т - ЦТПП	3,40	15,06	-92,8				5	4		16
18	<input type="checkbox"/>		Выкл	45	46			Макинск НН1 - Макинск ...							0	0		1
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	21			Кокчетав т - Кокчетав т у	5,70	265,00		1,000			-1	0		1
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	22			Кокчетав т у - Кокчетав...	5,70			0,159			-1	0		1
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	23			Кокчетав т у - Кокчетав...	5,70	135,00		0,125			0	0		0
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	31			Боровое т - Боровое т у	5,70	265,00		1,000			-13	-6		35
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	32			Боровое т у - Боровое т СН	5,70			0,159			-5	-2		14
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	33			Боровое т у - Боровое т НН	5,70	135,00		0,125			-8	-3		21
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	51			Ельтай т - Ельтай т у	5,70	265,00		1,000			-8	-3		21
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р	51	52			Ельтай т у - Ельтай т СН	5,70			0,159			-2	-1		6
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	51	53			Ельтай т у - Ельтай т НН	5,70	135,00		0,125			-5	-2		14
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	61			Шортанды т - Шортанд...	7,50	175,00		0,125			-10	-4		27
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	71			Танкерис т - Танкерис т у	3,90	165,00		1,000			-5	-2		13
30	<input type="checkbox"/>		Тр-р	71	72			Танкерис т у - Танкерис ...	3,90			0,159			-2	-1		6
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	71	73			Танкерис т у - Танкерис ...	3,90	125,00		0,125			-3	-1		7
32	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	74			Танкерис т - Танкерис т...	15,00	340,00		0,125			-3	-1		7
33	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	81			Степная - Степная у1	0,50	48,60		1,000			-17	-26		79
34	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	82			Степная - Степная у2	0,50	48,60		1,000			-17	-26		79
35	<input type="checkbox"/>		Тр-р	81	83			Степная у1 - Степная СН	0,50			0,500			5	-15		42
36	<input type="checkbox"/>		Тр-р	82	83			Степная у2 - Степная СН	0,50			0,500			5	-15		42
37	<input type="checkbox"/>		Тр-р	81	85			Степная у1 - Степная НН	1,00	82,50		0,159			-21	-10		63
38	<input type="checkbox"/>		Тр-р	82	85			Степная у2 - Степная НН	1,00	82,50		0,159			-21	-10		63
39	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	91			Жолымбет - Жолымбет у	1,40	104,00		1,000			-21	-5		54
40	<input type="checkbox"/>		Тр-р	91	92			Жолымбет у - Жолымбет...	1,40			0,500			-14	-2		38
41	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	43	100			Макинск СН1 - ВЭС	5,22	17,62	-139,7				49	-14		266
42	<input type="checkbox"/>		Тр-р	100	101			ВЭС - ВЭС НН	0,80	20,17		0,318			50	-12		266
43	<input type="checkbox"/>		Выкл	101	102			ВЭС НН - БСК							0	-3		50
44	<input type="checkbox"/>		Тр-р	91	93			Жолымбет у - Жолымбет...	2,80	195,60		0,045			-6	-2		17

Рисунок 3.14 – Расчетные данные максимального режима работы ветвей сети на 2020 г. после подключения ВЭС

S	Номер	Название	U_ном	V	dV
<input type="checkbox"/>					

Рисунок 3.15 – Отклонения напряжения максимального режима сети на 2020 г после включения ВЭС

Расчет минимального (летнего) режима на 2020 г. после включения ВЭС представлен на рисунках 3.16-3.18 и 3.21. Потокораспределение мощностей показано на рисунке 3.24.

	O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta
1	<input type="checkbox"/>		База	1	шины 220 кВ, ПС Ко...	220		1	12,91	6,90	26,4	-4,3	230,0	-1 000,0	1 000,0		230,00	
2	<input type="checkbox"/>		Нагр	2	Кокчетав т	220		1									230,49	-0,38
3	<input type="checkbox"/>		Нагр	3	Боровое т	220		1									229,93	-0,79
4	<input type="checkbox"/>		Нагр	4	Макинск	220		1									229,59	-0,81
5	<input type="checkbox"/>		Нагр	5	Ельтай т	220		1									230,20	-1,30
6	<input type="checkbox"/>		Нагр	6	Шортанды т	220		1									230,34	-1,78
7	<input type="checkbox"/>		Нагр	7	Танкерис т	220		1									230,20	-1,79
8	<input type="checkbox"/>		Нагр	8	Степная	220		1						30,0			227,09	-1,97
9	<input type="checkbox"/>		Нагр	41	Макинск у1	220		1									224,49	1,36
10	<input type="checkbox"/>		Нагр	42	Макинск у2	220		1									224,50	1,35
11	<input type="checkbox"/>		Нагр	43	Макинск СН1	110		1	4,08	1,63							112,31	1,37
12	<input type="checkbox"/>		Нагр	44	Макинск СН2	110		1	4,08	1,63							112,31	1,37
13	<input type="checkbox"/>		Нагр	45	Макинск НН1	10		1	1,70	0,67							10,07	0,98
14	<input type="checkbox"/>		Нагр	46	Макинск НН 2	10		1	1,70	0,67							10,07	0,98
15	<input type="checkbox"/>		Нагр	9	Жолымбет	220		1									228,84	-2,09
16	<input type="checkbox"/>		Ген	10	ЦГПП	220		1			19,9	-6,0	230,0	-1 000,0	1 000,0		230,00	-1,67
17	<input type="checkbox"/>		Нагр	21	Кокчетав т у	220		1									230,31	-0,49
18	<input type="checkbox"/>		Нагр	22	Кокчетав т СН	35		1	0,37	0,15							36,64	-0,49
19	<input type="checkbox"/>		Нагр	23	Кокчетав т НН	28		1									28,79	-0,49
20	<input type="checkbox"/>		Нагр	31	Боровое т у	220		1									224,58	-4,04
21	<input type="checkbox"/>		Нагр	32	Боровое т СН	35		1	3,49	1,48							35,69	-4,03
22	<input type="checkbox"/>		Нагр	33	Боровое т НН	28		1	7,63	2,33							27,87	-5,20
23	<input type="checkbox"/>		Нагр	51	Ельтай т у	220		1									227,33	-3,30
24	<input type="checkbox"/>		Нагр	52	Ельтай т СН	35		1	1,63	0,52							36,14	-3,30
25	<input type="checkbox"/>		Нагр	53	Ельтай т НН	28		1	5,30	1,59							28,28	-4,09
26	<input type="checkbox"/>		Нагр	61	Шортанды т НН	28		1	10,18	3,18							28,43	-3,70
27	<input type="checkbox"/>		Нагр	71	Танкерис т у	220		1									229,11	-2,55
28	<input type="checkbox"/>		Нагр	72	Танкерис т СН	35		1	1,63	0,52							36,44	-2,55
29	<input type="checkbox"/>		Нагр	73	Танкерис т НН1	28		1	2,65	0,85							28,57	-2,91
30	<input type="checkbox"/>		Нагр	74	Танкерис т НН2	28		1	2,65	0,85							28,59	-2,75
31	<input type="checkbox"/>		Нагр	81	Степная у1	220		1									223,68	-2,52
32	<input type="checkbox"/>		Нагр	83	Степная СН	110		1	70,12	28,12	80,0		10,0	40,0			111,84	-2,51
33	<input type="checkbox"/>		Нагр	85	Степная НН	35		1	30,05	12,09							35,20	-3,94
34	<input type="checkbox"/>		Нагр	82	Степная у2	220		1									223,68	-2,52
35	<input type="checkbox"/>		Нагр	91	Жолымбет у	220		1									227,30	-3,74
36	<input type="checkbox"/>		Нагр	92	Жолымбет СН	110		1	10,09	1,63							113,62	-3,73
37	<input type="checkbox"/>		Нагр	100	ВЭС	110		1									112,06	5,72
38	<input type="checkbox"/>		Ген	101	ВЭС НН	35		1			50,0	-7,8	35,0	-15,0	15,0		35,00	10,45
39	<input type="checkbox"/>		Нагр	102	БСК	35		1					35,0	0,1	-17,5	-11 806,0	35,00	10,45
40	<input type="checkbox"/>		Нагр	93	Жолымбет НН	10		1	4,30	1,26							10,18	-4,67

Рисунок 3.16 – Расчетные данные минимального режима работы узлов сети на 2020 г. после подключения ВЭС

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД...	P_нач	Q_нач	Na	I max
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	1	2			шины 220 кВ, ПС Кокчет...	4,54	23,93	-152,4				-13	11		44
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	2	3			Кокчетав т - Боровое т	6,67	29,47	-181,7				-13	3		36
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	3	4			Боровое т - Макинск	3,85	17,03	-105,0				-2	-1		18
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	8			Макинск - Степная	12,32	54,48	-335,9				-21	3		64
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	5	6			Ельтай т - Шортанды т	8,28	36,64	-225,9				-11	9		37
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	6	7			Шортанды т - Танкерис т	3,75	16,43	-101,3				-1	1		11
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р	42	44			Макинск у2 - Макинск СН2	1,40			0,500			20	-10		58
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р	42	46			Макинск у2 - Макинск НН 2	2,80	195,60		0,045			-2	-1		5
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р	41	45			Макинск у1 - Макинск НН1	2,80	195,60		0,045			-2	-1		5
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	41	43			Макинск у1 - Макинск СН1	1,40			0,500			20	-10		58
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	42			Макинск - Макинск у2	1,40	104,00		1,000			19	-12		55
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	4	41			Макинск - Макинск у1	1,40	104,00		1,000			19	-12		55
13	<input type="checkbox"/>		Выкл	43	44			Макинск СН1 - Макинск ...							-24	9		133
14	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	4	5			Макинск - Ельтай т	5,02	22,22	-137,0				-18	14		58
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	8	9			Степная - Жолымбет	7,36	32,56	-200,8				-1	18		45
16	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	9	10			Жолымбет - ЦПП	6,48	30,29	-186,7				14	11		44
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	7	10			Танкерис т - ЦПП	3,40	15,06	-92,8				6	-2		23
18	<input type="checkbox"/>		Выкл	45	46			Макинск НН1 - Макинск ...							0	0		1
19	<input type="checkbox"/>		Тр-р	2	21			Кокчетав т - Кокчетав т у	5,70	265,00		1,000			0	0		1
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	22			Кокчетав т у - Кокчетав...	5,70			0,159			0	0		1
21	<input type="checkbox"/>		Тр-р	21	23			Кокчетав т у - Кокчетав...	5,70	135,00		0,125			0	0		0
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3	31			Боровое т - Боровое т у	5,70	265,00		1,000			-11	-5		30
23	<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	32			Боровое т у - Боровое т СН	5,70			0,159			-3	-1		10
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	31	33			Боровое т у - Боровое т НН	5,70	135,00		0,125			-8	-3		21
25	<input type="checkbox"/>		Тр-р	5	51			Ельтай т - Ельтай т у	5,70	265,00		1,000			-7	-2		18
26	<input type="checkbox"/>		Тр-р	51	52			Ельтай т у - Ельтай т СН	5,70			0,159			-2	-1		4
27	<input type="checkbox"/>		Тр-р	51	53			Ельтай т у - Ельтай т НН	5,70	135,00		0,125			-5	-2		14
28	<input type="checkbox"/>		Тр-р	6	61			Шортанды т - Шортанд...	7,50	175,00		0,125			-10	-4		27
29	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	71			Танкерис т - Танкерис т у	3,90	165,00		1,000			-4	-1		11
30	<input type="checkbox"/>		Тр-р	71	72			Танкерис т у - Танкерис ...	3,90			0,159			-2	-1		4
31	<input type="checkbox"/>		Тр-р	71	73			Танкерис т у - Танкерис ...	3,90	125,00		0,125			-3	-1		7
32	<input type="checkbox"/>		Тр-р	7	74			Танкерис т - Танкерис т...	15,00	340,00		0,125			-3	-1		7
33	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	81			Степная - Степная у1	0,50	48,60		1,000			-10	-16		48
34	<input type="checkbox"/>		Тр-р	8	82			Степная - Степная у2	0,50	48,60		1,000			-10	-16		48
35	<input type="checkbox"/>		Тр-р	81	83			Степная у1 - Степная СН	0,50			0,500			5	-9		27
36	<input type="checkbox"/>		Тр-р	82	83			Степная у2 - Степная СН	0,50			0,500			5	-9		27
37	<input type="checkbox"/>		Тр-р	81	85			Степная у1 - Степная НН	1,00	82,50		0,159			-15	-6		42
38	<input type="checkbox"/>		Тр-р	82	85			Степная у2 - Степная НН	1,00	82,50		0,159			-15	-6		42
39	<input type="checkbox"/>		Тр-р	9	91			Жолымбет - Жолымбет у	1,40	104,00		1,000			-14	-3		37
40	<input type="checkbox"/>		Тр-р	91	92			Жолымбет у - Жолымбет...	1,40			0,500			-10	-2		26
41	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	43	100			Макинск СН1 - ВЭС	5,22	17,62	-139,7				49	-17		268
42	<input type="checkbox"/>		Тр-р	100	101			ВЭС - ВЭС НН	0,80	20,17		0,318			50	-15		268
43	<input type="checkbox"/>		Выкл	101	102			ВЭС НН - БСК							0	-3		50
44	<input type="checkbox"/>		Тр-р	91	93			Жолымбет у - Жолымбет...	2,80	195,60		0,045			-4	-1		11

Рисунок 3.17 – Расчетные данные минимального режима работы ветвей сети на 2020 г. после подключения ВЭС

U Напряжения					
S	Номер	Название	U_ном	v	dV
<input type="checkbox"/>					

Рисунок 3.18 – Отклонения напряжения минимального режима сети на 2020 г после включения ВЭС

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП
1	220	1,03	0,86	0,18	0,00			-76,70	3,89	8,55	-89,14
2	110	1,27	1,10	0,17				6,24	3,70	4,27	-1,74

Рисунок 3.19 – Потери энергии в максимальном режиме сети на 2020 г. после подключения ВЭС

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП
1	220	2,53	2,39	0,14	0,00			-70,76	11,12	7,32	-89,20
2	110							0,00			

Рисунок 3.20 – Потери энергии в максимальном режиме сети на 2020 г. до подключения ВЭС

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП
1	220	0,41	0,27	0,14	0,00			-83,54	1,22	5,78	-90,53
2	110	1,29	1,12	0,17	0,00			6,37	3,77	4,36	-1,76

Рисунок 3.21 – Потери энергии в минимальном режиме сети на 2020 г. после подключения ВЭС

	U_ном	dP	dP_ЛЭП	dP_Тр-р	Корона	XX_тр	dP_Ш-нт	dQ	dQ_ЛЭП	dQ_Тр-р	Q_Ген_ЛЭП
1	220	1,38	1,29	0,09	0,00			-80,90	6,03	3,98	-90,92
2	110							0,00			

Рисунок 3.22 – Потери энергии в минимальном режиме сети на 2020 г. до подключения ВЭС

Проведя анализ расчетов максимального и минимального режима 2020 г до и после подключения ВЭС можно сделать следующие выводы:

- напряжения в узловых точках рассмотренной сети находятся в пределах допустимых значений +15% (253 кВ) по норме работы изоляции для сетей 35-220 кВ;

- потери энергии в линиях после подключения ВЭС в максимальном режиме составляют 0,86 МВт, а потери в трансформаторах 0,18 МВт; и 0,27 МВт, 0,14 МВт в минимальном режиме соответственно;

– потери энергии в линиях до подключения ВЭС в максимальном режиме составляют 2,39 МВт, а потери в трансформаторах 0,14 МВт; и 1,29 МВт, 0,09 МВт в минимальном режиме соответственно.

Суммарные потери энергии за зиму определяются по формуле 3.4 из расчета в 200 суток до подключения ВЭС :

$$\Delta W_{\text{зима}} = 2,53 \cdot 200 \cdot 24 = 12144 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

После подключения ВЭС:

$$\Delta W_{\text{зима}} = 1,03 \cdot 200 \cdot 24 = 4944 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери энергии за лето определяются по формуле 3.5 из расчета в 165 суток до подключения ВЭС:

$$\Delta W_{\text{лето}} = 1,38 \cdot 165 \cdot 24 = 5464,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

После подключения ВЭС:

$$\Delta W_{\text{лето}} = 0,41 \cdot 165 \cdot 24 = 1623,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные годовые потери электроэнергии определяются по формуле 3.6:

$$\Delta W_{\text{год}} = 12144 + 5464,8 = 17608,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

После подключения ВЭС:

$$\Delta W_{\text{год}} = 4944 + 1623,6 = 6567,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Относительные потери энергии из расчета потребления активной мощности по формуле 3.7:

$$\Delta W_{\text{отн}} = \frac{17608,6}{(120,935 \cdot 200 + 93,865 \cdot 165) \cdot 24} = 1,847\%$$

После подключения ВЭС:

$$\Delta W_{\text{отн}} = \frac{6576,6}{(120,935 \cdot 200 + 93,865 \cdot 165) \cdot 24} = 0,689\%$$

Годовые потери энергии на отходящей линии и в трансформаторе ВЭС коэффициент использования для ВЭС рассчитали по формуле 3.2:

$$\Delta W_{\text{год,вэс}} = \Delta P \cdot T_{\text{год}} \cdot K_{\text{и}} = 1,28 \cdot 8760 \cdot 0,5206 = 5837,21 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (5.8)$$

$$\Delta W_{\text{отн}} = \frac{5837,21}{232615,27} = 2,67\%$$

Присоединение ВЭС уменьшает годовые потери энергии на рассматриваемом участке сети на 8280,3 МВт·ч или в 2,68 раза, относительные потери в сети как до подключения ВЭС так и после достаточно малы в 2 раза ниже средних потерь в Акмолинской области до подключения и в 5,7 раз меньше средних потерь после подключения ВЭС.

Таблица 3.4 – Потери мощности и электроэнергии по сезонам

	Сезон	dP <sub>лэп</sub> , МВт	dP <sub>тр</sub> , МВт	ΔW <sub>сезон</sub> , МВт·ч	ΔW <sub>год</sub> , МВт·ч	ΔW <sub>отн</sub> , %
2020 г.	Зима	0,3	0,17	2256	3602,4	0,4
	Лето	0,24	0,11	1346,4		
2020 г. до ввода ВЭС	Зима	2,39	0,14	12144	17609	1,874
	Лето	1,29	0,09	5464,8		
2020 г. после ввода ВЭС	Зима	0,86	0,18	4944	6567,6	0,689
	Лето	0,27	0,14	1623,6		

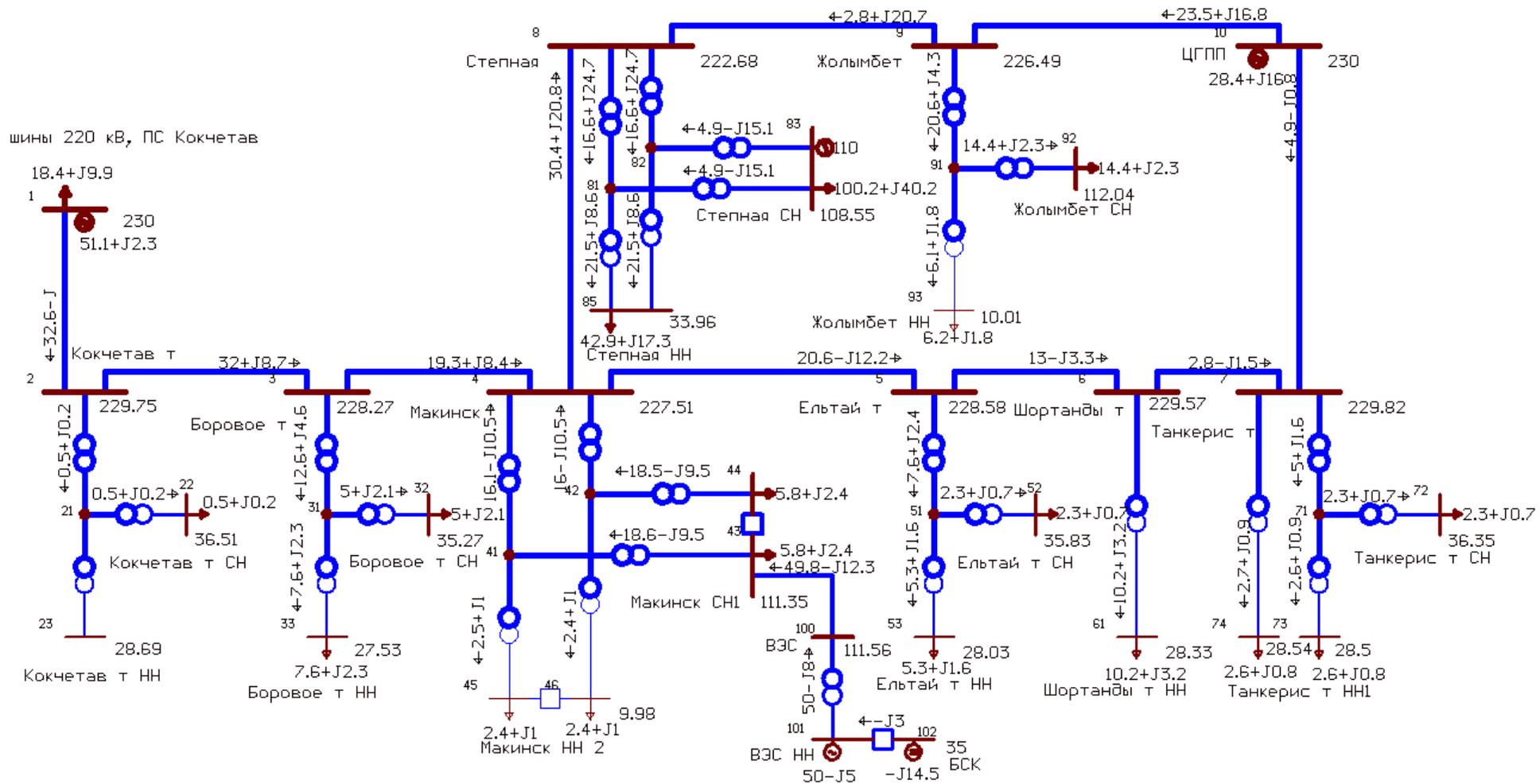


Рисунок 3.23 – Потокораспределение мощностей максимального режима сети на 2020 г.

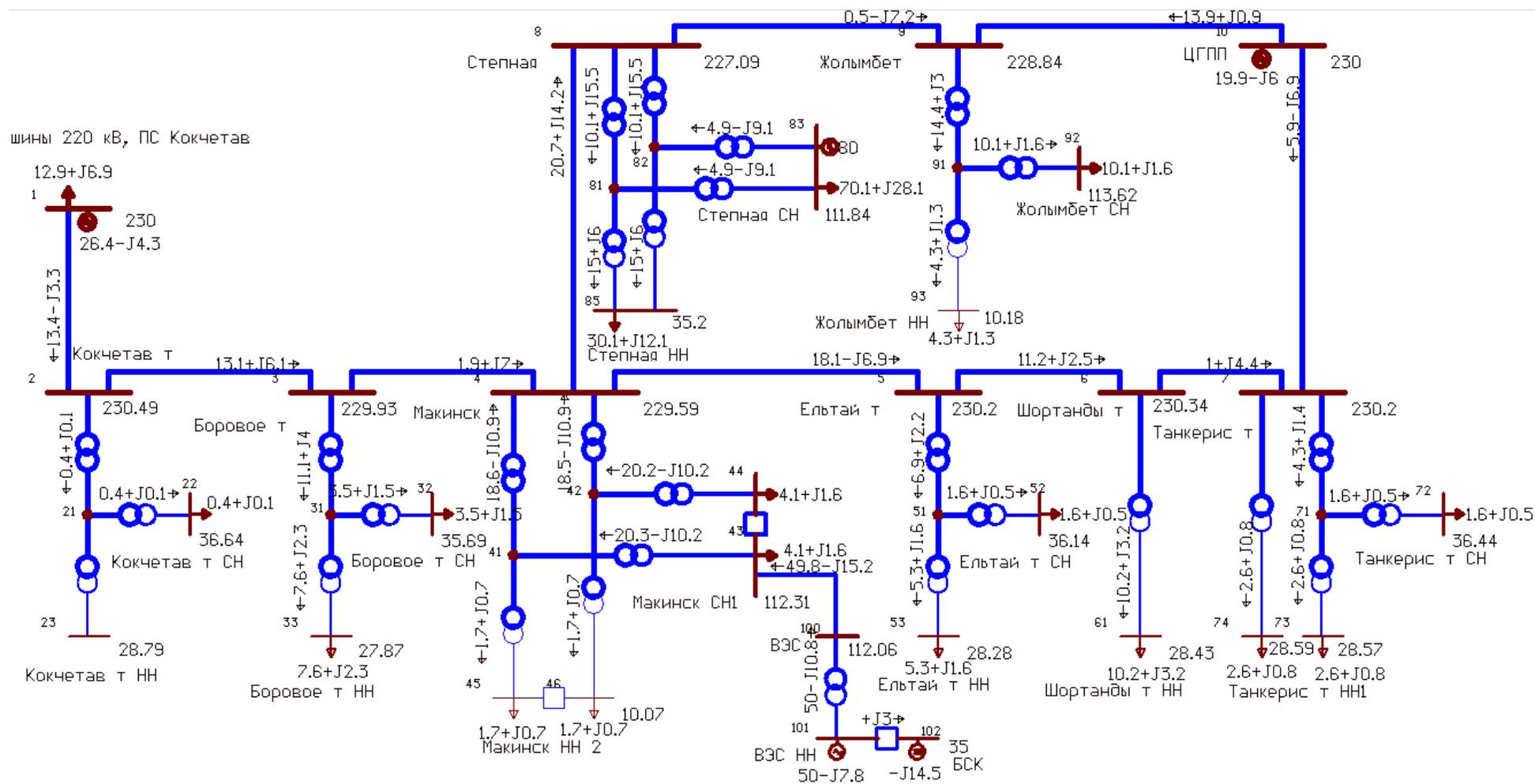


Рисунок 3.24 – Потокораспределение мощностей минимального режима сети на 2020 г.

### **Вывод по третьему разделу.**

В программе RastrWin был произведен расчет зимних и летних режимов работы существующих электрических сетей и с учетом перспективного развития Акмолинской области.

В минимальном режиме работы (лето) существующей все элементы сети загружены нормально, потери в ЛЭП составляют 0,24 МВт, в трансформаторах 0,11 МВт. Отклонения напряжения в узловых точках сети соответствуют допустимым значениям, т.е. не превышают +15 % [8].

При расчете в максимальном режиме работы (зима) существующей сети, все элементы сети загружены нормально, потери в ЛЭП составляют 0,3 МВт, в трансформаторах 0,17 МВт. По сравнению с минимальным режимом (лето) они увеличились. Отклонения напряжения в узловых точках сети соответствуют допустимым значениям, т.е. не превышают +15% [8].

При расчете режима сети на 2020 г. отклонения напряжения как в зимнем так и в летнем режиме в узловых точках сети не превышают 15%. Суммарные потери в максимальном режиме увеличиваются до 2,53 МВт (5,38 раз), в минимальном режиме до 1,38 МВт (4 раза). Столь резкое повышение потерь связано с выводом на реконструкцию части установленной мощности ТЭЦ «Джет-7». При введении в строй ВЭС Макинск суммарные потери становятся равными 1,03 МВт в максимальном режиме и 0,41 МВт в минимальном режиме. То есть потери сокращаются в 2,42 раза в зимнем и 3,36 раз в летнем режиме, что позволяет сократить годовые потери электроэнергии на 11041,2 МВт·ч.

Потери электроэнергии в трансформаторе и отходящей линии ВЭС составляют 0,17 МВт и 1,12 МВт соответственно. Годовые потери в линии и трансформаторе ВЭС составляют 5837,21 МВт·ч или 2,67% от годовой выработки ВЭС.

## **4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **4.1 Описание проекта**

ВЭС Макинск будет находиться в Буландинском районе Акмолинской области, в 2 км северо-восточнее пос. Жанаталап. Для осуществления проекта необходимо строительство повышающей трансформаторной подстанции ВЭС Макинск, оборудованной одним трансформаторами ТДН-63000/110/35 и одноцепной линией 110 кВ ВЭС Макинск - ПС Макинск длиной 43,5 км. В результате реализации проекта появится энергогенерирующий объект с ежегодным объемом выработки электроэнергии 190,144 млн кВт/ч. Основной задачей работы является разработка конкурентоспособного энергопроизводящего предприятия. Проект позволит обеспечить электроэнергией дефицитный район, произвести значительную экономию средств за счет снижения потерь в распределительных сетях Акмолинского энергоузла. Целью технико-экономического обоснования является выбор более оптимального варианта с позиции экономии и ресурсоэффективности.

### **4.2 Обзор рынка**

Покупателем электрической энергии, производимой ВЭС Макинск в первые 15 лет работы станции, является расчетно-финансовый центр(РФЦ).

Расчетно-финансовый центр создан в целях стимулирования инвестиций в сектор возобновляемых источников энергии (далее — ВИЭ) и увеличения доли использования ВИЭ в энергобалансе Казахстана путем гарантирования централизованной покупки со стороны государства электроэнергии от всех объектов ВИЭ (выбравших для себя данную схему поддержки) по фиксированным тарифам.

Процесс централизованной покупки и продажи электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии будет осуществляться на основе заключенных договоров с энергопроизводящими организациями, использующими возобновляемые источники энергии и условными потребителями по типовой форме, утвержденной Правительством Республики Казахстан.

Фиксированный тариф для ветровых электростанций на конец 2016 года равен 4,62 рубля/кВтч (без НДС).

Фиксированный тариф в соответствии с пунктом 11 Правил определения фиксированных тарифов, утвержденных постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 марта 2014 года № 271, подлежит ежегодной индексации по индексу потребительских цен[6].

#### 4.3 Технико-экономическое сравнение вариантов

Капитальные затраты по вариантам присоединения ВЭС к сетям АО «KEGOC» определены по укрупненным показателям стоимости сооружения (реконструкции) подстанций и линий электропередачи определена по данным предоставленным АО КазНИПИИТЭС «Энергия».

Ниже в таблицах приведены объемы электросетевого строительства и ориентировочные капитальные вложения по вариантам выдачи мощности ВЭС Макинск.

Таблица 4.1 – Укрупненные стоимостные показатели электросетевого строительства по 1 варианту выдачи мощности ВЭС Макинск

Наименование	Ед. стоимости, тыс. рублей	Кол-во	Всего стоимость (тыс.рублей)
<b>Линии электропередач 110 кВ</b>			
Одноцепная ВЛ 220 кВ с проводом АС-300, км	7362,94	10	73629,4
<b>Строительство ОРУ 220 кВ</b>			
ПС по схеме 220-5АН с трансформатором 220/35 кВ мощностью 63 МВА	642722	1	653 846,2
<b>Итого</b>			<b>727 475,6</b>

Таблица 4.2 – Укрупненные стоимостные показатели электросетевого строительства по 2 варианту выдачи мощности ВЭС Макинск

Наименование	Ед. стоимости, тыс. рублей	Кол-во	Всего стоимость (тыс. рублей)
<b>Линии электропередач 110 кВ</b>			
Одноцепная ВЛ 110 кВ с проводом АС-240	4311,5	43,5	187 552
<b>Строительство ОРУ 110 кВ</b>			
ПС по схеме 110-3Н с трансформатором 110/35 кВ мощностью 63 МВА	288 462	1	288 462
Ячейка с элегазовым выключателем 110 кВ на ПС Макинск (с учетом реконструкции +20%)	27 692,3	1	27 692,3
<b>Итого</b>			<b>503 706,3</b>

Как видно из приведенных таблиц стоимостные показатели по предлагаемым вариантам выдачи мощности ВЭС Макинск в большей степени определяются классом напряжением сети.

Первый вариант подключения ВЭС-220/35 кВ к электрическим сетям 220 кВ.

Преимущества: минимальные капитальные затраты на сооружение линий электропередач, число присоединений позволяет использование не сложной главной схемы ОРУ 220 кВ, защиты и управления ПС, позволяет установку дополнительного трансформатора без изменения схемы ОРУ ВН;

Недостатки: все недостатки присущие типовой схеме 110-5АН. В особенности при замыкании в цепи одной из ВЛ, будет отключена и ВЭС, а подключение к другой линии придется осуществлять через ремонтную перемычку.

Второй вариант подключения ВЭС-110/35 кВ к электрическим сетям 110 кВ.

Преимущества: минимальные капитальные затраты по сравнению с другими вариантами, простота схемы позволяет сократить расходы на РЗА и противоаварийную автоматику.

Недостатки: Отсутствие резервирования, большая протяженность ВЛ увеличивает вероятность аварии, также возникает необходимость расширения ПС Макинск.

Сравнительная таблица по капиталовложениям показана в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Сравнительная таблица по капиталовложениям

Варианты	Полная стоимость (тыс. рублей)	Примечание
1 Схема 1 подключения ВЭС -220/35 кВ к электрическим сетям 220 кВ	728 750	Сравнительная стоимость с учетом РЗиА и управления
2 Схема 2 подключения ВЭС -110/20/10 кВ к электрическим сетям 110 кВ	553 898	Сравнительная стоимость с учетом РЗиА и управления

По капиталовложениям наиболее приемлемым является вариант 2 выдачи мощности ВЭС Макинск. Так как затраты по нему меньше на 174 851 млн.рублей или 30,8%, а вероятность недоотпуска электроэнергии по причине аварии гораздо меньше вероятности недоотпуска по причине отсутствия ветра

#### 4.4 Расчет капитальных вложений

$$K_{\text{общ}} = K_{\text{с}} + K_{\text{о}} + K_{\text{м}} + K_{\text{пр}} \quad (4.1)$$

где  $K_{\text{о}}$  – капитальные вложения на приобретение оборудования;

$K_{\text{с}}$  – капитальные вложения на строительные работы;

$K_{\text{м}}$  – капитальные вложения на монтажные и пуско-наладочные работы;

$K_{\text{пр}}$  – прочие капитальные вложения (включают, прежде всего, расходы на транспортировку).

Капитальные вложения на закупку генерирующего оборудования, дополнительные затраты и их отношение к стоимости ВЭУ представлены в таблице 4.4. Строительные, монтажные и пусконаладочные работы включены в стоимость оборудования. Капитальные вложения на генерирующие оборудование представлено в таблице 4.5.

Таблица 4.4 - Капитальные вложения на сооружение ВЭС

Компоненты	Средняя стоимость, \$/кВт	В % от общей стоимости	В % от стоимости ветроустановки
Стоимость турбины, включая транспортировку.	1206,4	75,6	100,00
Фундамент	104	6,5	8,62
Электроаппараты	23,4	1,5	1,94
Подключение к сети	141,7	8,9	11,75
Системы управления	5,2	0,3	0,43
Консультации	19,5	1,2	1,62
Земля	62,4	3,9	5,17

Таблица 4.5 – Капитальные вложения на сооружение ветряной электростанции

Объект	Количество	К <sub>о</sub> , тыс. рублей	
		ед.	всего
Ветровые турбины ENERCON E115 – 3MW	17	213 133	3 623 259
Фундамент		312 350 тыс. рублей	
Электроаппараты		70 278,75 тыс. рублей	
Системы управления		15 617,5 тыс. рублей	
Консультации		58 565,6 тыс. рублей	
Земля		187 410 тыс. рублей	
Итого		4 267 481,87 тыс. рублей	
Итого за 1 кВт		83,675 тыс. рублей	

Рассчитаем стоимость подключения ВЭУ к сети которая включает в себя стоимость подстанции и ЛЭП. Капитальные вложения на подключении ВЭС Макинск представлены в таблице 4.6

Таблица 4.6 – Капитальные вложения на подстанцию 110 кВ

Объект	Кол-во	К <sub>о</sub> , тыс.рублей	
		ед.	всего
Подстанция 110/35 кВ			
Трансформатор ТДН-63000/110	1	23 462	23 462
Трансформатор собственных нужд ТМ-800/35	2	967	1 924
Ячейка элегазового выключателя 110 кВ	1	14 615	14 615
Ячейка элегазового выключателя 35 кВ	8	4 615	36 920
Средства связи и управления (SCADA, АСКУЭ)	1	86 540	86 540
Дугогасящий реактор мощностью 1,6 МВА	1	3 100	3 100
ИРМ на базе УШР 35 кВ мощностью 10 МВА, БСК 35 кВ мощностью 17 Мвар, шт.	1	35 400	35 400
Ячейка элегазового выключателя 110 кВ на ПС Макинск с учетом реконструкции	1	17 600	17 600
Итого по основным элементам ПС	219 462 тыс. рублей		
Временные здания и сооружения 1%	2 195 тыс. рублей		
Содержание службы заказчика застройщика 3%	6 585 тыс. рублей		
Проектно изыскательские работы и авторский надзор 8%	17 557 тыс. рублей		
Прочие работы и затраты 9%	19 752 тыс. рублей		
Итого по подстанции	265 549 тыс. рублей		
ВЛ 110 кВ			
Одноцепная ВЛ 110 кВ на металлических опорах, АС-240/32, км	43,5	4 312	187 552
Временные здания и сооружения 3,3%	6 189,2 тыс. рублей		
Содержание службы заказчика застройщика 3%	5 626,6 тыс. рублей		
Проектно изыскательские работы и авторский надзор 8%	15 004,2 тыс. рублей		
Прочие работы и затраты 5%	9 377,6 тыс. рублей		
Итого по ВЛ	223 749,4 тыс. рублей		
КЛ 35 кВ			
Одножильный кабель VDE N2XS2Y 1x50RM/16 35 кВ, км	25,41	5 190	131 877,9
Временные здания и сооружения 3,3%	4 351,9 тыс. рублей		
Содержание службы заказчика застройщика 3%	3 956,3 тыс. рублей		
Проектно изыскательские работы и авторский надзор 8%	10 550,2 тыс. рублей		

Прочие работы и затраты 5%	6 583,9 тыс. рублей
Итого по КЛ	157 342 тыс. рублей

Итого, прямые капитальные вложения на проект ВЭС Макинск составляют:

$$K_{\text{общ}} = K_{\text{ВЭС}} + K_{\text{ПС}} + K_{\text{ЛЭП}} + K_{\text{КЛ}} = 4\,267\,481,87 + 265\,549 + 223\,749,4 + 157\,342 = 4\,914\,104,48 \text{ тыс. рублей} = 25\,553\,343,25 \text{ тыс. тенге}$$

Для сравнения, стоимость только ТЭЦ аналогичной мощности обошлась бы в 4 831 730 тыс. рублей из расчета 96 634,6 рублей /кВт (1500\$/кВт).

#### 4.5 Определение ежегодных эксплуатационных затрат производства

Годовые эксплуатационные расходы рассчитываются по следующей формуле:

$$I_{\text{общ}} = I_a + I_{\text{з.п}} + I_{\text{е.с.н}} + I_p + I_n \quad (4.2)$$

где  $I_a$  – амортизационные отчисления (нормы амортизационных отчислений для отрасли – 5-10%, для данного проекта установлена линейная амортизация –5% в виду рекомендуемого срока службы в 20 лет);

$I_{\text{з.п}}$  – общий фонд оплаты труда;

$I_{\text{е.с.н}}$  – единый социальный налог, для Республики Казахстан, составляющий 11% от разницы между  $I_{\text{з.п}}$  и перечислением пенсионных взносов в накопительный пенсионный фонд  $I_{\text{п.ф}}$ .  $I_{\text{е.с.н.}} = (I_{\text{з.п}} - I_{\text{п.ф}}) \cdot 0,11$ ;

$I_p$  – расходы на ремонт;

$I_n$  – накладные расходы (или косвенные расходы - управленческие, хозяйственные, Вложения за обучение кадров, транспортные расходы). Обычно это 12-15% от суммы всех издержек. Так как ветроэлектроэлектростанция является электростанцией с полным автоматизированным циклом, имеет небольшой персонал, а также отсутствуют потребности в транспортировке топлива, то рекомендуемый процент составляет 5% от суммы всех издержек.

Годовые амортизационные затраты определяются как:

$$I_a = \frac{a}{100} \cdot K_{\text{общ}} = \frac{5}{100} \cdot 25\,553\,343,25 = 1277\,667 \text{ тыс.тенге} = 245\,705,2 \text{ тыс.рублей} \quad (4.3)$$

Общий фонд заработной платы:

Фонд оплаты труда сформирован исходя из штатной численности ВЭС и состава обслуживающего персонала в количестве 11 человек. Расчет фонда оплаты труда приведен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Расчет фонда оплаты труда

Должность	Списочная численность	Оклад, тенге/мес	Премия, %	Годовые затраты на ФОТ, тенге/год
Генеральный директор	1	300000	50%	5400000
Главный бухгалтер	1	200000	50%	3600000
Диспетчер	2	150000	50%	5400000
Инженер, в том числе по учету, связи и АСКУЭ	1	150000	50%	2700000
Водитель дежурной машины	1	120000	50%	2160000
Старший мастер	1	170000	50%	3060000
Линейный персонал	4	150000	50%	10800000
Итого	11			33120000

Общие годовые расходы на оплату труда составляют:

33 120 тыс.тенге = 6 369,2 тыс.рублей.

Единый социальный налог:

$$I_{e.c.n.} = (I_{з.п} - I_{нф}) \cdot 0,11 = (33120 - 0,1 \cdot 33120) \cdot 0,11 = 3278,9 \text{ тыс.тенге} = 630,56 \text{ тыс.рублей}$$

(4.4)

Расходы на ремонт оборудования:

Расходы на ремонт и частичную замену элементов оборудования ВЭУ, работы и услуги производственного характера, в т.ч. техническое обслуживание приняты в размере 25 435 € (1 711,9 тыс. рублей) за 1 МВт установленной мощности (на основе проектов-аналогов и статистики по аналогичным категориям затрат западноевропейских ВЭС). В течение каждых последующих 5 лет предусмотрен пересмотр цены контракта со следующими коэффициентами:

первые 5 лет эксплуатации коэфф. = 1 (87 308 тыс. рублей за год);

6-10 годы эксплуатации коэфф. = 1,5 (130 962 тыс. рублей за год);  
11-15 годы эксплуатации коэфф. = 2 (174 616 тыс. рублей за год);  
16-20 годы эксплуатации коэфф. = 2,5 (218 270 тыс. рублей за год).

Накладные расходы:

$$I_n = 0,05 \cdot I_{\text{сум}} = 0,05 \cdot 340\,016 = 17\,000,8 \text{ тыс. рублей} \quad (4.5)$$

Итого, годовые эксплуатационные расходы составляют:

$$I_{\text{общ}} = 245\,705,2 + 6\,369,2 + 630,6 + 87\,308 + 17\,000,8 = 357\,013,3 \text{ тыс. рублей} = 1\,856\,469 \text{ тыс. тенге} \quad (4.6)$$

### **Вывод по четвертой главе**

В данной главе было рассмотрено технико-экономическое обоснование двух вариантов присоединения к общей сети ВЭС Макинск. Стоимостные показатели по предлагаемым вариантам выдачи мощности ВЭС Макинск в большей степени определяются классом напряжением сети.

Были приведены капитальные вложения на закупку генерирующего оборудования, дополнительные затраты и их отношение к стоимости ВЭУ. По капиталовложениям наиболее приемлемым является вариант 2 выдачи мощности ВЭС Макинск. Так как затраты по нему меньше на 174 851 млн. рублей или 30,8%, а вероятность недоотпуска электроэнергии по причине аварии гораздо меньше вероятности недоотпуска по причине отсутствия ветра. Общие капитальные вложения на проект ВЭС Макинск по второму варианту выдачи мощности составляют 4 914 104,48 тыс. рублей = 25 553 343,25 тыс. тенге. Для сравнения, стоимость только ТЭЦ аналогичной мощности обошлась бы в 4 831 730 тыс. рублей из расчета 96 634,6 рублей /кВт (1500\$/кВт). Годовые эксплуатационные расходы составили 357 013,3 тыс. рублей.

## 5 Социальная ответственность

Данный раздел посвящен анализу вредных и опасных факторов на рабочем месте. В качестве рабочей зоны рассмотрено офисное помещение проектировщика ВЭС. Помещение располагает шестью рабочими местами, оборудованными персональными компьютерами.

### 5.1 Техногенная безопасность

Офисное помещение проектировщика находится на втором этаже здания, с указанными габаритами:

- а) длина  $A = 10$  м;
- б) ширина  $B = 5$  м;
- в) высота  $C = 3$  м.

Кабинет оборудован восьмью светильниками общего освещения. Также имеются окна, в которые проникает солнечный свет. С противоположной от окна стороны расположен дверной проем. Помещение располагает шестью рабочими местами, оборудованными персональными компьютерами. Расположение элементов рабочей зоны приведено на рисунке 5.1.

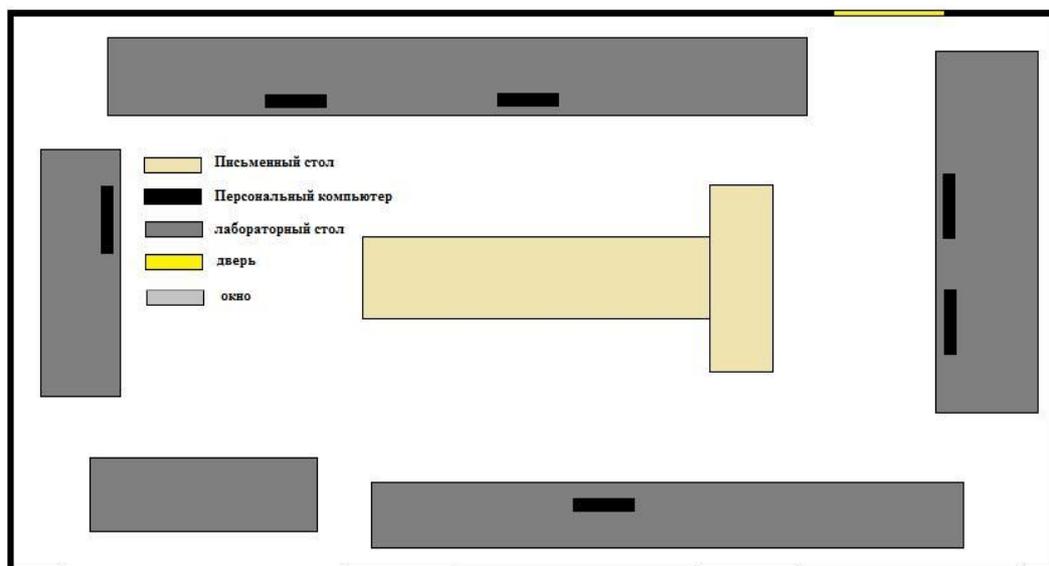


Рисунок 5.1 – План офисного помещения проектировщика ВЭС.

В подразделе «Техногенная безопасность» необходимо проанализировать факторы рабочей зоны на предмет выявления их вредных и опасных проявлений. К первой группе факторов относят:

- микроклимат помещения;

- освещение рабочей зоны;
- электромагнитное поле;
- производственный шум;
- психофизические факторы;

В качестве второй группы необходимо рассмотреть возможность поражения электрическим током.

## **5.2 Производственное освещение**

Большее количество информации внешнего мира воспринимается человеком через зрительные органы. Качество восприятия информации зависит в большой степени от освещенности зоны, в которой находится человек. В случае, если освещение является неудовлетворительным, возможно искажение получаемой информации, утомление зрения и организма в целом, причинение травм вследствие потери ориентации, снижение производительности труда [9].

Одним из основных количественных показателей, характеризующих освещение, является освещенность – это поверхностная плотность светового потока. Единица освещенности – люкс (лк). Один лк – это освещенность  $1 \text{ м}^2$  поверхности при падении на нее светового потока в  $1 \text{ лм}$ [10].

При освещении производственных помещений используют естественное освещение, создаваемое прямыми солнечными лучами и рассеянным светом небосвода, искусственное освещение, создаваемое электрическими источниками света, и комбинированное освещение, при котором недостаточное по нормам естественное освещение дополняют искусственным [10]. В случае данной рабочей зоны естественное освещение чрезвычайно мало, поэтому выбору искусственного освещения уделено высокое внимание.

Освещение в помещениях регламентируется нормами в зависимости от характера зрительной работы, системы и вида освещения, фона, контраста объекта с фоном. Характеристика зрительной работы определяется наименьшим размером объекта различения. Основной задачей светотехнических расчётов для искусственного освещения является определение требуемой мощности электрической осветительной установки для

создания заданной освещённости. В расчётном задании должны быть решены вопросы выбора и расчета [11]:

- системы освещения;
- источников света;
- светильников и их размещение;
- нормируемой освещённости;
- освещения методом светового потока.

*Выбор системы освещения.* Для производственных помещений всех назначений применяются системы общего (равномерного или локализованного) и комбинированного (общего и местного) освещения [9]. Для данного рабочего места рассчитывается общее равномерное освещение.

*Выбор источников света.* Источники света, применяемые для искусственного освещения, делят на две группы – газоразрядные лампы и лампы накаливания [11]. Для общего освещения, как правило, применяются газоразрядные лампы, которые энергетически более экономичные и обладают большим сроком службы. Расчет произведен для люминесцентных ламп стандартной цветопередачи T8 G13, диаметром 26 мм фирмы Philips [12].

*Выбор светильников и их размещение.* Светильник – прибор, перераспределяющий свет ламп внутри больших телесных углов и обеспечивающий угловую концентрацию светового потока [12]. Остановимся на светильнике накладном WRS/S, крепящийся на поверхность потолка, под люминесцентную лампу 26 мм (T8 G13), мощностью 4x18 Вт, производитель «Световые Технологии» [13]. Параметры светильника: 610x625x80 мм.

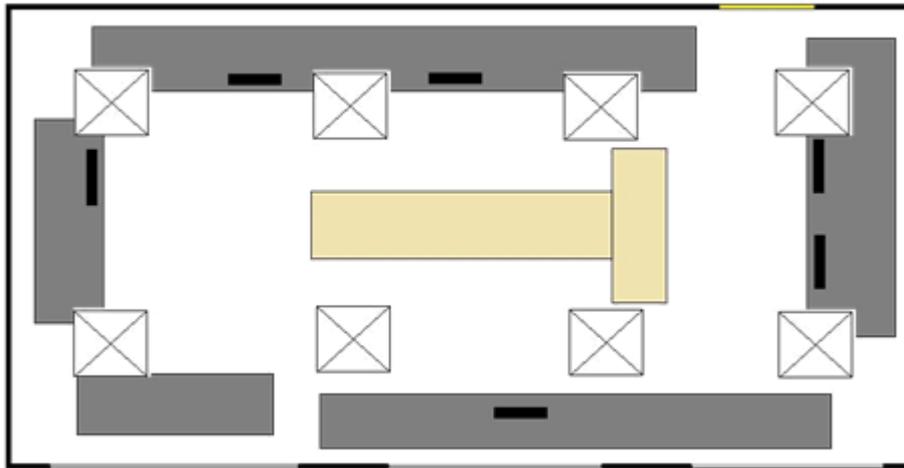


Рисунок 5.2 – Размещения светильников в помещении

Размещение светильников в помещении определяется следующими размерами:

- $H=3$  – высота помещения, м;
- $h_c=0,08$  – расстояние светильников от перекрытия (свес), м;
- $h_n = H - h_c=2,92$  – высота светильника над полом, высота подвеса, м;
- $h_p=0,8$  – высота рабочей поверхности над полом, м;
- $h = h_n - h_p= 2,12$  – расчётная высота, высота светильника над рабочей поверхностью, м;
- $L$  – расстояние между соседними светильниками или рядами (если по длине ( $A$ ) и ширине ( $B$ ) помещения расстояния различны, то они обозначаются  $L_A$  и  $L_B$ ),
- $l$  – расстояние от крайних светильников или рядов до стены.
- Оптимальное расстояние  $l$  от крайнего ряда светильников до стены рекомендуется принимать равным  $L/3$ .

Наилучшими вариантами равномерного размещения светильников являются шахматное размещение и по сторонам квадрата (расстояния между светильниками в ряду и между рядами светильников равны). Разместим светильники по сторонам квадрата.

При равномерном размещении люминесцентных светильников последние располагаются обычно рядами – параллельно рядам оборудования. Интегральным критерием оптимальности расположения светильников является

величина  $\lambda = L/h$  – наивыгоднейшее расстояние между осветительными приборами, уменьшение которого удорожает устройство и обслуживание освещения, а чрезмерное увеличение ведёт к резкой неравномерности освещённости [2]. Эта величина зависит от кривой силы света светильника. Для косинусной кривой силы света (кривая типа Д), характерной для выбранного светильника,  $\lambda = 1,2 \dots 1,6$ . Принимаем  $\lambda = 1,3$ .

Расстояние между светильниками  $L$  определяется как:

$$L = \lambda \cdot h = 1,3 \cdot 2,12 = 2,76 \text{ м.}$$

Расстояние от крайних светильников или рядов до стены:

$$l = L/3 = (\lambda \cdot h)/3 = 0,92 \text{ м.}$$

Количество рядов светильников и светильников в ряду одинаково (по причине квадратной формы помещения) определим по формуле:

$$N=M=A/L=5/2,76=1,81 \approx 2$$

где  $A$  – ширина помещения;

$L$  – расстояние между светильниками.

Общее количество светильников:

$$n=N^2=2^2=4$$

*Выбор нормируемой освещённости.* Требования и значения нормируемой освещённости рабочих поверхностей изложены в СНиП 23-05-95 [14]. Выбор освещённости осуществляется в зависимости от:

- размера объёма различения (толщина линии, высота буквы);
- контраста объекта с фоном;
- характеристики фона.

В соответствии с требованиями по работе ПК, при работе с экраном в сочетании с работой над документами наиболее оптимальной для работы с экраном является освещённость 300 лк [15].

Нормы естественного и искусственного освещения представлены в таблице 5.1 [12].

Таблица 5.1. Нормы естественного и искусственного освещения

Характеристика зрительной работы	Наим. Размер объекта различения, мм	Искусственное освещение		Естественное освещение		Совместное освещение	
		Освещенность, лк		КЕО $e_N$ , % при			
		При системе комбинированного освещения	При системе общего освещения	Верхн.	Боков.	Верхн.	Боков.
Средней точности	0,5 – 1,0	500	200	4,0	1,5	2,4	0,9

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен [10]. Световой поток лампы накаливания или группы люминесцентных ламп светильника определяется по формуле [10]:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot z}{N \cdot n \cdot \eta} \cdot 100 = \frac{300 \cdot 50 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{4 \cdot 8 \cdot 53} \cdot 100 = 1459 \text{ ЛМ}$$

где  $E_n$  – нормируемая минимальная освещённость, лк;

$S$  – площадь освещаемого помещения, м<sup>2</sup>;

$K_z$  – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника, наличие в атмосфере цеха дыма, пыли; для помещения с малым выделением пыли принимаем равным 1,5 [13];

$z$  – коэффициент неравномерности освещения, отношение  $E_{cp}/E_{min}$ ; для люминесцентных ламп при расчётах берётся равным 1,1;

$N$  – число ламп в светильнике, шт;

$n$  – число светильников;

$\eta$  – коэффициент использования светового потока, %.

Коэффициент использования светового потока показывает долю светового потока ламп, которая попадает на рабочую поверхность. Зависит от

индекса помещения  $i$ , типа светильника, высоты светильников над рабочей поверхностью  $h$ , коэффициентов отражения стен  $\rho_c$  и потолка  $\rho_n$ .

Индекс помещения определяется по формуле:

$$i = \frac{S}{h \cdot (A + B)} = 1,238$$

Коэффициенты отражения оцениваются субъективно  $\rho_c=50\%$  и потолка  $\rho_n=30\%$ . Значения коэффициента использования светового потока светильников с люминесцентными лампами примем равным 53 % [11].

Рассчитав световой поток  $\Phi$ , зная тип лампы, выбираем ближайшую стандартную лампу – Philips TL-D 18W/54-765 мощностью 18 Вт. Характеристики ламп приведены в таблице 5.2 [12].

Таблица 5.2 – Характеристики выбранного типа ламп

Артикул	Мощность, Вт	Световой поток, Лм	Цветовая температура, К	Цоколь	L, мм	D, мм	Производитель
TL-D18W/54-765	18	1450	6500	G13	590	26	Philips

Расчет соответствует реализованному в настоящее время варианту освещения в помещении – четыре светильника с четырьмя люминесцентными лампами по 18 Вт каждая. План расположения светильников в помещении в соответствии с расчетом показан на рисунке 5.2.

### 5.3 Производственный шум

Шум — беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структурах [16]. Длительное воздействие шума приводит к ухудшению слуха, в отдельных случаях – к глухоте. Шумовое загрязнение среды на рабочем месте неблагоприятно воздействует на работающих: снижается внимание, увеличивается расход энергии при одинаковой физической нагрузке, замедляется скорость психических реакций и т.п. В конечном счете снижается производительность труда и качество выполняемой работы.

Источником шума в нашем случае является ПЭВМ. Уровни шума на рабочих местах пользователей персональных компьютеров не должны превышать установленных значений [15, 16]. Рабочая зона соотносится с категорией «Высококвалифицированная работа, требующая сосредоточенности, административно-управленческая деятельность, измерительные и аналитические работы в лаборатории; рабочие места в помещениях цехового управленческого аппарата, в рабочих комнатах конторских помещений, в лабораториях». Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука для такой категории приведены в таблице 5.3 [16].

Таблица 5.3 – Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука

Уровни звукового давления в октавных полосах со среднегеометрическими частотами									Уровни звука в дБА
31,5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц	
93 дБ	79 дБ	70 дБ	68 дБ	58 дБ	55 дБ	52 дБ	52 дБ	49 дБ	60

Приведем уровни шума источников в помещения (дБ): жесткий диск – 40, вентилятор – 45, монитор – 17, клавиатура – 10, ноутбук – 40, МФУ – 42.

Для расчета уровня шума, возникающего от нескольких источников, используется принцип энергетического суммирования излучений отдельных источников

$$L = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1L_i} = \left( 5 \cdot 10^{0,1 \cdot 40} + 5 \cdot 10^{0,1 \cdot 45} + 5 \cdot 10^{0,1 \cdot 17} + 10^{0,1 \cdot 40} + 2 \cdot 10^{0,1 \cdot 42} \right) = 53,98 \text{ дБА}$$

где,  $L_i$  – уровень звукового давления  $i$ -го источника шума;

$n$  – количество источников шума.

При расчете получено значение звука в помещении ~54 дБА, которое не превышает предельно установленную величину в 60 дБА, следовательно выполняется соблюдение уровня шума в рабочей зоне. Использование

звукопоглощающих материалов с максимальными коэффициентами звукопоглощения в области частот 63-8000 Гц для отделки стен и потолка помещений можно снизить уровень шума в помещениях. Также звукопоглощающий эффект создают однотонные занавески из плотной ткани, повешенные в складку на расстоянии 15-20 см от ограждения. Ширина занавески должна быть в 2 раза больше ширины окна [17].

#### **5.4 Микроклимат**

Под микроклиматом производственных помещений принимается климат окружающей человека внутренней среды этих помещений, который определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температуры окружающих его поверхностей. Перечисленные параметры – каждый в отдельности и в совокупности – оказывают влияние на работоспособность человека, его здоровье. Человек постоянно находится в процессе теплового взаимодействия с окружающей средой. Для нормального течения физиологических процессов в организме человека необходимо, чтобы выделяемое организмом тепло отводилось в окружающую среду. Когда это условие соблюдается, наступают условия комфорта и человек не ощущает беспокоящих его тепловых ощущений - холода или перегрева [10, 17].

Параметры, характеризующие микроклимат в соответствии с [15, 18] являются:

- температура воздуха;
- температура поверхностей;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового облучения.

Тип работ, выполняемых в рассматриваемом помещении, относится к категории Ia [18]. Это работы с интенсивностью энергозатрат до 120 ккал/ч (до 139 Вт), производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим

напряжением [18]. Оптимальные величины показателей микроклимата приведены таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia	22-24	21-25	60-40	0,1
Теплый	Ia	23-25	22-26	60-40	0,1

Оптимальные параметры микроклимата в производственных помещениях обеспечиваются системами кондиционирования воздуха, а допустимые параметры — обычными системами вентиляции и отопления [17].

### 5.5 Электромагнитное поле

Основными источниками электромагнитных полей в помещении являются системы распределения и потребления электроэнергии; средства визуального отображения информации (мониторы); оборудование на электропитании.

Фактически основанным источником электромагнитного излучения является ПК, частоты излучения приведены в таблице 5.5 [17]. Экспериментальные данные отечественных и зарубежных исследователей свидетельствуют о высокой биологической активности электромагнитных полей во всех частотных диапазонах. Современная теория признает тепловой механизм воздействия, при относительно высоких уровнях облучающего электромагнитного поля. При относительно низком уровне электромагнитного поля (к примеру, для радиочастот выше 300 МГц это менее 1 мВт/см<sup>2</sup>) принято говорить о нетепловом или информационном характере воздействия на организм [17]. Механизмы действия электромагнитного поля в этом случае еще мало изучены.

Таблица 5.5 – ПК как источник электромагнитных полей

Источник	Диапазон частот
Монитор:	
- сетевой трансформатор блока питания	50 Гц
- статический преобразователь напряжения в импульсном блоке питания	20 – 100 кГц
- блок кадровой развертки и синхронизации	48 – 160 Гц
- блок кадровой развертки и синхронизации	15 – 110 кГц
- ускоряющее анодное напряжение монитора (только для мониторов с ЭЛТ)	0 Гц (электростатика)
Системный блок (процессор)	50 Гц - 1000 МГц
Устройства ввода/вывода информации	0 Гц, 50 Гц
Источники бесперебойного питания	50 Гц, 20 - 100 кГц

В России система стандартов по электромагнитной безопасности складывается из ГОСТ [19, 20, 21] и СанПиН. Предельно допустимые значения плотности потока энергии электромагнитного поля составляют – 25 мкВт/см<sup>2</sup> в течение 8 часов, 100 мкВт/см<sup>2</sup> в течение 2 часов, при этом максимальное значение не превышает 1000 мкВт/см<sup>2</sup> [19].

Электромагнитное поле с частотой от 60 кГц до 300 МГц нормируются по электрической и по магнитной составляющей отдельно, т.к. на этих частотах на человека действуют и электрическое, и магнитное поле. Для полей СВЧ диапазона (300 МГц - 300 ГГц) нормируют предельно-допустимую плотность потока энергии, которая не должна превышать 10 Вт/м<sup>2</sup> [20]. Предельно допустимые уровни электромагнитного поля для ПК приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Предельно допустимые уровни электромагнитного поля

Источник	Диапазон	Значение ПДУ
Видеодисплейный терминал ПЭВМ	5 Гц - 2 кГц	$E_{пду} = 25 \text{ В/м}$ $B_{пду} = 250 \text{ нТл}$
	2 - 400 кГц	$E_{пду} = 2,5 \text{ В/м}$ $B_{пду} = 25 \text{ нТл}$
	Поверхностный электростатический потенциал	$V = 500 \text{ В}$

## **5.6 Электробезопасность**

Электробезопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих вредное и опасное воздействие на работающих электрического тока и электрической дуги [21]. Современное производство характеризуется широким применением различных электроустановок. Большое значение в общей системе инженерно-экологических мероприятий приобретают вопросы обеспечения электробезопасности. В рассматриваемом помещении присутствуют только электроустановки напряжением до 1кВ. По электробезопасности помещение относится к первому классу – помещения без повышенной опасности (сухое, хорошо отапливаемое, помещение с токонепроводящими полами, с температурой 18—20°, с влажностью 40—50%) [13].

Основными техническими средствами защиты, согласно ПУЭ являются защитное заземление, автоматическое отключение питания, устройства защитного отключения. Наличие таких средств защиты предусмотрено в рабочей зоне. Периодически проводится инструктаж работников по технике безопасности [22].

## **5.7 Охрана окружающей среды**

Проблема защиты окружающей среды – одна из важнейших задач современности. В последние годы во всем мире все с большей силой поднимается вопрос об охране окружающей среды.

Защита окружающей среды — это комплексная проблема, требующая усилий всего человечества. Наиболее активной формой защиты окружающей среды от вредного воздействия выбросов промышленных предприятий является полный переход к безотходным и малоотходным технологиям и производствам. Это потребует решения целого комплекса сложных технологических, конструкторских и организационных задач, основанных на использовании новейших научно-технических достижений.

При обращении с твердыми отходами: бытовой мусор (отходы бумаги, отработанные специальные ткани для протирки офисного оборудования и экранов мониторов, пищевые отходы); отработанные люминесцентные лампы;

офисная техника, комплектующие и запчасти, утратившие в результате износа потребительские свойства – надлежит руководствоваться [17]: бытовой мусор после предварительной сортировки складировать в специальные контейнеры для бытового мусора (затем специализированные службы вывозят мусор на городскую свалку); утратившее потребительские свойства офисное оборудование передают специальным службам (предприятиям) для сортировки, вторичного использования или складирования на городских мусорных полигонах.

Отработанные люминесцентные лампы утилизируются в соответствии с [18]. Люминесцентные лампы, применяемые для искусственного освещения, являются ртутьсодержащими и относятся к 1 классу опасности. Ртуть люминесцентных ламп способна к активной воздушной и водной миграции. Интоксикация возможна только в случае разгерметизации колбы, поэтому основным требованием экологической безопасности является сохранность целостности отработанных ртутьсодержащих ламп. Отработанные газоразрядные лампы помещают в защитную упаковку, предотвращающую повреждение стеклянной колбы, и передают специализированной организации для обезвреживания и переработки. В случае боя ртутьсодержащих ламп осколки собирают щеткой или скребком в герметичный металлический контейнер с плотно закрывающейся крышкой, заполненный раствором марганцевокислого калия. Поверхности, загрязненные боем лампы, необходимо обработать раствором марганцевокислого калия и смыть водой. Контейнер и его внутренняя поверхность должны быть изготовлены из неадсорбирующего ртути материала (винипласта).

### **5.8 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Пожарная безопасность**

Большие потоки негативных воздействий создают чрезвычайные ситуации (ЧС), которые изменяют состояние среды обитания и переводят жизнедеятельность в условия высокой травмоопасности или гибели. При ЧС на первое место ставятся задачи защиты от высоких уровней негативного воздействия, ликвидации последствий, реабилитации пострадавших и восстановления повседневной жизнедеятельности.

Одним из наиболее распространенных и опасных видов ЧС является пожар. Пожаром называется неконтролируемое горение вне специального очага. Пожары причиняют значительный материальный ущерб, также в ряде случаев вызывают тяжелые травмы и гибель людей. Основополагающими законодательными актами в области пожарной безопасности являются Федеральные законы "О пожарной безопасности" и "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" определяющие общие правовые, экономические и социальные основы обеспечения пожарной безопасности в Российской Федерации [23, 24].

Для возникновения пожара или взрыва необходим источник воспламенения. Наиболее распространенными являются источники электрического происхождения. Устойчивость функционирования объекта при возникновении пожара зависит от огнестойкости элементов оборудования и зданий, от их конструктивной и функциональной пожарной опасности, от наличия на объекте средств локализации и тушения пожаров и возможностей их своевременного применения. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности регламентирует классификацию зданий по степени огнестойкости, конструктивной и функциональной пожарной опасности.

По пожарной опасности помещение и здание возможно отнести к классу Д, т.е. к помещениям, в которых находятся (обращаются) негорючие вещества и материалы в холодном состоянии.

К основным видам техники, предназначенной для защиты различных объектов от пожаров, относятся средства сигнализации и пожаротушения. Предусмотрена электрическая пожарная сигнализация. Она должна быстро и точно сообщать о пожаре с указанием места его возникновения. Сигнализация обеспечивает также автоматический ввод в действие предусмотренных на объекте средств пожаротушения и дымоудаления.

Наиболее широко применяемым средством тушения является вода. Для этого существуют пожарные краны. В качестве первичных средств пожаротушения используют огнетушители. В качестве огнетушителей в корпусе распространены огнетушители углекислотные ОУ-5. Преимущества

углекислотных огнетушителей: эффективность тушения жидких и газообразных веществ и электроустановок под напряжением до 1000 В; отсутствие следов тушения; диапазон рабочих температур от -40°С до +50 °.

Важную роль при возникновении ЧС играет успешная эвакуация людей. Для чёткого обозначения пути эвакуации, эвакуационных выходов, обеспечивающих безопасность процесса организованного самостоятельного движения людей из помещений, указания расположения пожарного оборудования и средств оповещения о пожаре и напоминания о первоочередных действиях при пожаре применяется план эвакуации. Разработка плана эвакуации людей в случае пожара, инструкции к нему, устройство системы оповещения людей о пожаре в школах, а также назначение лиц имеющих право на её включение регламентированы п.п. 16,17,102 ППБ 01-03 [25]. План эвакуации для правого крыла второго этажа, где находится рассматриваемое помещение, изображенное на рисунке 5.3.



## 5.9 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Безопасность в любой сфере жизнедеятельности является объектом правового регулирования и правовой защиты. Безопасность регламентируется множеством законов, кодексов, постановлений и иных нормативных правовых актов, в том числе и международных. Все они базируются на Конституции России и корректируются в соответствии с действующей в настоящее время Стратегией национальной безопасности до 2020 года.

Руководящим федеральным органом исполнительной власти управляющим охраной труда является министерство труда и социальной защиты Российской Федерации (Минтруд России). Оно осуществляет функции по выработке государственной политики и **нормативно-правовому регулированию** в сфере **демографии, труда, уровня жизни** и доходов, **оплаты труда, пенсионного обеспечения**, включая негосударственное пенсионное обеспечение, **социального страхования**, условий и **охраны труда, социальной защиты** и **социального обслуживания населения**, а также по управлению государственным **имуществом** и оказанию **государственных услуг** в установленной сфере деятельности.

Помимо Конституции РФ другими источниками права в области обеспечения безопасности жизнедеятельности в техносфере являются:

- федеральные законы;
- указы Президента Российской Федерации;
- постановления Правительства Российской Федерации;
- приказы, директивы, инструкции, наставления и другие нормативные акты министерств и ведомств;
- правовые акты субъектов Российской Федерации и муниципальных образований (указы, постановления):
- приказы (распоряжения) руководителей организаций (учреждений, объектов).

Разработкой документации в области обеспечения безопасности жизнедеятельности занимаются следующие органы:

- гигиенические нормативы (ГН), санитарные нормы (СН), санитарные правила (СП) - Министерство труда Российской Федерации (Минтруд России);
- санитарные правила и нормы (СанПиНы) - Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека (Роспотребнадзор);
- государственные стандарты (ГОСТ) - Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт);
- строительные нормы и правила (СНиП) - Министерство экономического развития Российской Федерации (Минэкономразвития России);
- на уровне отраслей разрабатываются ОСТы, правила и т.д.

Также ряд функций возложено на Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации (Минприроды России), Федеральную службу по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) и специально уполномоченные органы управления по отдельным направлениям обеспечения безопасности жизнедеятельности в техносфере.

Надзором за соблюдением рассматриваемых законов занимается Генеральный прокурор РФ и местные органы прокуратуры. Также вопросами соблюдения законодательства по безопасности труда занимаются профсоюзы РФ. Для осуществления этого контроля в организации создаются службы охраны труда (ОТ), которые совместно с профсоюзом проверяют состояние производственных условий для работающих, проверяют выполнение подразделениями обязанностей в области охраны труда. Лица, которые осуществляют данный контроль, назначаются приказом по административному подразделению. Руководитель организации несет ответственность за безопасность труда во всех подразделениях.

В задачи службы охраны труда входят [25]:

1. Организация работы по обеспечению выполнения работниками требований охраны труда;
2. Контроль за соблюдением работниками законов и иных нормативных правовых актов по охране труда, коллективного договора, соглашения по

охране труда, других локальных нормативных правовых актов предприятия;

3. Организация профилактической работы по предупреждению производственного травматизма, профессиональных заболеваний и заболеваний, обусловленных производственными факторами, а также работы по улучшению условий труда;
4. Информирование и консультирование работников предприятия, в том числе его руководителя, по вопросам охраны труда;
5. Изучение и распространение передового опыта по охране труда, пропаганда вопросов охраны труда.

Службой охраны труда при участии комитетов профсоюзов разрабатываются инструкции по безопасности труда, которые учитывают специфику работы для различных специальностей. Ими же проводятся инструктажи и обучение правилам техники безопасности работающего персонала.

Различают следующие виды инструктажа:

- вводный – проводится со всеми рабочими до приема на работу;
- первичный на рабочем месте – проводится непосредственно руководителем работ перед допуском к работе и сопровождается показом безопасных приемов работ;
- повторный – проводится не реже чем раз в шесть месяцев с целью восстановления в памяти рабочего инструкции по охране труда, а также разбора нарушений из практики предприятия;
- внеплановый – проводятся в случае изменения правил по охране труда, технологического процесса, нарушения работниками правил техники безопасности, при несчастном случае, при перерывах в работе – для работ, к которым предъявляются дополнительные требования безопасности труда, – более чем на 30 календарных дней, для остальных работ – 60 дней.
- текущий – проводятся для работников, которые оформляют наряд-допуск на определенные виды работ.

В организации заводятся специальные журналы, в которые вносят результаты всех видов инструктажа. За нарушение всех видов законодательства по безопасности жизнедеятельности предусматриваются в зависимости от тяжести нарушения дисциплинарная, административная уголовная либо материальная ответственности.

Трудовые отношения регулируются трудовым кодексом (ТК). Статьи 2-4 ТК устанавливают основные трудовые права работников, в соответствии с Декларацией прав и свобод человека и Конституцией РФ. В соответствии со статьей № 209 Трудового Кодекса Российской Федерации, рабочее место – это место, где работник должен находиться или куда ему необходимо прибыть в связи с его работой и которое прямо или косвенно находится под контролем работодателя.

Согласно [27] каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;

- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;
- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;
- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.
- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя.

### **Вывод по шестому разделу**

В ходе разработки настоящей главы диссертации была описана рабочая зона, выявлены опасные и вредные производственные факторы, а также предложены меры по ограничению их воздействия. Определены наиболее вероятные чрезвычайные ситуации, разработаны меры по предупреждению данных ситуаций, описаны порядок действий при их возникновении.

## Заключение

В диссертации была рассмотрена методика выбора ветроустановок, проведен анализ ветропотенциала и намечена возможная площадка ВЭС, проведена оценка режимов работы сети Акмолинской области с учетом ввода ВЭС Макинск.

Произведен анализ схемы и нагрузок сети. Рассчитаны параметры линий и трансформаторов. Составлена схема замещения для выполнения расчета в программе RastrWin. Произведен расчет режимов работы существующей сети электроснабжения. А также расчет режимов работы сети с учетом перспективного роста нагрузок и ввода в строй проектируемой ВЭС.

Расчет произвели для среднего летнего и среднего зимнего режима работы. При анализе режимов работы сетей Акмолинской области можно сделать следующие выводы:

- напряжения в узловых точках не превышают допустимых значений, т.к. для сетей 110 кВ и 220 кВ этот предел составляет +15 %, то есть напряжения в узловых точках не превышают 126,5кВ и 253 кВ;

- потери в ЛЭП составляют от 300 до 690 кВт, в трансформаторах от 170 до 220 кВт.

- момент ввода ВЭС Макинск совпадает с началом реконструкции ТЭЦ «Джет-7». Вырабатываемая мощность ВЭС Макинск пойдет на покрытие потребности электропотребителей ТЭЦ «Джет-7». И позволит уменьшить потери в сетях «KEGOC» на 11,041,2 МВт·ч.

Произвели расчеты режимов сетей Акмолинской области с перспективным увеличением нагрузки потребителей на 25 %. Также был сделан расчет режимов сетей Акмолинской области с перспективным увеличением нагрузки. При анализе режимов работы сетей с учетом перспективного развития можно сделать следующие выводы:

- годовые потери электроэнергии на ВЭС несмотря на увеличение с 3602,4 МВт·ч до 5674,8 МВт·ч составляют всего 0,4 и 0,63%, что ниже средних потерь по области 3,96% и республике 14,6%;

- напряжение в узловых точках не превысит допустимых значений.

В разделе «Экономическая и финансовая эффективность инвестиций в энергообъект был произведен расчет для определения себестоимости электроэнергии и срок окупаемости сооруженных объектов, благодаря поддержке государством ВИЭ проект строительства ВЭС является экономически целесообразно.

## Список литературы

1. Национальная Программа развития ветроэнергетики в Республике Казахстан до 2015г с перспективой до 2024г / Проект Программы развития ООН и Правительства Казахстана «Казахстан- инициатива развития рынка ветроэнергетики», - Алматы-Астана, 2007.- 20 с.
2. Болотов А. В. Современные проблемы электроэнергетики: Конспект лекций для магистрантов профильного направления специальности 6М071800-Электроэнергетика - Алматы, 2010 – 35 с.
3. Министерство Энергетики Республики Казахстан [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://energo.gov.kz> (дата обращения 17.01.2018).
4. План действий по развитию альтернативных и возобновляемых источников энергии в Республике Казахстан в 2013-2020г.г., Samruk – Green energy, Астана, 2012 – 53 с.
5. Расчётно-финансовый центр по поддержке возобновляемых источников энергии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rfc.kegoc.kz> (дата обращения 20.01.2018).
6. СП РК 4.04-112-2014 / Проектирование ветряных электростанций, Астана, 2015 – 87 с.
7. <https://www.enercon.de/home/> (дата обращения 11.02.2018).
8. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. М. 2003 г. Утверждены Минэнерго России.
9. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности / Белов С.В., Ильницкая А.В., Козьяков А.Ф. – М.: Высшая школа, 2007. – 616 с.
10. Безопасность жизнедеятельности. Расчёт искусственного освещения. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех специальностей. – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 12 с.
11. Люминесцентные лампы стандартной цветопередачи T8 G13, диаметр 26 мм. – Электронный ресурс: <http://svetgrupp.ru/catalog/30/11957>.

12. WRS/S. Светильники с белой экранирующей решеткой. – Электронный ресурс: <http://www.ltcompany.com/model.php?id=138>.
13. СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Утв.
14. постановлением Минстроя РФ от 2 августа 1995 г. N 18-78.
15. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». Минздрав России, Москва. – 2003.
16. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Минздрав России, Москва. – 1996.
17. Новиков С.Г., Маслова Т.Н., Копылова Л.Н. Безопасность жизнедеятельности. Учебно-методический комплекс. Электронный учебник. <http://ftemk.mpei.ac.ru/bgd/>.
18. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Минздрав России, Москва. – 1997.
19. ГОСТ12.1.002-84. Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах. Издательство стандартов, Москва. – 1984.
20. ГОСТ 12.1.006-84. Система стандартов безопасности труда. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах требования к проведению контроля. Издательство стандартов, Москва. – 1984.
21. ГОСТ 12.1.045-84. Система стандартов безопасности труда. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля. Издательство стандартов, Москва. – 1984.
22. Правила устройства электроустановок. Утверждены Приказом Минэнерго России от 08.07.2002 № 204.
23. Федеральный закон от 21.12.1994 N 69-ФЗ (ред. от 12.03.2014) "О пожарной безопасности".
24. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

25. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Государственная противопожарная служба, Москва. – 2003.
26. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 г. №426
27. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018)

## Приложение А

### Construction of the computing model for the analysis modes of Akmola power system in the perspective of its development till 2020

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6Г	Бекмухан Мади Амантайулы		

Консультант отделения электроэнергетики и электротехники(ОЭЭ):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОЭЭ	Хрущев Ю.В.	д.т.н., профессор		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения иностраннных языков	Зюбанов В.Ю.	к.п.н., доцент		

## INTRODUCTION

Renewable energy sources (RES) are becoming important in the world of energy industry. This is determined by need of using new energy sources, because of the hydrocarbon resources limitation, as well as the growing needs of the global economy in the energy sector.

The following causes contribute to the development of alternative energy:

- Creation of energy security
- Ensuring environmental safety
- Preservation of the environment
- Conquest of the world markets by alternative sources of energy
- Conservation of energy supplies for the future generation
- Increased consumption of raw materials for the not energy use of fuel

The Republic of Kazakhstan (RK) is very rich with reserves of alternative energy, including wind resources. 55 % of the territory has an average wind speed of 4-6 m/s, and some areas are 6 m/s or more. In the future, it is necessary to use these facts to obtain electricity from wind power. The Republic of Kazakhstan, which is one of the countries of the world with the best conditions for the development of wind power. Windy places are located throughout the country. Given the density of power wind at the level of 10 mw/km<sup>2</sup> and the availability of free space Republic, you can assume the possibility of installing several wind farms in the country. According to [1], the wind potential of the Republic of Kazakhstan is estimated at 1820 bn. kW. h per year. By 2030, the goal is to bring the share of electricity generated by renewable and alternative sources to 30%, and by 2050 to 50% [1].

Implementation of the WPP project in the district of Makinsk will provide electricity production in the amount of 190.144 mln. kW. h per year. The project will provide electricity to a scarce area make significant savings by reducing losses in distribution networks of Akmola power unit. At the same time, the project has a pronounced innovative character.

The urgency of this work is a wide introduction and poorly developed mathematical description of power systems, including large volumes of

unconventional electricity. The development of modern technology wind installations will contribute to the industrialization and socio-economic development of the country. In the development of wind power plants face the following problems:

- Dissipation of wind energy and its inconsistent
- Extreme unevenness of energy production
- The emergence of hurricanes and icing, destroying the aerodynamic devices of wind power plants

The creation of equivalents for such complexes is an unsolved specific task. This result in a problem concerning the order of constructing and calculating the parameters of the subsystem equivalents included in the converted part of EPS.

The purpose of this work is to make a design model to solve problems with the mode power systems. To solve this goal, it is necessary to solve the following problem: to simulate elements of combined power systems on the example of power system of Makinsk WPP.

## 1. ENERGY SYSTEM

Traditionally, heat and electricity have been generated by a mix of technologies with coal, oil and gas burning power plants, together with hydropower, meeting the vast bulk of Kazakhstan's demand. Total Primary Energy Supply (TPES) has been dominated by fossil fuels; therefore, they maintain a dominant share in the fuel mix as shown in Figure 1.

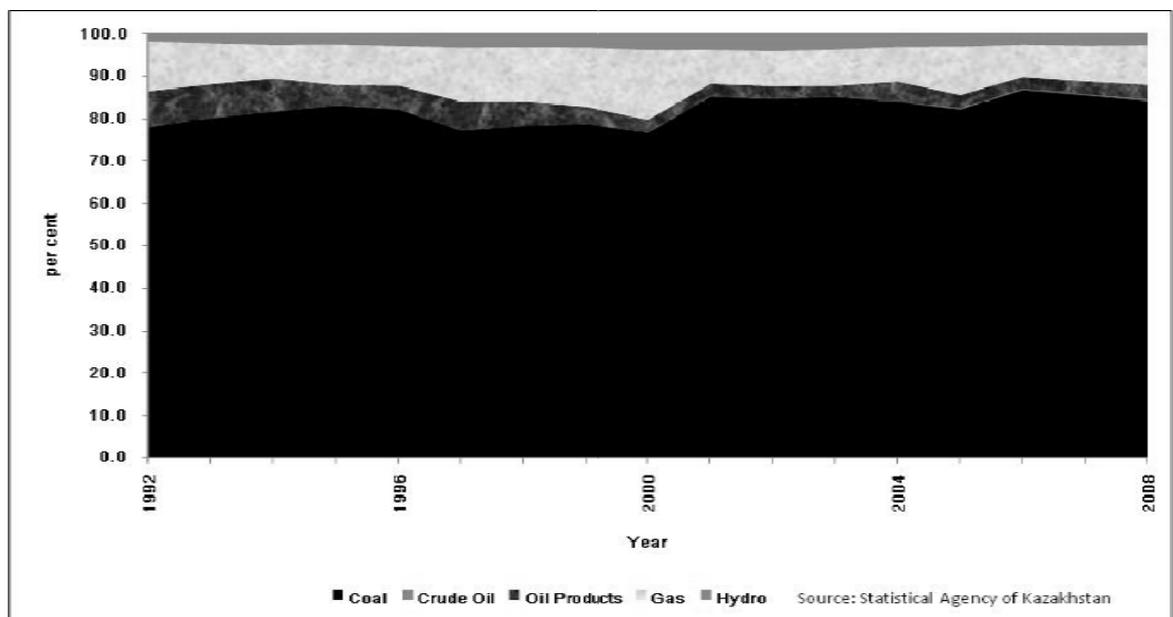


Figure 1 - Fuel mix in heat and electricity supply

## 1.1 Energy system performance

National power system consists of three territorial zones: Northern, Western and Southern. Characteristics of the Northern zone are the presence of large hydropower plants and thermal power plants running on coal. The Western zone depends on large reserves of oil and natural gas located in the region. The Southern zone lacks significant energy sources and imports the power shortfall from the Northern zone and other Central Asian countries [1]. Electricity balances of the regions with their belonging to territorial zones are given below:

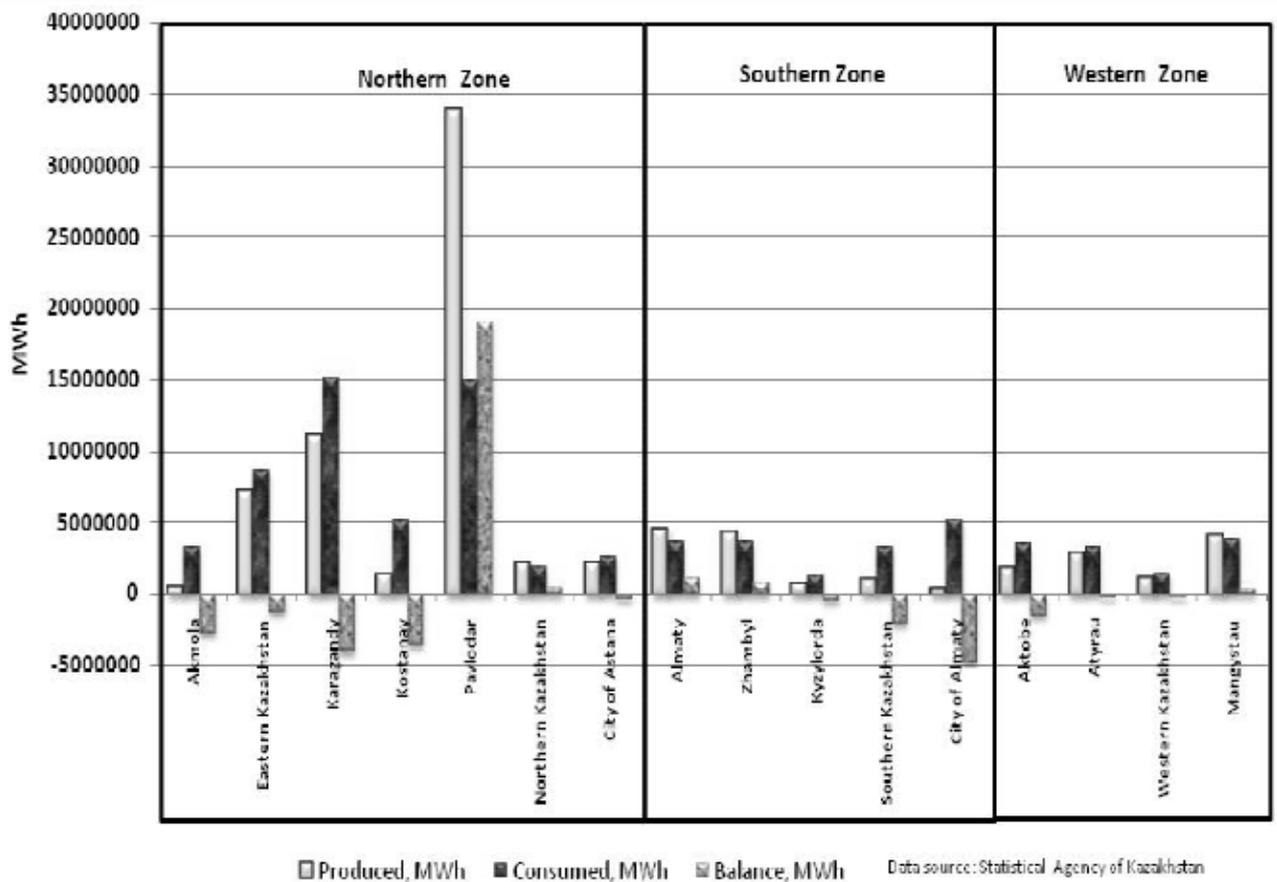


Figure 2 - Regional electricity balances FY2008

It could be seen that 65% of electricity produced in Northern zone, while the share of Southern and Western zones are 20% and 15% respectively.

The greatest challenge facing Kazakhstan is the need to improve its ageing infrastructure. Most of the existing capacities are obsolete and deterioration level has reached 70%. On top of that, 85% of coal-firing thermal power plants utilize Ekibastuz coal with ash content of 35 - 53%, which affects performance and

reliability of the plants [2]. On top of that, the deterioration of electrical grid network has reached 60% and transmission losses consist 15 %.

## **1.2 Environmental issues**

Energy sector is responsible for 87% of total national emissions. Fossil fuels combustion is the main cause of greenhouse gas (GHG) emissions in Kazakhstan. The low quality coal and the lack of purification equipment in thermal power plants cause much of this pollution. Furthermore, thermal power plants also have impact on soil and water contamination.

Kazakhstan ratified the Kyoto Protocol in 2009 and became Annex I country in 2010. However, its proposal to amend Annex B to the Kyoto Protocol has not been decided yet. Therefore, Joint Implementation (JI) mechanism of Kyoto Protocol cannot be used to finance the renewable energy projects yet. The voluntary emissions reduction goals after 2012 (Copenhagen Accord, not legally binding)[3]:

- 15 % of 1992 level by 2020
- 25 % of 1992 level by 2050

## **2. RENEWABLE ENERGY POTENTIAL**

Kazakhstan has a great potential of renewable energy sources. However, only hydropower is currently used for electricity production.

### **2.1 Hydropower**

Generating capacity of hydroelectric power plants (HPP) consists only 12% of the total capacities, while optimal share of HPP in energy system is 15 - 20% to cover peak loads. Theoretical potential of hydropower in Kazakhstan is 170 billion kWh/year, of which 23,5 billion kWh/year are considered economically viable [4]. However, potential of hydropower are concentrated mainly in eastern and southeastern parts of Kazakhstan.

### **2.2 Solar energy**

The climate in Kazakhstan is continental with significant solar radiation. The number of sunny hours is about 2200 – 3000 per year and the solar radiation is around 1300 – 1800 kW/m per year, which makes development of solar energy<sup>2</sup>viable. Potential of solar energy in Kazakhstan is estimated at the level of up

to 1 trillion kWh per year [5]. The region with highest potential in solar energy is Southern Kazakhstan.

### **2.3 Biomass**

The use of biomass is considered as an option for providing remote villages and farmers with energy. In a number of settlements, use of biogas from manure has been conducted. Furthermore, the Government plans to construct a bioethanol plant in Northern Kazakhstan. On top of that, the use of biomass to replace coal is also considered.

### **2.4 Geothermal energy**

The middle- and low-temperature thermal water resources are available in some regions of Kazakhstan. However, introduction of geothermal energy is not a priority now. The resource is expected to develop in the near future.

## **3. WIND POWER**

Kazakhstan endowed by exceptional wind resources, which are sufficient for the introduction of industrial scale wind farms. Particularly strong winds observed around Caspian Sea, in steppes and mountain gaps and passes. Maximum wind speeds on most of the territory during winter months are 40 - 45 m/s and 20 - 35 m/s in spring and autumn [6]. Average wind speed throughout Kazakhstan at 80 meters above ground level is around 6-7 m/s as shown in Figure 3. Estimated wind potential of Kazakhstan is about 1820 billion kW/h per year [4].

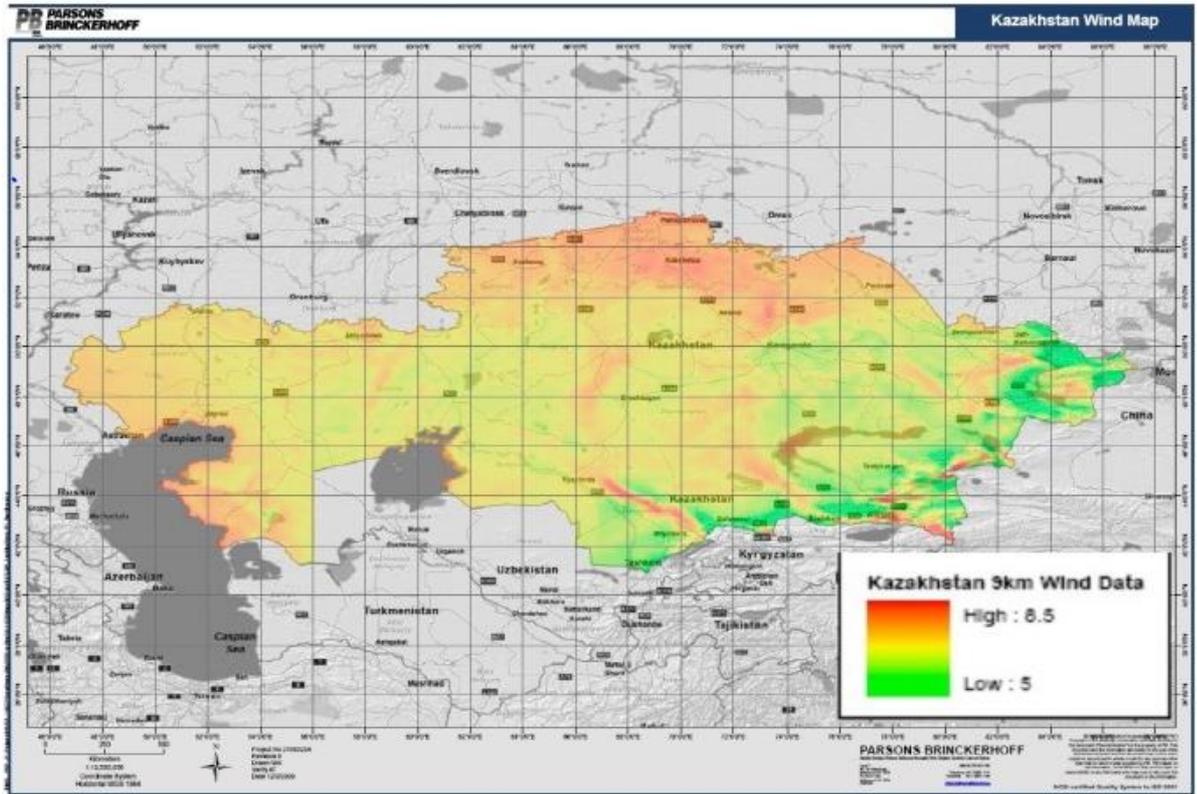


Fig. 3 Wind Map (Source: Parsons Brinckerhoff)

United Nations Development Program (UNDP) and Global Environmental Facility (GEF) within Kazakhstan - Wind Power market development initiative [7], recognize nine sites located in various parts of the country as particularly perspective.

### 3.1 Wind Data

In the present study, ten minute time series wind speed data of each location, measured using similar equipment configurations at multiple levels, have been statistically analyzed. Each site recorded approximately twelve months of data. These sites are distributed across Kazakhstan in regions with flat to undulating grasslands with minimal man-made or natural structures in the area.

### 3.2 Probability Density Function

Wind speed distribution is a critical factor in wind power assessment. The Weibull distribution is more versatile among various probability functions used in wind industry [8]. The general form of the two-parameter Weibull distribution for wind speed given [9]:

$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} e^{-(V/c)^k} \quad (1)$$

Where  $f(V)$  is the probability of observing wind speed  $V$ ,  $k$  is the Weibull dimensionless shape factor and is the scale factor. Wind availability estimation is also based on results of the analysis.

### 3.3 Wind Speed Variation with Height

The wind speed near the ground changes with height. Therefore, equation is needed to predict the wind speed at one height in terms of the measured speed at another height. The most common expression for the variation of wind speed with height is given [8]:

$$\frac{V_2}{V_1} = \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^m \quad (2)$$

Where  $V_2$  and  $V_1$  are the mean speeds at heights  $h_2$  and  $h_1$ , respectively and  $m$  is an exponent correction.

### 3.4 Power Output Estimation

Different wind turbines have different power output curve. In most literature, the following equation used to estimate the electrical power output of the wind turbine [8]:

$$P_e = \begin{cases} 0 & V < V_c \\ P_{eR} \frac{V^k - V_c^k}{V_R^k - V_c^k} & V_c \leq V \leq V_R \\ P_{eR} & V_R \leq V \leq V_F \\ 0 & V > V_F \end{cases} \quad (3)$$

Where  $P_{eR}$  is the rated power output,  $V_c$  is the cut in wind speed,  $V_R$  is the rated wind speed and  $V_f$ , is the cut off wind speed. In this study, the wind farms with installed capacity of 300 MW (100 turbines x 3.0 MW) for each sites and the total capacity of 2700 MW (300 MW x 9 sites) are assumed. Table 1 contains technical information of the wind turbine required for the power output estimation.

Manufacturer	Vestas
Turbine Type	V90-3MW
Hub Height	80 m
Rated Power Output	3000 kW
Cut in Wind Speed	3.5 m/s
Rated Wind Speed	15 m/s
Cut off Wind Speed	25 m/s

Table 1 Technical Data of V90-3MW wind turbine

#### 4. RESULTS AND DISCUSSION

The calculated monthly mean wind speed values for the available time series data of nine locations presented in Figure 4. It can be seen that the highest speeds for most of the locations occur during the winter months of December, January and February. Additionally, some high speed values are observed during May. On the other hand, the wind speeds of summer season (June, July and August) are the lowest. Coincidentally, the electricity peak demand in Kazakhstan is observed during winter season, what makes introduction of wind energy important.

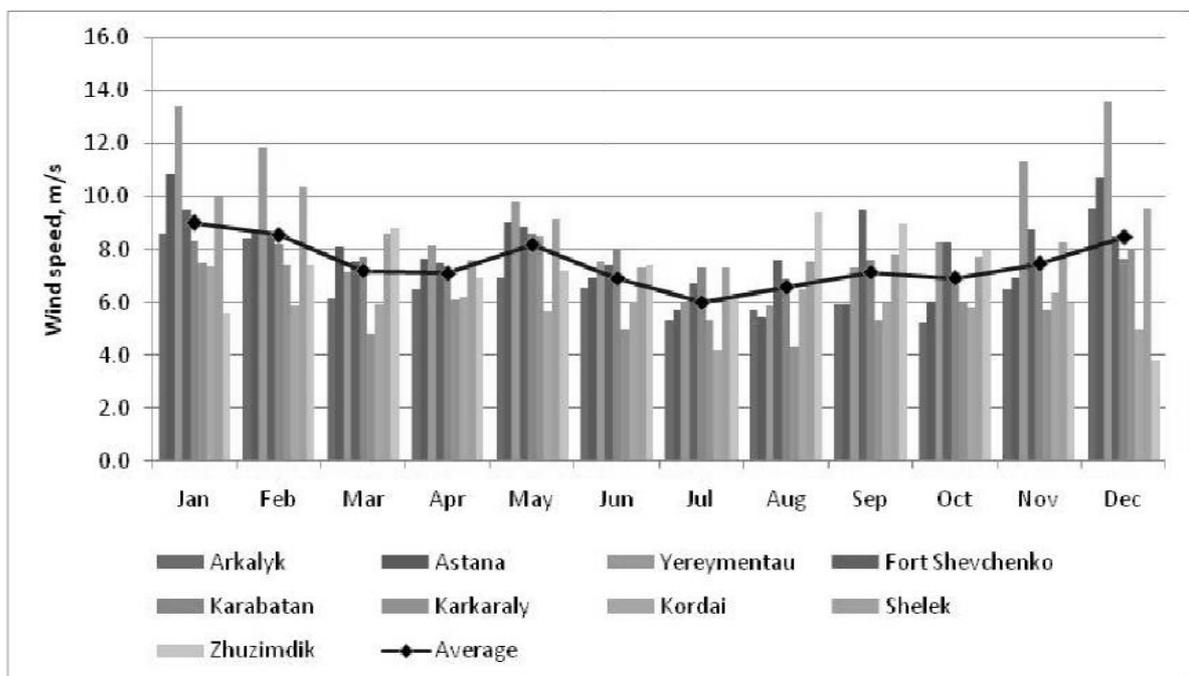


Fig. 4 Monthly mean wind speeds of locations

The results of the power output estimation from the present study are summarized in Table 2. In this table, wind availability is the amount of time over certain period (12 months in this study) when the wind farm can produce electricity. In other word, the probability of wind speed to be within the operational threshold

$f(3.5) < f(V) < f(25)$ ). Based on the results of the study, it can be said that Yereymentau, Fort Shevchenko, Karabatan and Shelek have the best wind characteristics among the sites. In Arkalyk, Karkaraly and Kordai smaller power turbines could be utilized as the sites have lower wind characteristics.

The total output of all sites could satisfy 2% of electricity demand in 2014 estimated by the Ministry of Industry and New Technologies of the Republic of Kazakhstan.

Site	Mean wind speed at 80m above ground level, m/s	k	c, m/s	Annual electricity output, MWh	Capacity Factor	Wind availability
Arkalyk	6.8	2.11	7.12	484,713	0.18	0.82
Makinsk	7.7	2.16	7.02	593,513	0.23	0.86
Yereymentau	9.2	1.86	8.82	783,477	0.30	0.90
Fort Shevchenko	8.2	2.21	8.11	636,719	0.24	0.92
Karabatan	7.7	2.92	7.80	603,291	0.23	0.89
Karkaraly	6.2	1.45	6.08	490,644	0.19	0.70
Kordai	5.9	1.29	6.47	461,093	0.18	0.67
Shelek	8.4	1.96	6.60	686,793	0.26	0.90
Zhuzimdik	7.1	1.71	7.94	554,941	0.21	0.81
<b>Total/Average</b>	<b>7.5</b>	<b>1.96</b>	<b>7.33</b>	<b>5,295,184</b>	<b>0.22</b>	<b>0.83</b>

Table 2 Wind energy output estimation based on the Weibull analysis

## 5. OBSTACLES

The obstacles currently preventing the development of wind energy could be divided into three categories:

- Problems related to the structure of energy sector
- Legislative issues
- Organizational and operational risks

### 5.1 Problems Related to the Structure of Energy Sector

Coal has been the main fuel of the energy sector. Proven reserves in Kazakhstan are around 75 billion tons; with the current rate of mining (100 million tons per year) reserves will be sufficient for another 750 years. Currently, the final price of one tone of coal (including transportation costs) at the power plants is 5 - 15 U.S. Dollars [2]. Therefore, it is hard for wind energy projects to compete with coal-burning power plants. In this situation stricter measures from the Government for decommissioning of the ageing coal-burning power plants are required.

On top of that, low electricity tariffs in Kazakhstan do not allow to attract private investment to a high capital cost renewable energy production. Comparison of average electricity tariffs in Kazakhstan and other countries is presented in Figure 5.

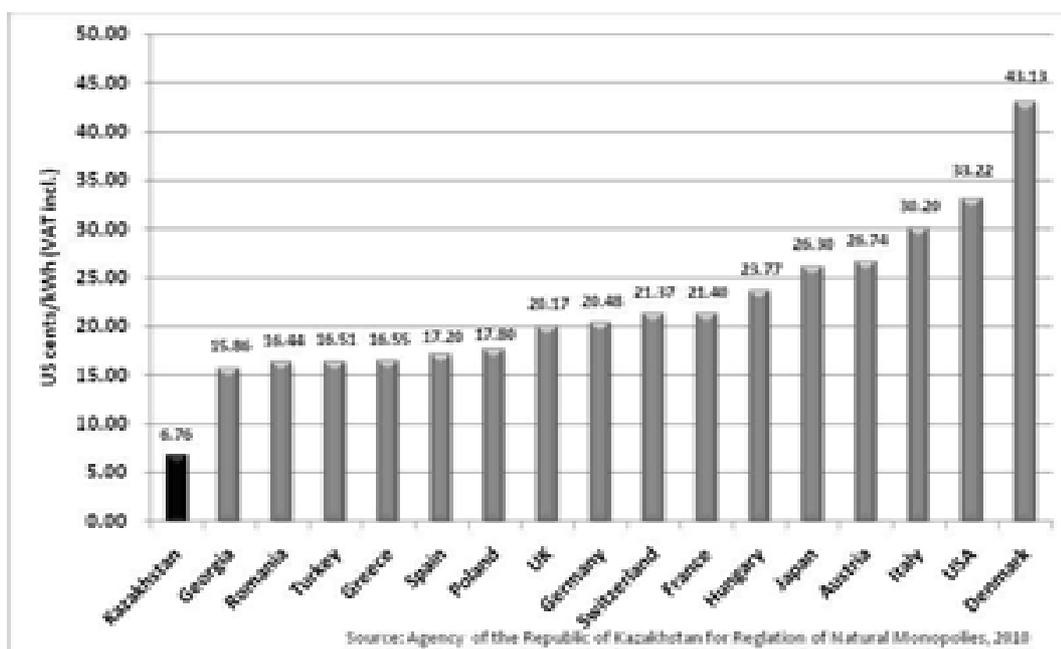


Fig. 5 Average electricity tariffs in different countries.

The drastic increase of electricity tariffs may lead to the social instability in Kazakhstan. Therefore, the government should consider the option of the direct subsidies to the developers of wind energy projects.

## 5.2 Legislative Issues

In 2009 a Law on the Use of Renewable Energy Sources was passed. According to the Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership (REEEP), the main purpose of the law is to make renewable energy production projects attractive for private investors by reserving land, by obliging electricity transmission companies to allow renewable to connect to the grid, and by the use of feed-in tariffs. The law established a renewable energy target: 5 percent of the energy balance must be renewable by 2024. However, the government should offer concrete incentives to catalyze investment – e.g. through investment tax credits and aggressive renewable portfolio standard that requires a significant percentage of electricity to be generated from renewable sources [10].

### 5.3 Organizational and Operational Risks

Each of the potential wind farms may face organizational and operational risks.

Table 3 contains summary of the possible risks.

<b>Site</b>	<b>Risk</b>
Arkalyk	Icing
Makinsk	Icing
Yereymentau	Icing, earthquake
Fort Shevchenko	Bird migration route
Karabatan	Bird migration route
Karkaraly	Icing, earthquake
Kordai	Earthquake
Shelek	Earthquake
Zhuzimdik	Earthquake

Table 3 Possible organizational and operational risks

Particularly, icing and erosion can affect the performance and reliability of wind turbines and may put human safety at risk [11]. Robust tower design of wind turbine is required for application in seismically active regions of Kazakhstan. In general, organizational and operational risks have implication on the cost of the projects. Therefore, detailed risk assessment of the locations is necessary.

## CONCLUSION

Historically, the energy sector of Kazakhstan has been fossil fuel-dominated due to affiliate resources. However, Kazakhstan possesses huge potential of renewable energy, wind power in particular, which remains untapped.

Based on the results of the wind potential estimation, the sites could be nominally divided into three groups:

- Highly potential sites with mean wind speed over 8.0 and wind availability around or more than 0.90 (Yereymentau, Fort Shevchenko and Shelek)
- Locations with mean speed higher than 7.0 and wind available over 80 per cent of the period (Makinsk, Karabatan, Arkalyk and Zhuzimdik)
- Sites with lower potential than others (Karkaraly and Kordai)

The wind characteristics of the sites are suitable for an introduction of commercial-scale wind farms. However, current situation of energy system of Kazakhstan and low participation of the government in promotion of renewable energy create the barriers for introduction of wind power.

Assessment of organizational and operational risks of all sites should be performed as the part of multi-criteria assessment framework.

## References

1. OSPANOV Y., KAMBAROV M., 2007. Development of energy sources in Southeast Kazakhstan, Almaty, 2007: p6-7. In Russian.
2. BUKHMAN M., KAIMIRASOVA S., 2010, On Stability of Pulverized Coal Combustion and Reliability of Furnace, Energy and Fuel Resources of Kazakhstan, April Issue, 2010/2: p4-5. In Russian.
3. BREITNER-CZUMA L., 2010, The Obligations of RK under the Kyoto Protocol, In: ITE/ITECA International Conference Cooperation to Reduce Emissions. Questions. Best Technologies and Practices – EcoTech 2010. Almaty, Republic of Kazakhstan 3 November 2010.
4. URAZALINOV S., 2010. Energy Efficiency and Energy Saving – Indicators of Efficient Economy, Energy and Fuel Resources of Kazakhstan, December Issue, 2010/4: p42-45. In Russian.
5. ZHAMALOV A., UMBETOV E., KUNELBAYEV M., 2010. Solar Heating Systems, Monograph, Almaty, 2010: p73-84. In Russian.
6. TUSSIPBEKOVA G., 2001, Wind. In Kazakh National Encyclopedia, Vol. 3, 2001: p630-631. In Kazakh. UNITED NATIONS DEVELOPMENT PROGRAM/ GLOBAL ENVIRONMENT FACILITY (UNDP/GEF), 2006, Prospective of Wind Power Development in Kazakhstan. Available online at: [http://www.windenergy.kz/files/1214226182\\_file.pdf](http://www.windenergy.kz/files/1214226182_file.pdf).
7. TRETOWAN A., WEBB A., 2008, UNDP Wind Monitoring Sites Wind Resource and Energy Assessment. Report prepared for UNDP – Kazakhstan by PB Power, 2008. Available online at:  
[http://www.windenergy.kz/files/1252491626\\_file.pdf](http://www.windenergy.kz/files/1252491626_file.pdf)
8. AKPINAR E.K., AKPINAR S., 2004, An Assessment on Seasonal Analysis of Wind Energy Characteristics and Wind Turbine Characteristics, Energy Conversion and Management 46, 2005: p1848-1867.
9. SATHYAJITH M., 2006. Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics, Springer, 2006: p45-87.

10. COCHRAN J., 2008, Kazakhstan's Potential for Wind and Concentrated Solar Power. Kazakhstan Institute of Management Economics and Strategic Research, 2008.
11. DALILI N., EDRISY A., CARRIVEAU R., 2007, A Review of Surface Engineering Issues Critical to Wind Turbine Performance, Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2009: p428-438.
12. KAZAKHSTAN – WIND POWER MARKET DEVELOPMENT INITIATIVE. Available online at: <http://www.windenergy.kz>
13. THE RENEWABLE ENERGY AND ENERGY EFFICIENCY PARTNERSHIP (REEEP). Available online at: <http://www.reeep.org/>