

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Новосибирский государственный технический университет»

На правах рукописи



Жидков Алексей Александрович

**РАЗВИТИЕ ПРИНЦИПОВ ПРИМЕНЕНИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ МАЛОЙ
ГЕНЕРАЦИИ НА СВАЛОЧНОМ ГАЗЕ**

Специальность 2.4.3. Электроэнергетика

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
Павлюченко Дмитрий Анатольевич
кандидат технических наук, доцент

Новосибирск – 2022

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1. Анализ использования в мегаполисах объектов генерации на основе возобновляемых источников энергии	13
1.1 Основные понятия и определения области исследований	13
1.2 История создания и развития распределенной генерации	16
1.3 Обзор современного состояния распределенной генерации	21
1.4 Потенциал применения распределенной генерации на базе возобновляемых источников энергии в России	23
1.5 Потенциал применения распределенной генерации на базе возобновляемых источников энергии в мегаполисах	26
1.6 Оценка потенциала возобновляемых источников энергии с единицы поверхности для мегаполисов	58
Выводы по главе 1	66
2. Особенности объектов генерации на свалочном газе	68
2.1 Основные положения	68
2.2 Технология добычи и использования свалочного газа	70
2.3 Механизм государственной поддержки объектов генерации на свалочном газе	75
2.4 Методика реализации проекта строительства объекта генерации на свалочном газе	77
2.5 Реализованные в России объекты генерации на свалочном газе	82
2.6 Организационные сложности в ходе реализации проектов	85
2.7 Технические особенности работы объектов генерации на свалочном газе	87
2.8 Исследование влияния качества газа на параметры выдачи мощности	92
Выводы по главе 2	101
3. Исследование динамической устойчивости объектов генерации на свалочном газе при их работе в составе электроэнергетической системы	103

3.1 Исследование эффективности применения электромагнитного вариатора для обеспечения динамической устойчивости	103
3.2 Верификация результатов исследования эффективности применения электромагнитного вариатора для обеспечения динамической устойчивости	114
Вывод по главе 3	118
4. Исследование режимов работы объекта генерации на свалочном газе в составе электроэнергетической системы	119
4.1 Основные положения	119
4.2 Характеристика режима работы объекта генерации	120
4.3 Анализ исходной схемы электрической сети	122
4.4 Разработка вариантов подключения объекта генерации к электрической сети	123
4.5 Исследование установившихся режимов	125
4.6 Исследование режимов короткого замыкания	135
4.7 Техничко-экономическое сравнение вариантов подключения	138
4.8. Оценка экономически обоснованного тарифа на электрическую энергию и мощность	150
4.9. Оценка влияния объекта генерации на свалочном газе на снижение потерь электрической энергии в распределительной электрической сети	155
4.10. Использование объектов генерации на свалочном газе для выравнивания графика нагрузки в распределительной электрической сети	158
Выводы по главе 4	161
Заключение	162
Список сокращений	165
Список определений	167
Список литературы	168
Приложение А	180
Приложение Б	209

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы.

Электроэнергетика развитых стран переживает смену технологической парадигмы. Мировой опыт показывает, что распределенная энергетика занимает все большую долю в мировой энергетике. При этом Россия, хоть и с существенным отставанием, но тоже наращивает объем внедрения распределённой генерации (РГ).

Существующая практика показывает, что наиболее выгодно и рационально применение РГ, функционирующей на основе использования:

- возобновляемых источников энергии (ВИЭ), к которым относится энергия солнца, энергия ветра, гидроэнергия и пр.
- побочных продуктов производства (попутный газ, дымовые газы и пр.) и отходов (вторичное органическое топливо, биогаз).

Использование РГ, отнесенной к одному из вышеописанных типов, обычно дает не только положительный экономический эффект, но и существенное улучшение экологической составляющей. При этом в некоторых сферах деятельности такая генерация может радикально изменить ситуацию и превратить экологическую катастрофу в источник энергии. Наиболее заметен этот эффект в крупных городах на полигонах твердых коммунальных отходов (ТКО).

Одним из перспективных способов сокращения негативного влияния ТКО на экологию является использование систем дегазации полигонов ТКО с дальнейшей утилизацией свалочного газа с помощью газопоршневых установок (ГПУ). Подробный механизм поддержки государством таких объектов вступил в силу в 2015г., а основной принцип механизма поддержки таких объектов заложен в федеральном законе N 35-ФЗ, где зафиксирована норма об обязательной покупке в приоритетном порядке электрической энергии, выработанной такими генерирующими объектами, сетевыми компаниями в целях компенсации потерь в

сетях. При этом в период с 2015г и на настоящий момент в нашей стране не введено ни одного такого объекта

Использованию в мегаполисе электростанций, функционирующих на свалочном газе, как элемента РГ, препятствуют некоторые факторы, свойственные для РГ, подключаемой к развитой электрической сети, а именно:

- усложнение управляемости и наблюдаемости сети;
- возможный выход некоторых технических показателей за пределы допустимых значений (токовая перегрузка, рост токов короткого замыкания, динамическая устойчивость генерирующего оборудования);
- необходимость существенного изменения и перестроения систем релейной защиты (РЗ), автоматики, систем управления, связи и пр.

В текущий момент данные проблемы решаются путем отключения или выделения из основной электрической сети элемента РГ практически при любом аварийном возмущении в близлежащей сети. Но данное решение может быть работоспособно только до определенного момента: пока объем РГ достигает нескольких процентов от объема основной традиционной генерации, выпадение ее из баланса не играет значительной роли и покрывается имеющимся резервом на крупных электростанциях. Однако, как только объем РГ станет существенным и будет оказывать влияние на суммарный баланс мощности и энергии, данное решение станет недопустимым, т.к. разовое отключение большого объема РГ приведет к нарушению баланса электрической мощности.

Большинство негативных факторов, перечисленных выше, можно решить другими традиционными мероприятиями, которые хоть и весьма затратные с финансовой точки зрения, но технически реализуемы и при этом имеется богатый опыт их применения. Однако, обеспечение динамической устойчивости традиционно обеспечивается в основном только за счет отключения генераторов и не подходит для РГ по описанным выше причинам одновременного отключения большого объема генерации.

Степень разработанности темы.

В настоящее время выполнено значительное количество исследований, посвященных обеспечению динамической устойчивости генераторов малой мощности при их параллельной работе с энергосистемой (распределенной генерации). Эти работы в первую очередь направлены на рассмотрение способов обеспечения динамической устойчивости объектов РГ, основанных на отделении от энергосистемы генераторов малой мощности со сбалансированной нагрузкой – то есть переход в так называемый «островной» режим. Недостатком данного метода является высокое количество коммутаций (иногда по несколько коммутаций в течение суток) и необходимость развитой интеллектуальной распределенной системы управления, для которой необходимы постоянные изменения настроек при изменении параметров и конфигурации сети. При этом стоимость создания и эксплуатации такой системы управления в некоторых случаях может существенно превышать стоимость самого генерирующего оборудования.

В области научно-исследовательских работ тема РГ занимает одно из лидирующих мест в стране и данной темой занимаются такие ученые как Илюшин П.В., Фишов А.Г., а также многие другие. Изучение электромагнитной трансмиссии (ЭТ) в нашей стране началось еще в 1960-х гг группой ученых под руководством Л.Б. Ганзбурга. Кроме того, весомый вклад в изучение ЭТ внесли Е.Д. Рейфе и В.Л. Вейц. Кроме того, стоит отметить, что в настоящее время, такими учеными как Андреюк В.А., Ачитаев А.А., Якоб П. Ахо, Л. Гордон Крафт проведены исследования по управлению мощностью генерирующего оборудования за счет изменения абсолютного угла векторов ЭДС эквивалентных генераторов, а также исследования по управлению ветровой турбиной без вставки постоянного тока путем использования ЭТ. Однако, исследования, сочетающие эти факторы по использованию ЭТ для обеспечения электромеханической совместимости при параллельной работе турбогенераторов (вращающихся синхронных машин, приводимых во вращение от паровой или газовой турбины), работающих на традиционном топливе, отсутствуют. Также практически не

ведется научных исследований по использованию свалочного газа для выработки электрической энергии.

Таким образом, на настоящий момент выполнено множество исследований по обеспечению устойчивой работы РГ без ЭТ и использованию ЭТ для обеспечения параллельной работы с сетью ветроэнергетических установок (ВЭУ), однако отсутствуют работы, связанные с использованием ЭТ для обеспечения динамической устойчивости турбогенераторов, работающих на традиционном топливе.

Цель и задачи работы.

Цель работы состоит в исследовании потенциала использования в мегаполисах распределенной малой генерации на свалочном газе и ее влияния на режимы электрических сетей.

Поставленная в диссертационном исследовании цель достигается решением следующих **задач**:

1. провести анализ возможности и исследование потенциала использования в электрических сетях мегаполисов объектов генерации на основе возобновляемых источников энергии;
2. выполнить исследование и разработать модель оценки влияния качества газа на параметры выдачи мощности объектов генерации на свалочном газе;
3. выполнить исследование и разработать модель оценки эффективности применения электромагнитного вариатора для обеспечения динамической устойчивости объектов генерации на свалочном газе при их работе в составе электроэнергетической системы;
4. выполнить исследование режимов распределительных электрических сетей мегаполиса при наличии в них объекта генерации на свалочном газе, а также технико-экономическую оценку вариантов его подключения к электрической сети.

5. оценить потенциал использования объектов генерации на свалочном газе для повышения энергоэффективности за счет снижения потерь электрической энергии и выравнивания графика нагрузки распределительной электрической сети.

Объект исследования – распределительные электрические сети мегаполиса с распределенной малой генерацией на свалочном газе.

Предмет исследования – влияние объектов распределенной малой генерации на свалочном газе на режимы электрических сетей мегаполисов.

Методология и методы исследования.

Методологической и теоретической основой диссертационного исследования послужили научные работы отечественных и зарубежных ученых в области установившихся и переходных режимов работы электроэнергетических систем с элементами распределенной генерации, возобновляемых источников энергии и электромагнитной трансмиссией.

В работе использовались методы математического моделирования установившихся режимов и электромеханических переходных процессов электроэнергетических систем.

Научная новизна работы.

1. Предложена оригинальная методика, позволяющая определить и обосновать эффективность использования объектов генерации на свалочном газе в мегаполисах с точки зрения рациональности использования земельного ресурса и экологичности.
2. Обоснована эффективность электромагнитного вариатора как средства обеспечения динамической устойчивости применительно к объектам генерации на свалочном газе при их работе в электрических сетях мегаполисов.

3. Выявлена необходимость пересмотра действующих нормативных документов в части изменения значения коэффициента использования установленной мощности для объектов генерации на свалочном газе.
4. Решена комплексная задача по подключению объектов генерации на свалочном газе к электрическим сетям мегаполисов и обоснованию экономической эффективности такого подключения в зависимости от качества используемого газа.
5. Доказано положительное влияние объектов генерации на свалочном газе на энергоэффективность за счет снижения потерь электрической энергии и выравнивания графика нагрузки распределительной электрической сети.

Теоретическая значимость работы заключается в развитии методологии исследования потенциала использования в мегаполисах объектов распределенной генерации на основе возобновляемых источников энергии, в том числе свалочного газа.

Практическая значимость работы.

Модель оценки возможного потенциала разных видов ВИЭ с единицы поверхности позволяет выполнять оценку эффективности использования ВИЭ с учетом реальных ограничений по земельным ресурсам и в стесненных условиях.

Методика исследования режимов работы ГПУ на свалочном газе в составе электроэнергетической системы позволяет наиболее точно оценить объем необходимых мероприятий и капитальные затраты для строительства объекта генерации на свалочном газе, а также точно оценить экономический и технический эффект от данного строительства.

Полученные в ходе исследования результаты переданы в ООО «ИНПЭС» для апробирования, и на их основе в период 2017-2020 гг. выполнены следующие проекты:

- Научно-исследовательская работа с подготовкой технико-экономического обоснования «Разработка оптимальной схемы

энергообеспечения потребителей о.Парамушир до 2030 года с оценкой энергопотенциала острова Парамушир».

- Схема выдачи мощности ГПУ ООО "НОВОСИБВТОРРЕСУРС.
- Информационно-теоретическое исследование в рамках НИОКР «Разработка и апробация инновационных технологий по снижению расхода на собственные нужды подстанций в рамках реализации мероприятий Дорожной карты Национального проекта "Энергоэффективная подстанция". Раздел «Использование возобновляемых источников энергии».
- Предпроектное обследование схемы электроснабжения полигона ТКО "Кучино".

Положения, выносимые на защиту.

1. Модель оценки потенциала объектов распределенной генерации на основе возобновляемых источников энергии, в том числе свалочного газа, для единицы поверхности мегаполисов, позволяющая выполнять укрупненный анализ эффективности использования ВИЭ с учетом ограничений по земельным ресурсам и в стесненных условиях.
2. Математическая модель оценки эффективности применения электромагнитного вариатора для обеспечения динамической устойчивости объектов генерации на свалочном газе при их работе в составе электроэнергетической системы.
3. Имитационная модель электромагнитного вариатора и электрической сети в программно-аппаратном комплексе моделирования энергосистем в реальном времени.
4. Методика исследования режимов работы объекта генерации на свалочном газе в составе электроэнергетической системы для технико-экономической оценки различных вариантов его технологического присоединения к электрической сети.

Соответствие паспорту научной специальности.

Работа соответствует следующим пунктам паспорта научной специальности 2.4.3. Электроэнергетика:

- п. 9. Оптимизация структуры, параметров и схем электрических соединений электростанций, подстанций и электрических сетей энергосистем, мини- и микрогрид;
- п. 14. Разработка методов расчета и моделирования установившихся режимов, переходных процессов и устойчивости электроэнергетических систем и сетей, включая технико-экономическое обоснование технических решений, разработка методов управления режимами их работы.

Степень достоверности полученных результатов.

Достоверность результатов и выводов диссертационной работы обоснована верификацией полученных результатов с режимами работы действующей в России электростанции на свалочном газе, корректным использованием средств расчета установившихся режимов, режимов короткого замыкания, переходных процессов в электроэнергетических сетях и системах (программно-вычислительные комплексы RastrWin, Homer Energy, MatLab Simulink, RTDS, APM CP3A).

Апробация результатов работы.

Основные результаты и положения работы обсуждались на семинарах кафедры систем электроснабжения предприятий и факультета энергетики НГТУ и докладывались на следующих конференциях:

- VII Международный форум технологического развития «Технопром-2019». Новосибирск 2019 (Заседание региональной рабочей группы национальной технологической инициативы в сфере энергетики «Энерджинет» актуальная повестка технологического развития электроэнергетики в мире и ее влияние на стратегию развития электроэнергетики российской федерации). Тема доклада: «Специфика

использования свалочного газа с полигонов ТКО для генерации и продажи электроэнергии».

- Международная научно-техническая конференция «Пром-Инжиниринг-2020». Тема доклада: «Использование электромагнитного вариатора в составе газопоршневой электростанции для обеспечения динамической устойчивости».
- Международная мультидисциплинарная конференция по промышленному инжинирингу и современным технологиям FarEastCon-2021.
- Международная конференция 2020 Ural Smart Energy Conference (USEC).
- Международная научная электроэнергетическая конференция "ISCEE – 2021".
- Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы и исследования надежности больших систем энергетики» 2021г.

Публикации.

По результатам исследований опубликовано 6 печатных работ, в том числе 3 научные статьи в рецензируемых журналах, входящих в перечень рекомендованных изданий ВАК РФ и 3 научные статьи, индексируемые в базе библиографических данных Scopus.

Объём и структура работы.

Диссертационная работа общим объемом 210 страниц состоит из введения, четырех глав, заключения, списка сокращений, списка терминов, библиографического списка из 113 наименований, приложений, содержащих акты внедрения результатов работы, содержит 109 рисунков, 55 таблиц.

1. АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В МЕГАПОЛИСАХ ОБЪЕКТОВ ГЕНЕРАЦИИ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

1.1 Основные понятия и определения области исследований

Термин «распределенная генерация» это весьма условное и неформальное определение, под которым в настоящее время может скрываться весьма широкий спектр энергетических понятий. В ряде случаев данный термин используется как синоним понятия генерации в децентрализованной или даже изолированной энергосистеме. Иногда под ним понимают использование энергоисточников малой мощности (например, до 25 МВт и/или 20 Гкал/ч). В некоторых работах к распределенной генерации относят объекты когенерации (совместного производства электроэнергии и тепла) и генерацию с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ), а в других этот термин трактуется как производство энергии на уровне распределительной сети, то есть распределённая генерация - это выработка электроэнергии и/или тепла в месте ее потребления.

Терминология СИГРЭ (Международный Совет по большим электрическим системам высокого напряжения (Conseil International des Grands Réseaux Electriques – CIGRE)) в свою очередь предлагает следующее определение: Распределенная генерация – генерация, присоединенная к распределительной сети на среднем (до 30 кВ) и низком (менее 1 кВ) напряжении (генерация, присоединенная к высоковольтной сети (свыше 69 кВ), включая крупные ветропарки, не относится к этой категории) [1]. При этом в комитете по электроэнергетике озвучил предложение отнести к этому термину генерирующие объекты (независимо от способа производства электроэнергии мощностью) от 1 МВт (опять же условно) до 50 МВт, расположенные в непосредственной близости от потребителя с возможностью использования системы накопления электроэнергии [2].

Таким образом, в настоящий момент ни в отечественном, ни в зарубежном сообществе нет однозначного консенсуса в понимании того, что такое

распределенная генерация. Поэтому и в данной диссертации под этим термином будет пониматься весь широкий спектр определений и понятий, который под ним может скрываться. Соответственно, на сегодняшний день в России можно выделить три категории генерирующих мощностей, которые подпадают под широкое определение распределенной генерации:

1. Блок-станции - источник электрической (иногда тепловой) энергии, расположенный на территории или в непосредственной близости от промышленного предприятия и принадлежащий владельцам этого предприятия на правах собственности или ином законном основании, например, праве аренды. Блок-станции, как правило, выгодны их владельцам, поскольку могут функционировать за счет побочных продуктов основного производства (попутный или доменный газ и т.п.).
2. Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ). Комбинированное производство электроэнергии и тепла повышает коэффициент использования топлива в среднем на 30 %. На фоне этого эффекта существенные затраты и неудобства при сооружении и эксплуатации теплосетей становятся приемлемыми. Это одна из причин, по которым когенерация широко пропагандируется и поощряется сейчас на Западе.
3. Объекты малой и средней генерации, в числе которых газотурбинные и газопоршневые станции.
4. Электростанции на ВИЭ.

Однако в рамках настоящей работы будем считать, что крупные ТЭЦ и энергоисточники с использованием ВИЭ, снабжающие энергией целые города и районы, нецелесообразно причислять к системам распределенной генерации. К ним следует относить только ТЭЦ малой мощности и энергоисточники с использованием ВИЭ вблизи мест потребления.

Кроме того, стоит отметить, что с тем же или близким смысловым значением термина «распределенная генерация» часто используются понятия: «распределенная энергетика», «малая генерация», «малая энергетика».

Возобновляемыми источниками энергии, в соответствии с [3], будем называть - энергию солнца, энергию ветра, энергию вод (в том числе энергию сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электроэнергетических станциях, энергию приливов, энергию волн водных объектов, в том числе водоемов, рек, морей, океанов, геотермальную энергию с использованием природных подземных теплоносителей, низкопотенциальную тепловую энергию земли, воздуха, воды с использованием специальных теплоносителей, биомассу, включающую в себя специально выращенные для получения энергии растения, в том числе деревья, а также отходы производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива, биогаз, газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов, газ, образующийся на угольных разработках.

Также хочется уточнить такие понятия как статическая и динамическая устойчивость. В соответствии с рядом научно-технических документов, например, [3] и [4]:

- устойчивость электроэнергетической системы – это способность электроэнергетической системы сохранять синхронную работу электрических станций после отключений линий электропередачи, оборудования объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок;

- динамическая устойчивость – это способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после значительных возмущений без перехода в асинхронный режим;

- статическая устойчивость – это способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после малых его возмущений, при которых изменения параметров несоизмеримо малы по сравнению со значениями этих параметров.

При этом нигде не приведено конкретного описания, что понимается под «значительными» и «малыми» возмущениями. А в соответствии с [5] как для статической, так и для динамической устойчивости рассматриваются одни и те же возмущения. Поэтому в данной диссертации под статической устойчивостью

будем понимать возможность обеспечения устойчивости при нормативном возмущении в установившемся режиме, а под динамической - возможность обеспечения устойчивости при нормативном возмущении в переходном процессе.

Все остальные термины и определения, используемые в работе, соответствуют общепринятой терминологии, изложенной, например, в [3] и [4].

1.2 История создания и развития распределенной генерации

История создания и развития распределенной генерации тесно связана с историей создания и развития энергетики в целом. Ведь на первом этапе своего существования вся энергетика была полностью распределенной.

Развитие отечественной и мировой электроэнергетики определялось появлением электропривода, зарождением электрического транспорта и ростом электроосвещения в городах. Система Эдисона, основанная на постоянном токе, стала начальным стандартом для систем производства и распределения электроэнергии, питания электрических железных дорог и промышленных двигателей, а также освещения. Но она не могла быть легко применена для передачи электроэнергии на большие расстояния. Использование переменного тока с применением многофазной системы Теслы сделало возможным развитие крупных генерирующей электростанций, расположенных на больших расстояниях от потребителей.

Развитие энергетики в Российской империи шло следом за США, Германией и другими странами. В 1886 году в Петербурге было основано Общество электрического освещения, объединившее ученых и коммерсантов. В 1899 году фирмы-участники Общества привлекли к финансированию работ по электрификации ведущие банки, основав «Большой русский банковский синдикат».

В 1883 году в Петербурге была открыта электростанция мощностью 6 кВт. Она размещалась на барже, пришвартованной на набережной р.Мойки. На барже были установлены 12 динамомашин, ток от которых зажигал 32 уличных фонаря

Невского проспекта. В этом же году фирма "Русские заводы Сименс и Гальске" скупила установленную товариществом электрическую сеть и организовала освещение Невского проспекта от двух временных станций, одна из которых была установлена на деревянной барже на реке Мойке, а другая - у Казанского собора.

Первыми электростанциями России были:

- Георгиевская (в г. Москве) мощностью 403кВт, состоящая из 5-ти паровых машин (пущена в 1888 г.);

- Одесская (с сентября 1887 г.) с динамо-машинами переменного тока на 2000 В, с сетью протяженностью 1300 м на столбах с изоляторами;

- Царско-Сельская в 1890 году дала переменный ток напряжением 2400 В. Царское Село (ныне г. Пушкин) - первый город в Европе, который сплошь был освещен электричеством. Протяженность электросети достигала 64 км;

- Василеостровская (в Петербурге) мощностью 800 кВт, пущена в 1894 году;

- в 1893-94г.г. была пущена первая в России электростанция трехфазного тока (обслуживала Новороссийский элеватор);

- в Петербурге первая электростанция трехфазного тока пущена в 1896 году (на Охтенском заводе). Охтенская установка была одной из первых не только в России, но и во всем мире центральной электростанцией трехфазного тока и образцом централизации производства электроэнергии на основе новой техники трехфазного переменного тока;

- в Москве электростанция трехфазного тока запущена на Раушской набережной в 1897 году;

- первая крупная ГЭС (тогда ее называли «водоэнергетической установкой») перекрыла кавказскую речку Подкумок у города Эссентуки в 1903 году.

Однако, все построенные к концу 19 - началу 20 столетия в России электростанции (в Москве, Санкт-Петербурге, Киеве, Баку, Риге и т.д.) имели ограниченное число потребителей и не были энергетически связаны между собой, то есть работали изолированно друг от друга. При этом они работали с абсолютно разными параметрами сети - значения величин их тока, напряжения и частоты имели огромный разброс, так как никаких единых норм при разработке этих

станций не существовало. Таким образом, на начальном этапе своего существования электроэнергетика была полностью распределенной, и вся электроэнергия потреблялась там же, где и вырабатывалась генераторами. При этом тарифы на освещение были заоблачные: один час работы лампы стоил 5 копеек, а уличного фонаря - 17 копеек, и это при средней зарплате в промышленности - 27 рублей в месяц [6].

Существенные коррективы в развитие энергетики в России внесла октябрьская революция 1917г. и приход к власти Большевиков во главе с В.И. Лениным, который был основным энтузиастом электрификации России. Еще в 1901 году он писал: "...в настоящее время, когда возможна передача электрической энергии на расстояния... нет ровно никаких технических препятствий тому, чтобы сокровищами науки и искусства, веками скопленными, пользовалось все население, размещенное более или менее равномерно по всей стране" – в этом призыве и заключается основная суть перехода от распределенной энергетики, т.е. энергетики, в которой вырабатываемая электроэнергия потребляется вблизи источника генерации, к энергетике централизованной.

Далее для истории энергетики характерны четыре основных периода развития. Первый из них начался в 1920 г., когда VIII Всероссийским съездом Советов был принят план электрификации России (ГОЭЛРО). Этот план предусматривал опережающее развитие энергетики, путем сооружения 30 крупных районных станций, использование местного топлива, развитие централизованного энергоснабжения, рациональное размещение электростанций на территории страны. Но даже в нем в первую очередь были заложены принципы распределенной энергетики, т.к. предполагалось экономическое районирование территории России исходя из соображений в том числе близости источников сырья и потребителя. В результате было выделено семь основных экономических районов:

- Северный,
- Центрально-промышленный,
- Южный,
- Приволжский,

- Уральский,
- Кавказский,
- Западной Сибири и Туркестана.

План ГОЭЛРО был выполнен несмотря на все проблемы послереволюционной России, и именно он считается началом развития и активного роста отечественной энергетики.

За годы Великой Отечественной войны выработка электроэнергии снизилась почти в два раза, около 60 крупных станций было разрушено. Поэтому основной задачей второго периода развития энергетики (1940-1950 г.г.) было восстановление разрушенного энергетического хозяйства.

Для третьего этапа развития энергетики (1951-1965 г.г.) характерна концентрация энергоснабжения за счет создания объединенных энергосистем, строительство мощных тепловых электростанций, сооружение первых атомных станций. Именно в этот период и произошел полностью переход от распределенной энергетики к централизованной.

Четвертый период (с 1966 г. по настоящее время) характеризуется переходом к качественно новому уровню развития топливно-энергетического комплекса. Внедряется блочная схема компоновки электростанций, причем мощность блоков непрерывно повышается. Формируется единая энергосистема страны.

До 1975 г. в СССР проводился курс на повышение расхода газа и мазута на нужды энергетики. Это позволило в короткий срок и без значительных капитальных затрат укрепить энергетическую базу народного хозяйства. Позже было решено, что дальнейший рост энергетического потенциала Европейской части страны должен осуществляться за счет строительства гидравлических и атомных станций, а в восточных районах - за счет тепловых станций, работающих на дешевых углях.

Анализируя периоды развития электроэнергетики, можно сказать, что электроэнергетика СССР (России) и других экономически развитых стран мира интенсивно развивалась в течение 20 столетия в основном путем повышения уровня централизации электроснабжения при создании все более мощных и

протяженных электроэнергетических генерирующих и сетевых объектов (электростанций, линий электропередачи (ЛЭП)). Следствием этого явилось формирование протяженных объединенных электроэнергетических систем (ЭЭС). Это позволило достичь существенного экономического эффекта, повысить надежность электроснабжения и качество электроэнергии.

С начала 20 столетия технологии традиционных паротурбинных агрегатов тепловых и атомных электростанций развивались по пути использования все более высоких параметров пара, это требовало применения более совершенных материалов котлов и турбин, при этом имела место тенденция увеличения единичной мощности энергоустановок.

Все отмеченное позволяло улучшать технико-экономические параметры установок, удельные капиталовложения и постоянные текущие издержки на единицу мощности и удельные расходы топлива на единицу вырабатываемой электроэнергии. Указанная тенденция укрупнения агрегатов наблюдалась и в гидроэнергетике, хотя и в меньшей мере. То есть все развитие шло только в одном направлении – перехода от распределенной энергетики к централизованной

В 1980-е годы эта тенденция принципиально изменилась вследствие появления высокоэффективных (с коэффициентом полезного действия (КПД) до 55-60 %) широкого диапазона мощностей, в том числе малых - от единиц до одного-двух десятков МВт. Отличительной особенностью таких установок, особенно малых, является их высокая заводская готовность, что позволяет вводить их в эксплуатацию за весьма короткий период в пределах одного года, а иногда и месяца. Одновременно появился большой ассортимент мини - и микро – газотурбинных установок (ГТУ) (от долей кВт до нескольких десятков кВт). На базе малых ГТУ начинается сооружение малых ТЭЦ для комбинированной выработки электроэнергии и тепла. Распределенная местная энергетика снова начинает занимать свою нишу в глобальной централизованной энергетике.

К распределенной энергетике можно отнести и многие типы источников генерации, работающих на ВИЭ, такие как:

- ветроэлектрические станции (ВЭС),

- солнечные электростанции (СЭС),
- гидроэлектростанции малой мощности (Мини и МикроГЭС),
- электростанции, работающие на биотопливе.

Малые ГТУ, ГПУ, парогазовые установки (ПГУ), гидротурбины, фотоэлектрические преобразователи (ФЭП) и ветроэнергетические установки (ВЭУ) устанавливаются непосредственно у потребителей и подключаются к распределительной электрической сети на напряжениях 0,4-35 кВ. В основном именно эти энергоустановки в настоящее время и получили неофициальное название "распределенная генерация".

1.3 Обзор современного состояния распределенной генерации

Основными факторами, влияющими на рост распределенной генерации, являются:

- желание потребителей адаптироваться к рыночной неопределенности в развитии глобальной энергетики и снизить цены, покупаемой ими электроэнергии;
- повышение управляемости ЭЭС и ее собственная адаптация к неопределенности рыночных условий развития экономики;
- появление новых высокоэффективных энергетических технологий в сфере производства энергии (ГТУ, ГПУ и ПГУ);
- рост газификации страны;
- ужесточение экологических требований с одновременным ведением государственной протекционистской политики, стимулирующей использование ВИЭ.

Основные требования к энергоснабжению для потребителей – это низкая стоимость, надёжность, качество и стабильность. Таким образом, сегодня, альтернативным способом получения продукта высшего качества по низкой цене – это его самостоятельное производство. Кризис сложившейся монополизированной энергетической инфраструктуры и начавшаяся либерализация энергетических рынков одновременно и увеличивают степень неопределённости будущего, и

привлекает открывающимися возможностями для бизнеса. И тот и другой фактор увеличивают спрос потребителей энергии на собственные генерирующие мощности.

Неиспользуемое ранее энергетическое оборудование, приобретенное в качестве резерва на случай аварии, начинает восприниматься как основа для возникновения новой сферы деятельности. Особенно данная тенденция заметна в наиболее развитых странах/регионах с дефицитом ресурсов и в странах/регионах с низким развитием централизованных сетей. США, Япония, Европа уже давно предпринимают активные шаги к переходу на распределенную генерацию. Как отмечают в Комитете Государственной Думы по энергетике: электроэнергетика развитых стран переживает смену технологической парадигмы. Мировой опыт показывает, что распределенная энергетика занимает все большую долю в мировой энергетике (до 20 – 30 %), в России около 7 % от общей мощности [7]. А представители крупнейших компаний в сфере энергетики обращают внимание, что тему распределенной генерации нельзя рассматривать только в контексте ветра и солнца. Потому что доля возобновляемых источников энергии составляет всего 0,28% от установленной мощности энергосистемы страны. При этом за последние годы в России установлено порядка 20 ГВт современных газопоршневых и дизельных установок в промышленности, сельском хозяйстве, ритейле. А это уже почти 10% от установленной мощности ЕЭС, что практически сопоставимо с вводами по программе ДПМ-1, только построены они без субсидий [8].

Если же говорить о ВИЭ, то сегодня во многих кругах бытует мнение, что использование ВИЭ в Российской Федерации (РФ) может быть выгодно только там, где топливо дорогое – т.е. в удаленных территориях с плохой логистикой. Так, например, представители ПАО «РусГидро» отмечают, что возобновляемая энергетика развивается только тогда, когда для этого есть экономический стимул и стоимость производства киловатт-часа электроэнергии с помощью солнца, ветра, тепла земли дешевле, чем в традиционной энергетике [9]. То есть в России наиболее перспективные регионы для внедрения распределенной генерации - это

Дальний Восток и Крайний север, ведь 60–70% в структуре себестоимости производства электроэнергии на Дальнем Востоке – это затраты на топливо.

Стоит отметить, что никакого систематического и сколь-нибудь оформленного и ясного подхода к внедрению распределенной генерации в России сейчас нет. Между тем в данном виде генерации заинтересованы в первую очередь крупные промышленные потребители, которые, в своем большинстве, не всегда следят за современными тенденциями энергетики, а ограничиваются лишь решением своих насущных проблем. Поэтому первой задачей, которую надо решить для развития распределенной генерации – это вовлечение заинтересованных лиц в данный процесс, путем освещения и популяризации различных способов внедрения РГ.

1.4 Потенциал применения распределенной генерации на базе возобновляемых источников энергии в России

Возобновляемыми источниками энергии можно назвать источники энергии, основанные на постоянно функционирующих или периодически появляющихся процессах, интенсивность и объем которых не снижаются в процессе их потребления (солнечная энергия, энергия ветра, гидроэнергия, геотермальная энергия, энергия приливов, биомасса и др.).

В отличие от традиционного органического топлива, возобновляемые источники энергии неисчерпаемы или легко восстанавливаемы, а с экологической точки зрения их применение безопаснее по сравнению с электростанциями на органическом топливе. Но неравномерность и нестабильность их проявления по территории и во времени являются существенным недостатком, приводящим к ограничению их использования. Учитывая имеющиеся недостатки, ВИЭ не могут полностью заменить традиционные источники энергии, в связи с чем, ВИЭ рационально применять, в первую очередь, как дополнительный источник, позволяющий заместить часть органического топлива.

Применение возобновляемых источников энергии позволяет:

- заместить часть органического топлива, сэкономив средства на его закупку и доставку, и снизив зависимость от его внешних поставок;

- обеспечить электроснабжение в труднодоступных местах. Для некоторых населенных пунктов, где в настоящее время электроснабжение осуществляется 2 раза по 1 часу в сутки, увеличение стабильно электроснабжения до 3-4 часов в сутки является значительным. Также, например, в космосе для спутников и космических станций – солнечная энергия является основным видом генерации;

- снизить негативное влияние от процесса сгорания органического топлива в традиционной энергетике на окружающую среду;

- создать стимул для развития высокотехнологичных процессов и технологий в России;

- повысить качество и комфорт условий проживания для населения.

Анализируя карту России становится понятно, что самой большой ее территорией является Крайний Север (рисунок 1.1).

Территории Крайнего Севера почти не освоены и вместо централизованной энергосистемы там функционирует множество изолированных систем энергоснабжения с очень высокой себестоимостью производства энергии. Несмотря на то, что на этих территориях проживает около 10 % населения страны, на ней добывается значительная часть ресурсов (нефть, газа, уголь, драгоценные камни и металлы, рыба, морепродукты и икра). При этом отопительный сезон на Крайнем Севере может длиться круглый год, а строительство и доставка грузов существенно осложняется неблагоприятными природными условиями и удаленностью от освоенных территорий. Таким образом, повышение энергоэффективности за счет развития ВИЭ в условиях Крайнего Севера решает важнейшую задачу по развитию арктических территорий.



Рисунок 1.1 – Районы Крайнего Севера и приравненные к ним территории

Укрупненно список регионов, имеющих большое число изолированных систем энергоснабжения, можно установить на основании [10] и [11]. В этот список входят 25 субъектов Российской Федерации. Распределение поселков с децентрализованным энергоснабжением по численности населения приводится в [12]. В соответствии с данной информацией изолированные системы обслуживают около 20 миллионов человек. В [13] число таких потребителей оценивается в 10-15 млн. человек. В основном на таких территориях сейчас используются дизельные электростанции (ДЭС). Суммарную стоимость дизельного топлива для выработки электроэнергии на ДЭС в изолированных системах энергоснабжения (с учетом его доставки) в 2015 г. можно оценить близкой к 60-80 млрд. руб. К этому следует еще добавить стоимость масла примерно на 4 млрд. руб. [14].

Стоит отметить, что изолированные системы с дизельными электростанциями - это не уникальная особенность нашей страны. Во всем мире функционирует множество дизельных и бензиновых энергоустановок, которые вырабатывают энергию там, где нет возможности подключения к централизованным сетям. Именно поэтому, не только для России, но и для всего мира так важно применение ВИЭ, которые в большинстве случаев являются более дешевой и экологически чистой альтернативой традиционной генерации. Но именно в России, с одной стороны этот потенциал велик, в связи с обширностью

территорий потенциального применения, а с другой стороны, наоборот, данный потенциал не востребован, в связи с большим количеством и относительной дешевизной традиционных энергоресурсов.

Еще, одной из причин незначительных объемов использования возобновляемых источников энергии в настоящее время можно назвать их капиталоемкость и низкое значение показателя использования установленной мощности, которое также связано с неравномерностью и неопределенностью энергоресурсов и неплотным графиком нагрузки потребителей.

1.5 Потенциал применения распределенной генерации на базе возобновляемых источников энергии в мегаполисах

Если про потенциал ВИЭ в удаленных труднодоступных местах с дорогим традиционным топливом или в других регионах без проблем в земельном вопросе все относительно понятно и данной тематике посвящено множество работ (например, [15] - [17] и многие другие), то на потенциале ВИЭ в мегаполисах хотелось бы остановиться подробнее.

Самыми крупными городами России по численности населения согласно официальным данным Федеральной службы государственной статистики по состоянию на 2018г. являются:

- 1) Москва – 12 506 468 человек;
- 2) Санкт-Петербург – 5 351 935 человек;
- 3) Новосибирск – 1 612 833 человек;
- 4) Екатеринбург – 1 468 833 человек;
- 5) Нижний Новгород - 1 259 013 человек;
- 6) Казань - 1 243 500 человек;
- 7) Челябинск - 1 202 371 человек;
- 8) Омск - 1 172 070 человек;
- 9) Самара - 1 163 399 человек;
- 10) Ростов-на-Дону - 1 130 305 человек.

Данные города представляют почти все округа Российской Федерации за исключением Дальнего Востока. Для большей наглядности и представления в исследовании всех округов добавим в список самый большой город Дальневосточного федерального округа – Владивосток, с численностью населения 631 900 человек.

Итак, рассмотрим какие же возобновляемые источники энергии существуют, и какие есть особенности их применения в условиях мегаполисов.

Энергия ветра

Выполним укрупненную оценку потенциала ветроэнергии в мегаполисах России. Потенциал ветроэнергии оценивается на основе информации базы данных NASA [18] с помощью программного обеспечения Homer Energy®, одной из возможностей которого является оптимизация состава возобновляемых источников энергии различных электроэнергетических систем и анализа их режимов [19].

Скорость ветра на высоте башни определяется по формуле [20]:

$$U_{ocu} = U_{\phi} \left(\frac{H_{ocu}}{H_{\phi}} \right)^m, \quad (1.1)$$

где U_{ϕ} – скорость на высоте флюгера; H_{ϕ} – высота флюгера; H_{ocu} – высота башни ВЭУ.

Зависимость скорости ветра в течение определенного периода времени может быть описана функцией распределения вероятности. Для этого лучше всего подойдет функция Вейбулла, имеющая два параметра – параметр формы k , равный 2 и параметр единиц измерения c [20]:

$$h(v) = \left(\frac{k}{c} \right) \left(\frac{v}{c} \right)^{(k-1)} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}. \quad (1.2)$$

Наряду с функцией Вейбулла применяют функцию плотности распределения энергии, необходимой для прогнозирования выработки энергии ветра [20]:

$$E(v) = \lambda \cdot \frac{\partial P(v)}{\partial v} \cdot h(v), \quad (1.3)$$

где λ - коэффициент пропорциональности, зависящий от единиц измерения, $\partial P/\partial v$ - частная производная удельной мощности ветрового потока.

На рисунке 1.2 изображено взаимное расположение двух кривых. Из него следует, что точка максимума кривой распределения энергии соответствует точке на кривой плотности распределения Вейбулла по скоростям, называемой среднекубической.

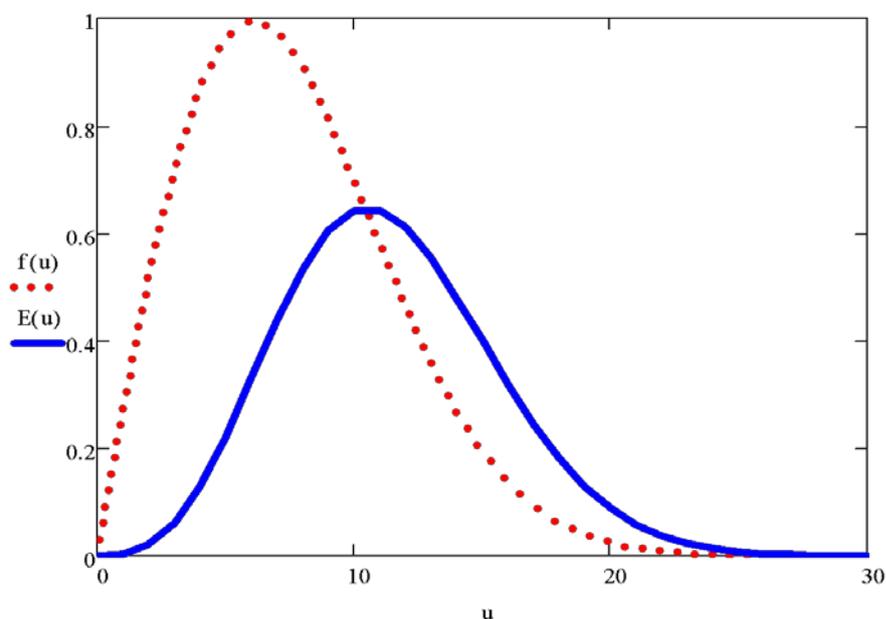


Рисунок 1.2 – График плотности распределения Вейбулла по скоростям и энергии

Среднекубическая скорость необходима при оценке ветрового потенциала исследуемой местности. Она определяется следующим выражением [20]:

$$U = \sqrt[3]{\sqrt{\pi} \frac{3c^3}{2k}}. \quad (1.4)$$

Под рабочей скоростью будем понимать ту скорость, с которой ветер дует большую часть своего времени (на графиках это соответствует максимуму функции распределения по скоростям). Если не обращать внимание на параметры распределения и масштабные коэффициенты, то использование значений рабочей

и средней скорости может привести к серьёзной ошибке при выполнении оценки годовой выработки энергии.

Возможная средняя выработка электроэнергии в год ветрогенератора с коэффициентом мощности $C_p=0,5$ (максимальный КПД выходной мощности турбины) может быть представлена [20]:

$$E = \frac{1}{2} C_p \rho U^3 \cdot 8760 = \frac{1}{4} \rho_0 e^{\left\{ \frac{0,297 H_m}{3048} \right\}} U^3 \cdot 8760. \quad (1.5)$$

Далее на рисунках 1.3-1.13 и в таблицах 1.1 – 1.22 приведем результаты исследования для разных мегаполисов.

1. г. Москва

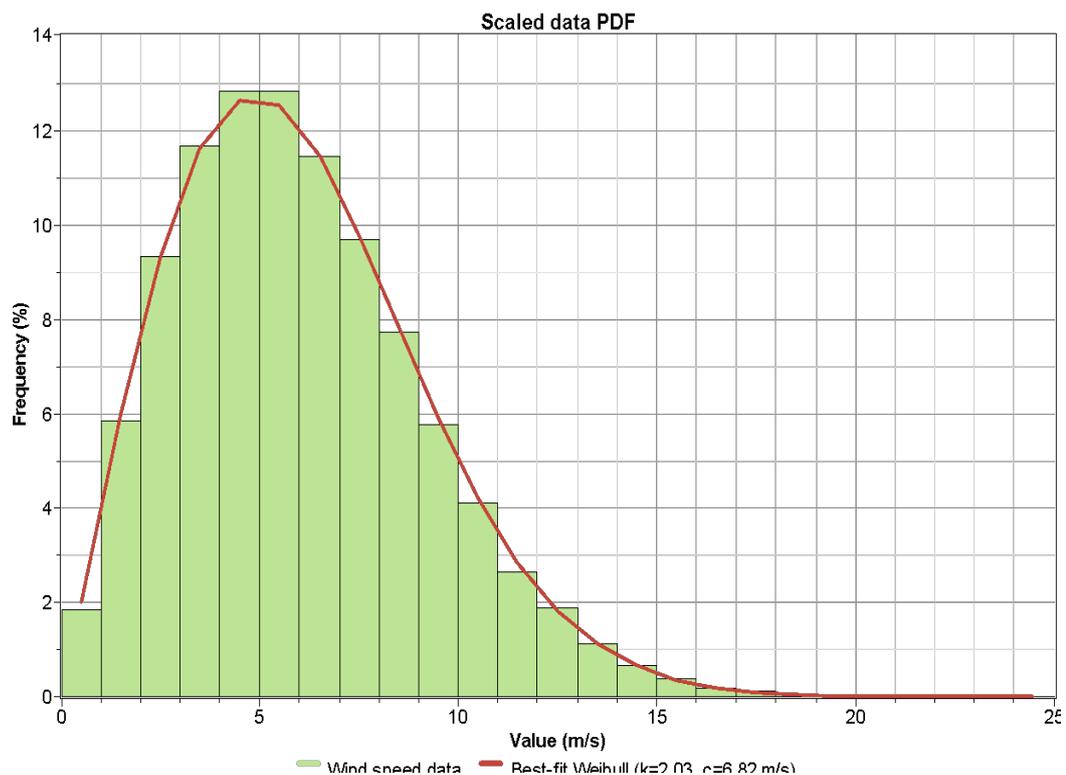


Рисунок 1.3 – График плотности распределения Вейбулла по скоростям и энергии для г. Москва

Таблица 1.1 – Среднемесячная скорость ветра по месяцам для г. Москва

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Скорость ветра (m/s)	6,97	6,83	6,59	5,89	5,68	5,17	4,83	5,22	5,72	6,25	6,38	6,96

Таблица 1.2 – Энергетические характеристики ветра на высоте 50 м для г. Москва

Средне-кубическая скорость ветра	Средняя скорость ветра	Удельная мощность режима ветрового потока ($\text{Вт}/\text{м}^2$)	Удельная средняя мощность ветрового потока ($\text{Вт}/\text{м}^2$)	Удельная средне-кубическая мощность ветрового потока ($\text{Вт}/\text{м}^2$)	Возможная годовая выработка энергии с потока кВтч/год с 1 м^2
7,5	6,04	75	139	250	881

г. Санкт-Петербург

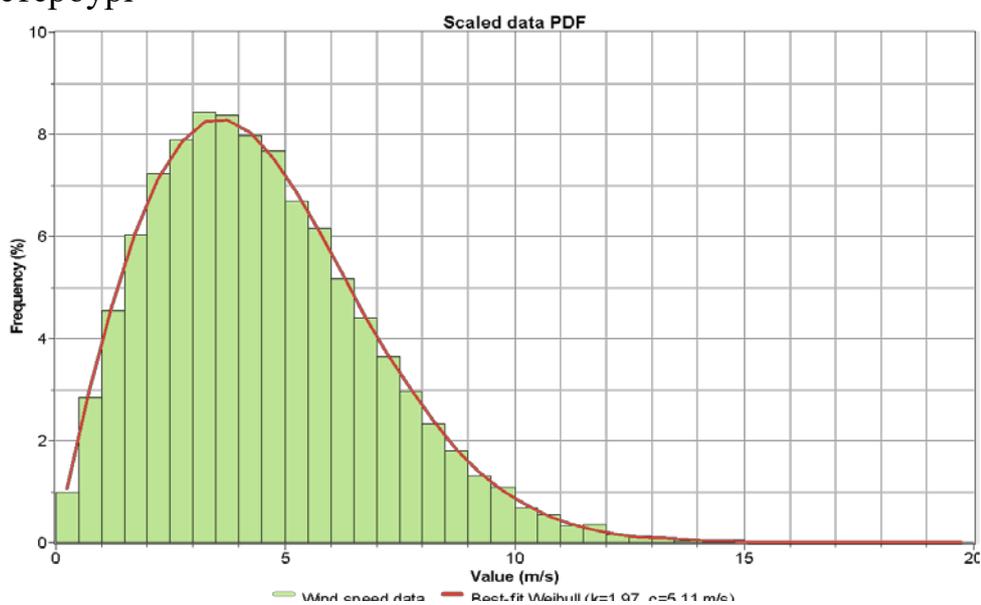


Рисунок 1.4 – График плотности распределения Вейбулла по скоростям и энергии для г. Санкт-Петербург

Таблица 1.3 – Среднемесячная скорость ветра по месяцам для г. Санкт-Петербург

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Скорость ветра (m/s)	5,09	4,92	4,78	4,52	4,29	3,98	3,84	4,06	4,39	4,69	4,78	5,10

Таблица 1.4 – Энергетические характеристики ветра на высоте 50 м для г. Санкт-Петербург

Средне-кубическая скорость ветра	Средняя скорость ветра	Удельная мощность режима ветрового потока ($\text{Вт}/\text{м}^2$)	Удельная средняя мощность ветрового потока ($\text{Вт}/\text{м}^2$)	Удельная среднекубическая мощность ветрового потока ($\text{Вт}/\text{м}^2$)	Возможная годовая выработка энергии с потока кВтч/год с 1 м^2
5,6	4,5	26	59,4	110	385

2. Новосибирск

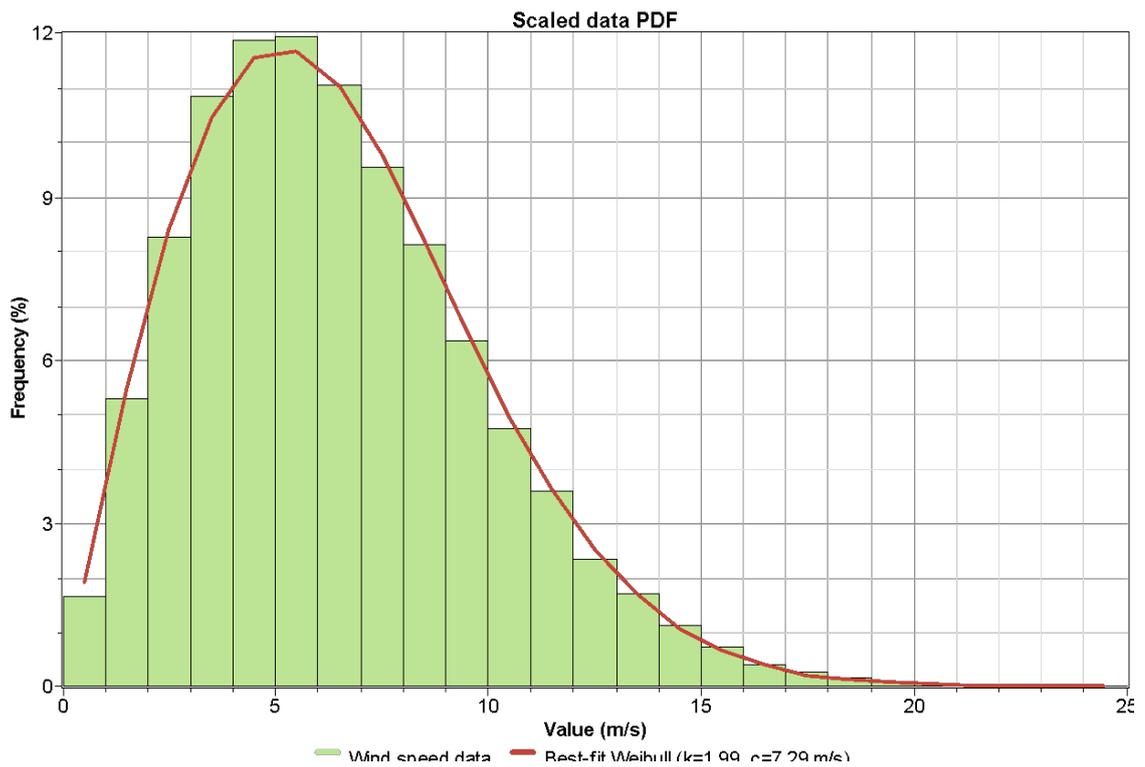


Рисунок 1.5 – График плотности распределения Вейбулла по скоростям и энергии для г. Новосибирск

Таблица 1.5 – Среднемесячная скорость ветра по месяцам для г. Новосибирск

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Скорость ветра (m/s)	7,19	7,25	6,96	6,97	6,41	5,27	4,68	5,09	5,96	6,85	7,33	7,58

Таблица 1.6 – Энергетические характеристики ветра на высоте 50 м для г. Новосибирск

Средне-кубическая скорость ветра	Средняя скорость ветра	Удельная мощность режима ветрового потока ($Вт/м^2$)	Удельная средняя мощность ветрового потока ($Вт/м^2$)	Удельная среднекубическая мощность ветрового потока ($Вт/м^2$)	Возможная годовая выработка энергии с потока кВтч/год с $1 м^2$
8,02	6,46	76	172	315	1109

3. Екатеринбург

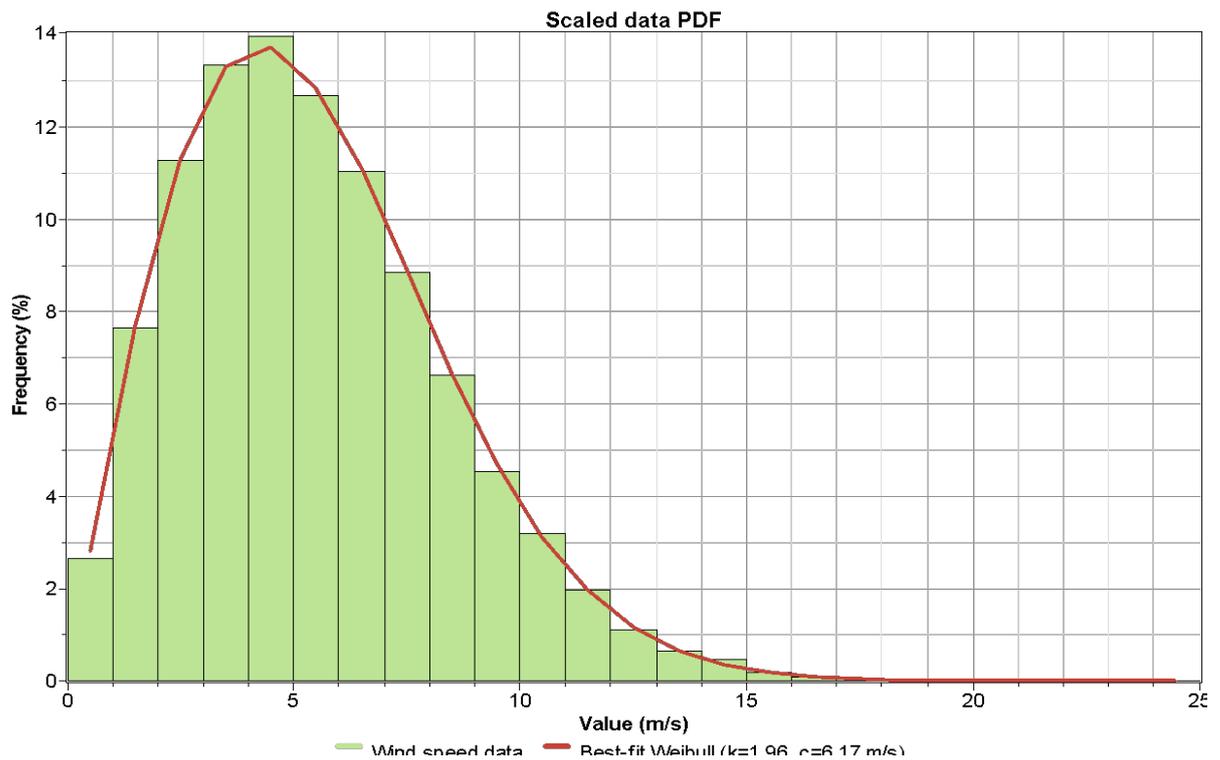


Рисунок 1.6 – График плотности распределения Вейбулла по скоростям и энергии для г. Екатеринбург

Таблица 1.7 – Среднемесячная скорость ветра по месяцам для г. Екатеринбург

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Скорость ветра (m/s)	5,76	5,84	5,84	5,98	5,46	4,91	4,38	4,72	5,26	5,80	5,76	5,98

Таблица 1.8 – Энергетические характеристики ветра на высоте 50 м для г. Екатеринбург

Средне-кубическая скорость ветра	Средняя скорость ветра	Удельная мощность режима ветрового потока (Вт/м ²)	Удельная средняя мощность ветрового потока (Вт/м ²)	Удельная среднекубическая мощность ветрового потока (Вт/м ²)	Возможная годовая выработка энергии с потока кВтч/год с 1 м ²
8,02	5,47	76	172	315	1109

4. Нижний Новгород

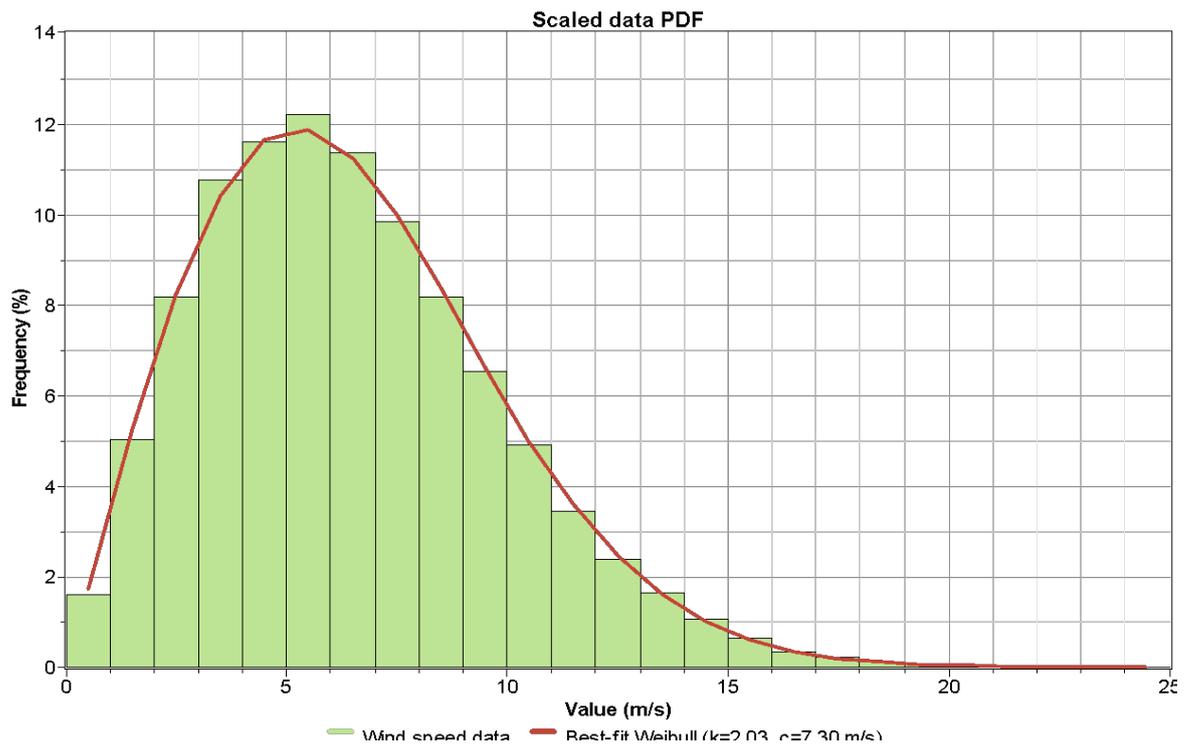


Рисунок 1.7 – График плотности распределения Вейбулла по скоростям и энергии для г. Нижний Новгород

Таблица 1.9 – Среднемесячная скорость ветра по месяцам для г. Нижний Новгород

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Скорость ветра (m/s)	7,27	7,37	7,03	6,44	6,10	5,57	5,08	5,57	6,29	6,80	6,88	7,25

Таблица 1.10. Энергетические характеристики ветра на высоте 50 м для г. Нижний Новгород

Средне-кубическая скорость ветра	Средняя скорость ветра	Удельная мощность режима ветрового потока (Вт/м ²)	Удельная средняя мощность ветрового потока (Вт/м ²)	Удельная среднекубическая мощность ветрового потока (Вт/м ²)	Возможная годовая выработка энергии с потока кВтч/год с 1 м ²
8,0	6,47	74	169	305	1071

5. Казань

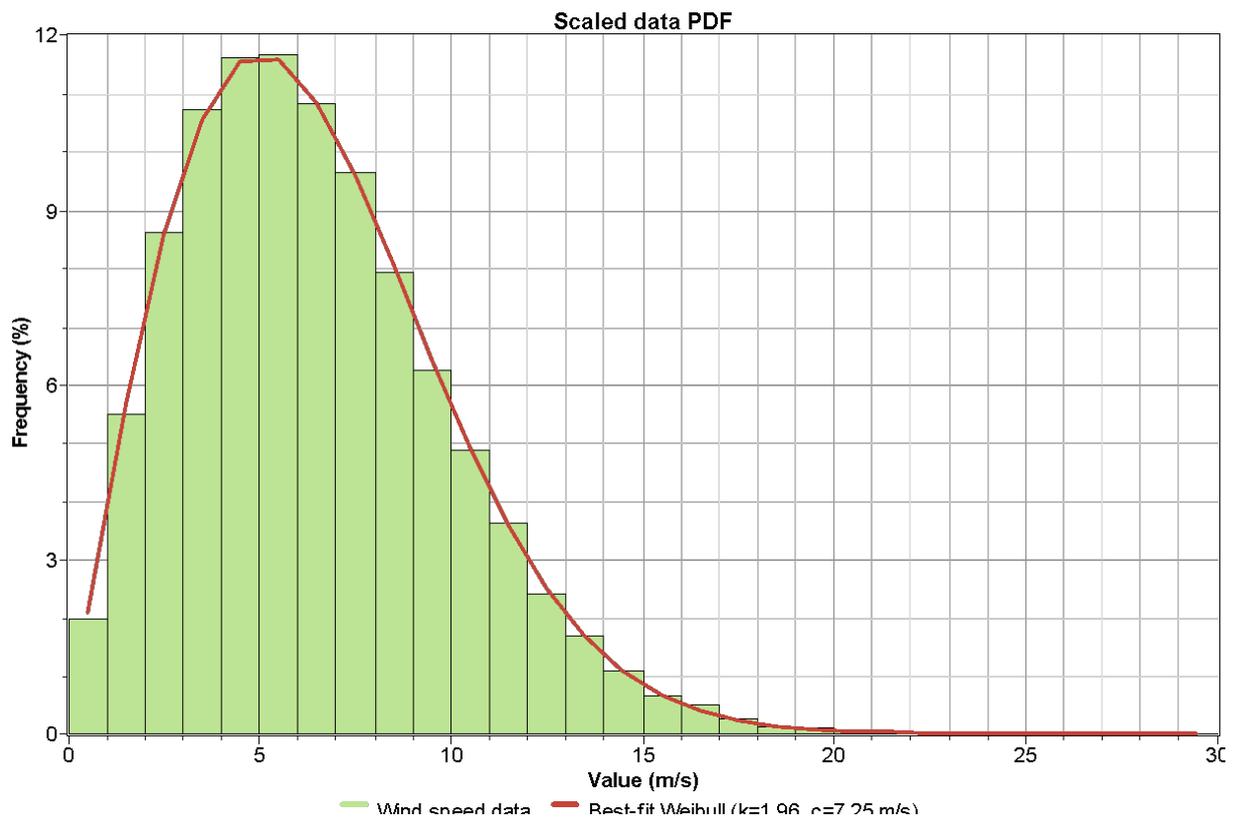


Рисунок 1.8 – График плотности распределения Вейбулла по скоростям и энергии для г. Казань

Таблица 1.11 – Среднемесячная скорость ветра по месяцам для г. Казань

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Скорость ветра (m/s)	7,08	7,24	6,9	6,78	6,36	5,68	5,14	5,61	6,36	6,95	6,08	6,98

Таблица 1.12 – Энергетические характеристики ветра на высоте 50 м для г. Казань

Средне-кубическая скорость ветра	Средняя скорость ветра	Удельная мощность режима ветрового потока (Вт/м ²)	Удельная средняя мощность ветрового потока (Вт/м ²)	Удельная среднекубическая мощность ветрового потока (Вт/м ²)	Возможная годовая выработка энергии с потока кВтч/год с 1 м ²
8,0	6,43	74	169	305	1071

6. Челябинск

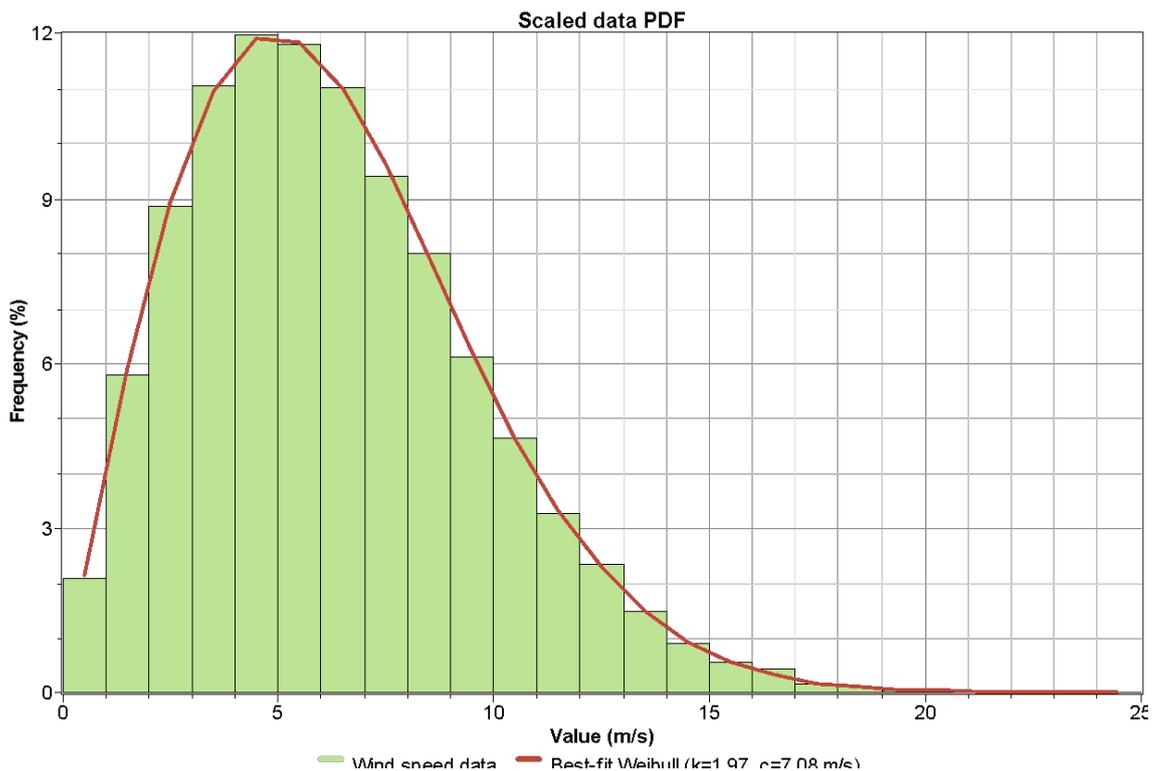


Рисунок 1.9 – График плотности распределения Вейбулла по скоростям и энергии для г. Челябинск

Таблица 1.13 – Среднемесячная скорость ветра по месяцам для г. Челябинск

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Скорость ветра (m/s)	6,54	6,61	6,59	6,87	6,36	5,66	5,11	5,48	6,19	6,65	6,59	6,72

Таблица 1.14 – Энергетические характеристики ветра на высоте 50 м для г. Челябинск

Средне-кубическая скорость ветра	Средняя скорость ветра	Удельная мощность режима ветрового потока (Вт/м ²)	Удельная средняя мощность ветрового потока (Вт/м ²)	Удельная среднекубическая мощность ветрового потока (Вт/м ²)	Возможная годовая выработка энергии с потока кВтч/год с 1 м ²
7,8	6,3	74,8	154	286	1004,8

7. Омск

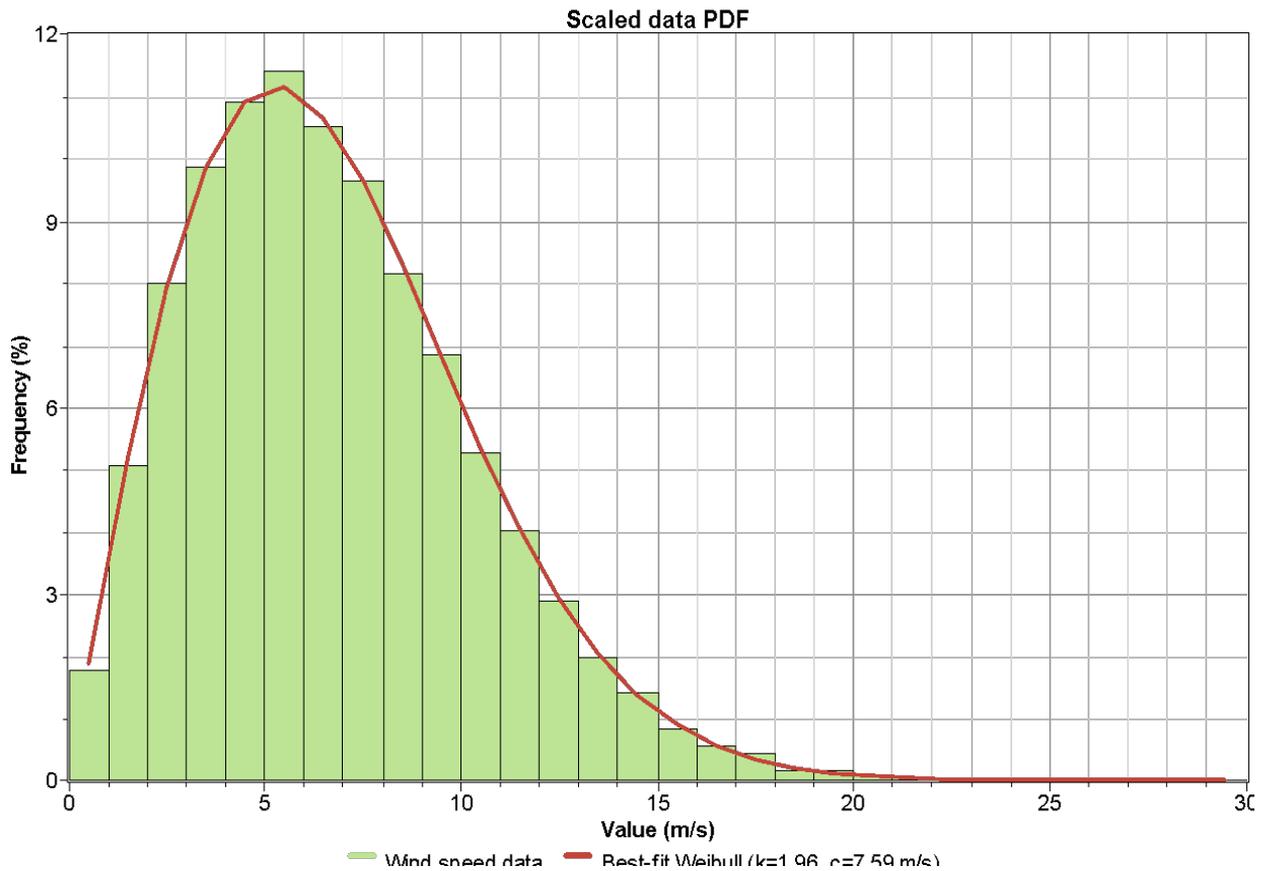


Рисунок 1.10 – График плотности распределения Вейбулла по скоростям и энергии для г. Омск

Таблица 1.15 – Среднемесячная скорость ветра по месяцам для г. Омск

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Скорость ветра (m/s)	7,02	7,22	7,13	7,45	6,87	5,90	5,50	5,77	6,51	6,98	7,13	7,33

Таблица 1.16 – Энергетические характеристики ветра на высоте 50 м для г. Омск

Средне-кубическая скорость ветра	Средняя скорость ветра	Удельная мощность режима ветрового потока (Вт/м ²)	Удельная средняя мощность ветрового потока (Вт/м ²)	Удельная среднекубическая мощность ветрового потока (Вт/м ²)	Возможная годовая выработка энергии с потока кВтч/год с 1 м ²
8,5	6,73	99,6	190	355	1244

8. Самара

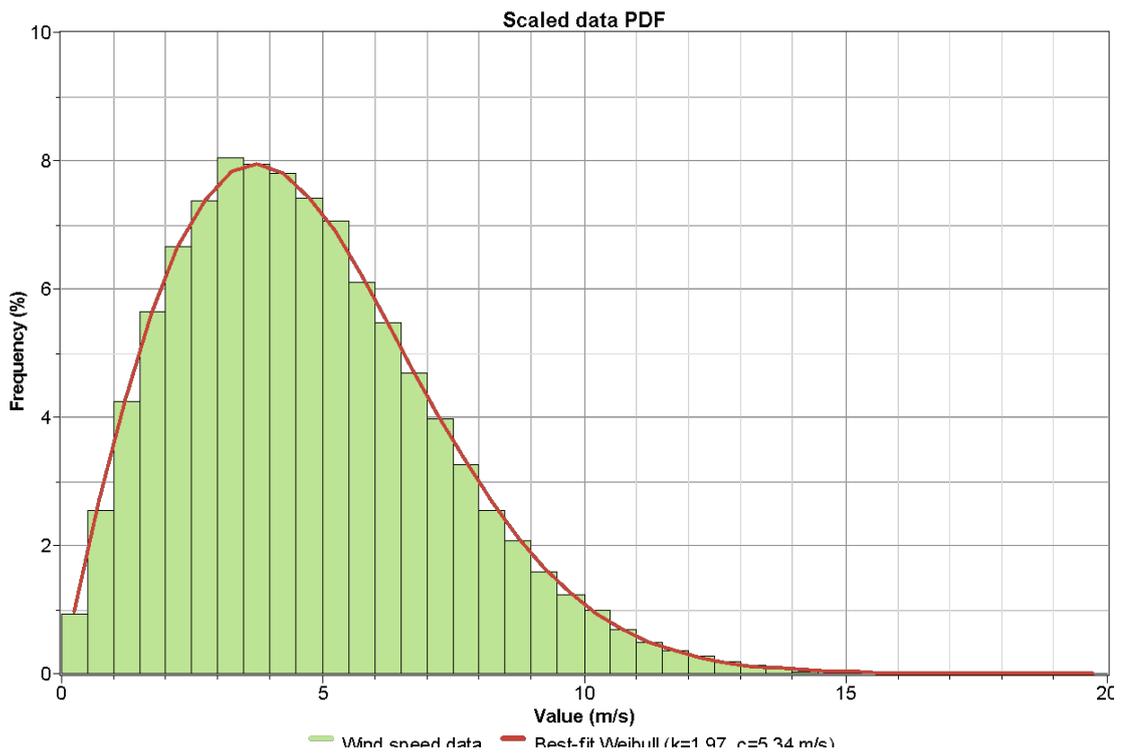


Рисунок 1.11 – График плотности распределения Вейбулла по скоростям и энергии для г. Самара

Таблица 1.17 – Среднемесячная скорость ветра по месяцам для г. Самара

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Скорость ветра (m/s)	7,02	7,22	7,13	7,45	6,87	5,90	5,50	5,77	6,51	6,98	7,13	7,33

Таблица 1.18 – Энергетические характеристики ветра на высоте 50 м для г. Самара

Средне-кубическая скорость ветра	Средняя скорость ветра	Удельная мощность режима ветрового потока (Вт/м ²)	Удельная средняя мощность ветрового потока (Вт/м ²)	Удельная среднекубическая мощность ветрового потока (Вт/м ²)	Возможная годовая выработка энергии с потока кВтч/год с 1 м ²
8,0	6,73	74	167	310	1087

9. Ростов-на-Дону

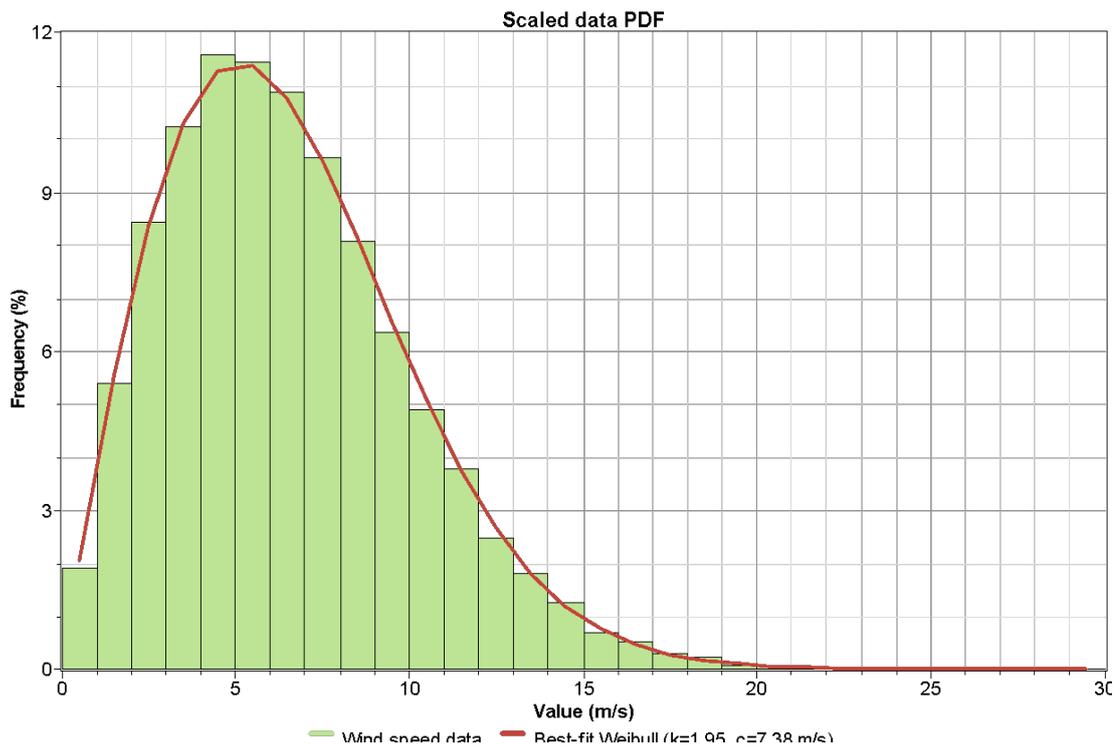


Рисунок 1.12 – График плотности распределения Вейбулла по скоростям и энергии для г. Ростов-на-Дону

Таблица 1.19 – Среднемесячная скорость ветра по месяцам для г. Ростов-на-Дону

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Скорость ветра (m/s)	7,18	7,55	7,48	6,74	5,80	5,65	5,52	5,81	6,26	6,71	6,77	7,05

Таблица 1.20 – Энергетические характеристики ветра на высоте 50 м для г. Ростов-на-Дону

Средне-кубическая скорость ветра	Средняя скорость ветра	Удельная мощность режима ветрового потока (Вт/м ²)	Удельная средняя мощность ветрового потока (Вт/м ²)	Удельная среднекубическая мощность ветрового потока (Вт/м ²)	Возможная годовая выработка энергии с потока кВтч/год с 1 м ²
8,2	6,54	74	175	328	1149

10. Владивосток

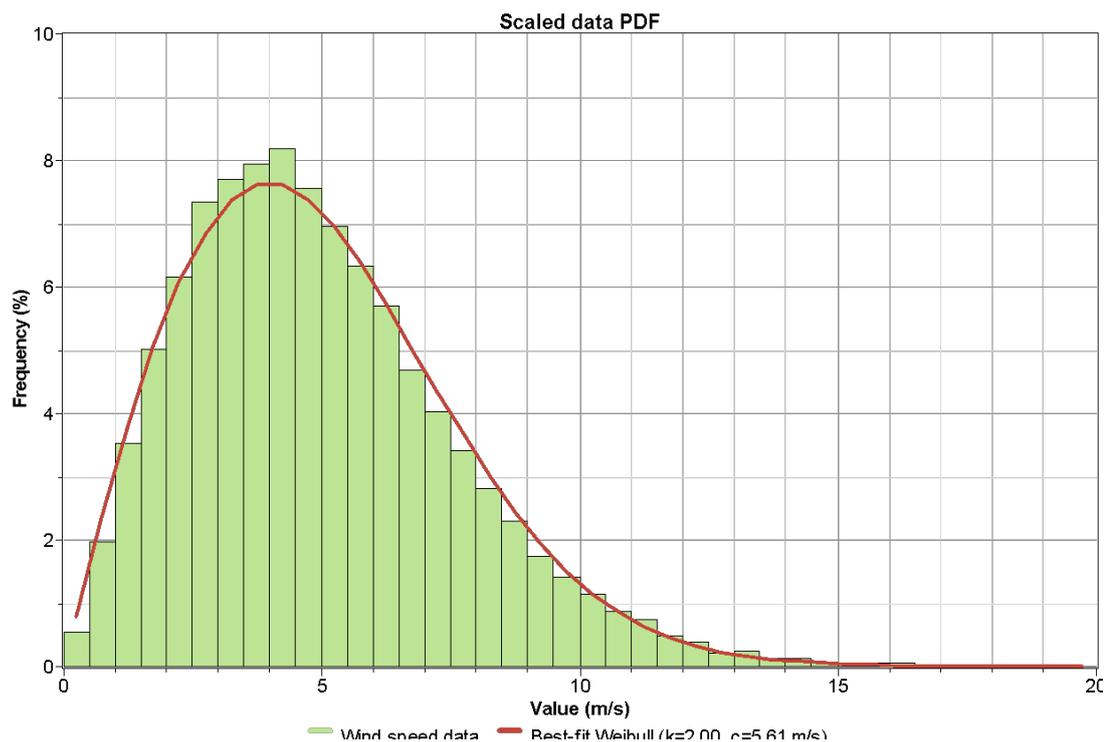


Рисунок 1.13 – График плотности распределения Вейбулла по скоростям и энергии для г. Владивосток

Таблица 1.21 – Среднемесячная скорость ветра по месяцам для г. Владивосток

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Скорость ветра (m/s)	6,41	6,16	5,69	5,00	4,24	3,71	3,66	3,87	4,30	5,10	5,53	5,99

Таблица 1.22 – Энергетические характеристики ветра на высоте 50 м для г. Владивосток

Средне-кубическая скорость ветра	Средняя скорость ветра	Удельная мощность режима ветрового потока (Вт/м ²)	Удельная средняя мощность ветрового потока (Вт/м ²)	Удельная среднекубическая мощность ветрового потока (Вт/м ²)	Возможная годовая выработка энергии с потока кВтч/год с 1 м ²
6,16	4,97	38	77	140	492

Рассмотренные примеры по ветроэнергии показали, что использование ВЭС в мегаполисах РФ с точки зрения рациональности использования земельных ресурсов малоэффективно. Для рассмотренных мегаполисов эффект с 1 м² в год изменяется в диапазоне от 385 кВт/ч до 1244 кВт/ч. То есть, с площади, аналогичной Новосибирской ТЭЦ-5 будет собрано в год менее 1 млн. кВт/ч, в то время как Новосибирская ТЭЦ-5 вырабатывает порядка 6000-7000 млн. кВт/ч.

Энергия солнца

Можно считать, что начало солнечной энергетики в нашей стране было положено в июне 1980 года, когда был утвержден проект строительства солнечной электростанции в Крыму, получившей название СЭС-5 (Крымская СЭС), установленной мощностью 5 МВт. СЭС-5 создавалась как экспериментальная станция для отработки технологий создания значительно более мощных солнечных электростанций, но эти планы реализованы не были. СЭС-5 была выведена из эксплуатации в 1995 году и впоследствии демонтирована. В современной России первая фотоэлектрическая солнечная электростанция мощностью 0,1 МВт была введена в эксплуатацию в 2010 году в Белгородской области. По состоянию на 1 января 2019 года, в Единой энергосистеме России эксплуатировались солнечные электростанции общей установленной мощностью 834,2 МВт, что составляет 0,3% от общей мощности электростанций ЕЭС России.

Поступление солнечной энергии является случайной величиной. Обычно его рассматривают как статистическое явление, развивающееся во времени согласно законам теории вероятностей. Последовательность результатов наблюдений представляет собой временной ряд, анализируя который, можно получить стохастическую модель, позволяющую вычислить вероятность того, что некоторое будущее значение инсоляции будет лежать в определенном интервале, обладающую минимальным числом параметров и при этом адекватно описывающую исследуемый процесс.

Построение такой модели целесообразно разбить на две части:

- детерминированная часть расчета дневных сумм солнечной радиации для безоблачного неба (модель безоблачного неба);
- стохастическая часть определения коэффициента ослабления солнечной радиации облачностью (модель облачности).

Первая часть предназначена для расчета суточных сумм прямой и рассеянной солнечной радиации на горизонтальную или наклонную поверхности при безоблачном небе.

Модель безоблачного неба в настоящее время разработана достаточно хорошо. Величину дневной суммы суммарной солнечной радиации на горизонтальную поверхность для безоблачного неба можно вычислить из следующего выражения:

$$Q_{\text{возм}}^{\text{сут}} = \int_{t_{\text{солн}}^6}^{t_{\text{солн}}^3} [S_{\text{возм}}(t_{\text{солн}}) + D_{\text{возм}}(t_{\text{солн}})] dt_{\text{солн}}, \quad (1.6)$$

где $S_{\text{возм}}$ - прямая солнечная радиация на горизонтальную поверхность для безоблачного неба, Вт/м²;

$D_{\text{возм}}$ - рассеянная солнечная радиация на горизонтальную поверхность для безоблачного неба, Вт/м²;

$t_{\text{солн}}$ - истинное солнечное время, ч;

$t_{\text{солн}}^6; t_{\text{солн}}^3$ - истинное солнечное время восхода и захода Солнца, ч.

Для перевода величины прихода солнечной радиации с горизонтальной поверхности на наклонную в соответствии с изотропной моделью атмосферы величину суточной суммы суммарной солнечной радиации следует вычислять как:

$$Q_{\text{накл}}^{\text{сут}} = S_{\text{накл}}^{\text{сут}} + D_{\text{накл}}^{\text{сут}} + D_{\text{накл}}^{\text{сут}}, \quad (1.7)$$

где $S_{\text{накл}}^{\text{сут}}$ - суточная сумма прямой солнечной радиации на наклонную поверхность,

Дж; $D_{\text{накл}}^{\text{сут}}$ - суточная сумма рассеянной солнечной радиации на наклонную поверхность от небосвода;

$D_{накл}^{сут}$ - суточная сумма рассеянной солнечной радиации на наклонную поверхность от земли, Дж.

Источниками, на которых может основываться прогноз поступления солнечной энергии с учетом облачности для управления автономными солнечными электростанциями (СЭС), являются многолетние статистические картографические данные месячных сумм суммарной среднесуточной солнечной радиации и измеряемые метеоданные в месте расположения СЭС.

Прогноз солнечной радиационной инсоляции с учетом атмосферных явлений может быть реализован следующим образом: на основании теоретического графика поступления солнечной энергии для безоблачного неба $S_{бн}(t)$ и картографических данных среднесуточной инсоляции $\bar{S}_{стат}$ для данного географического места за каждый месяц можно построить усредненный график через введение соответствующего коэффициента, который определяется следующим образом:

$$k = \frac{\bar{S}_{стат}}{\int_{t_0}^{t_1} S_{бн}(t) dt} = \frac{\bar{S}_{стат}}{Q_{возм}^{сут}} \quad (1.8)$$

тогда усредненный график рассчитывается следующим образом:

$$S_{cp}(t) = k \cdot S_{бн}(t), \quad (1.9)$$

При таком подходе предполагается, что общий вид функциональной зависимости поступления инсоляции для безоблачного неба и общий вид функциональной зависимости поступления инсоляции для облачного неба одинаковы. Для функции солнечной радиации в облачный день такое предположение является достаточно обоснованным для осуществления оперативного управления СЭС.

Так как коэффициент k в течение суток - величина непостоянная, в блоке коррекции может быть похожим образом предусмотрена корректировка коэффициента k на основании оперативных данных поступления энергии $S_{он}(tn)$. При $|S_{он}(tn) - S_{cp}(t)| > \delta$ (где δ - допустимое отклонение) вычисляется новое значение k .

$$k = \frac{S_{on}(t_n)}{S_{он}(t_n)}, \quad (1.10)$$

Технически приемлемый уровень солнечной радиации в настоящее время из мировой практики эксплуатации может быть определён из выражения:

$$E \geq 0.2 \text{ кВт/м}^2 \quad (1.11)$$

Выполним укрупнённую оценку потенциала солнечной энергии в мегаполисах России. Потенциал солнечной энергии оценивается на основе информации базы данных NASA [18] с помощью программного обеспечения Homer Energy®, одной из возможностей которого является оптимизация состава возобновляемых источников энергии различных электроэнергетических систем и анализа их режимов [19].

На рисунках 1.14 - 1.46 представлены данные по анализу солнечной инсоляции в мегаполисах России.

Рассмотренные примеры по солнечной энергии показали, что использование СЭС в мегаполисах РФ нерационально. Кроме того, если обобщить информацию и абстрагироваться от конкретных условий, то мощность излучения Солнца, находящегося в зените, у поверхности Земли можно оценить примерно в 1350 Вт/м². Из-за поглощения, при прохождении атмосферной массы Земли, максимальный поток солнечного излучения на уровне моря (на Экваторе) — 1020 Вт/м². То есть, для выдачи 1200 МВт мощности в идеальных условиях на поверхности земли солнечной электростанции потребуется порядка 1,2 км² и это только на сами солнечные панели. А с учетом организации технических проходов, распределительных устройств и прочего вспомогательного оборудования и помещений, площадей потребуется в 3-5 раз больше, а для реальных, даже очень хороших средних условий в РФ (облачность, отражение, наклон), площадей потребуется в десятки и сотни раз больше. В то время как вся территория, например, Новосибирской ТЭЦ-5, аналогичной мощности, занимает порядка 0,7 км².

1. Москва

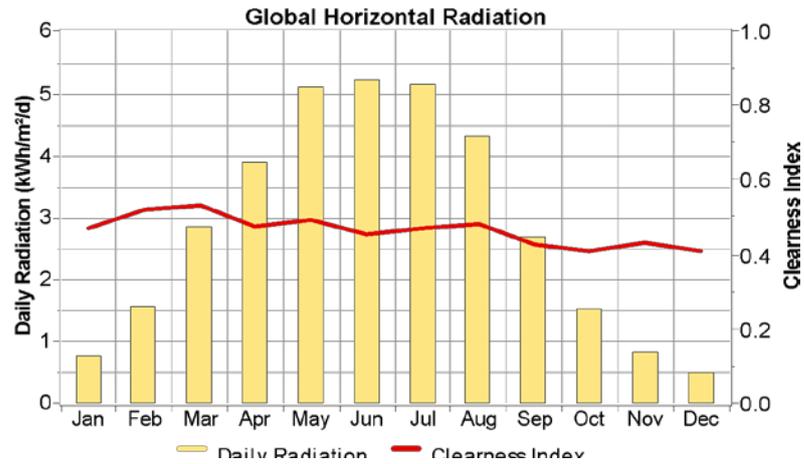


Рисунок 1.14 – График среднемесячной солнечной инсоляции для г. Москва

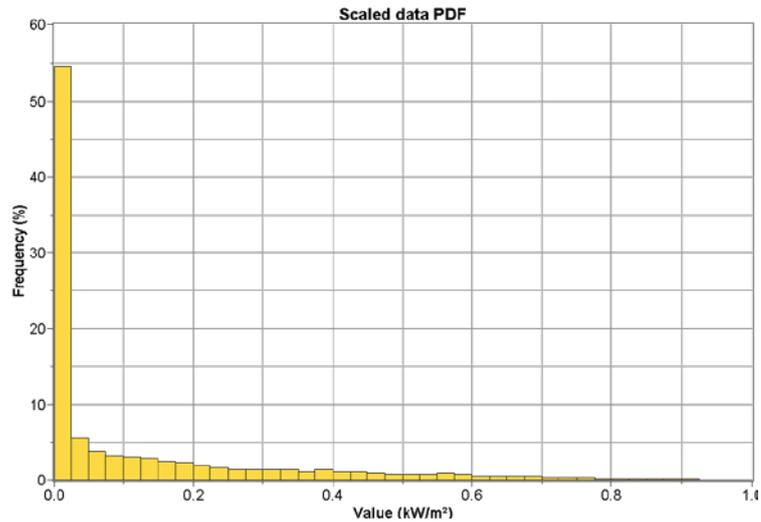


Рисунок 1.15 – График плотности распределения по солнечной инсоляции для г. Москва

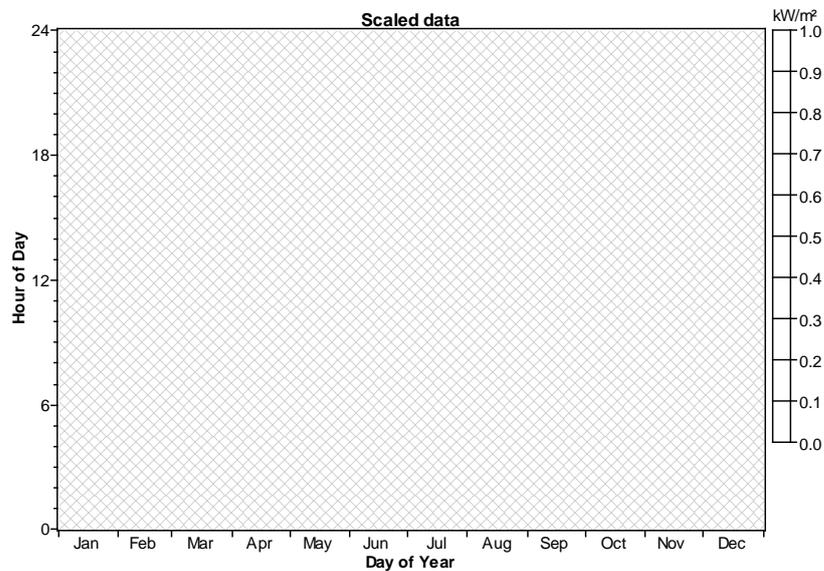


Рисунок 1.16 – График расчета часов солнечных дней в году для г. Москва

2. Санкт-Петербург

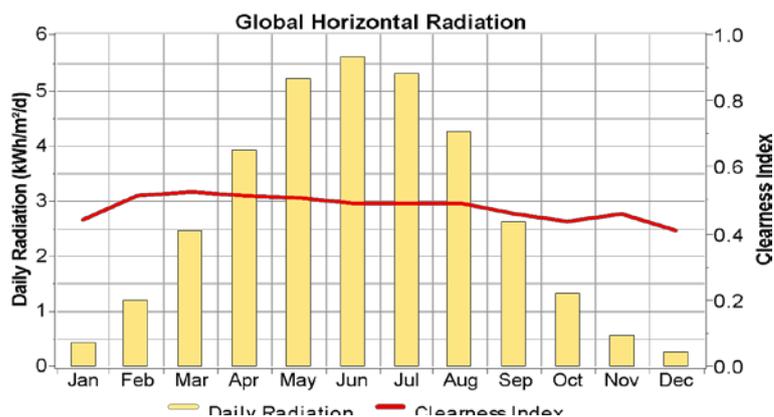


Рисунок 1.17 – График среднемесячной солнечной инсоляции для г. Санкт-Петербург

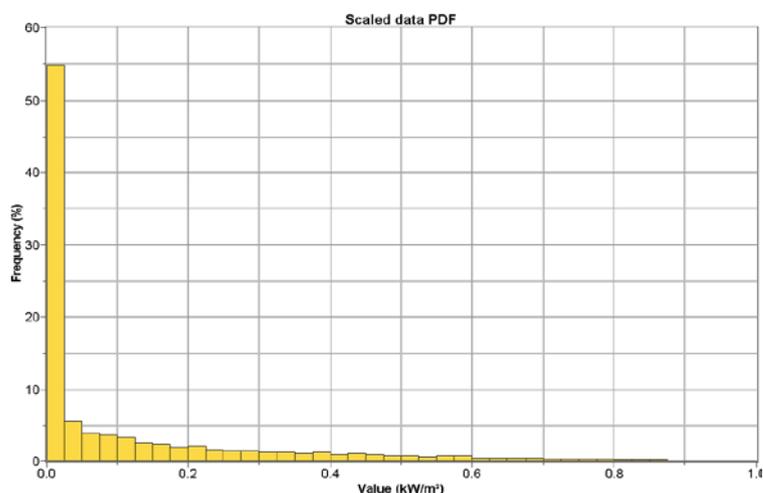


Рисунок 1.18 – График плотности распределения по солнечной инсоляции для г. Санкт-Петербург

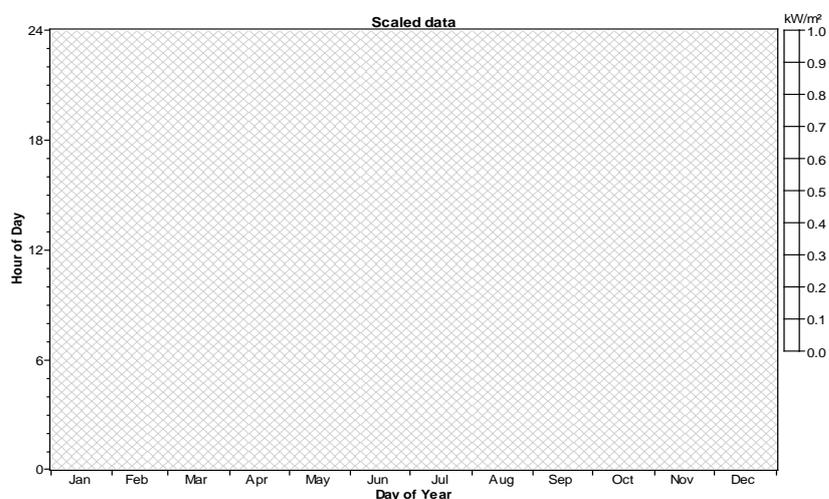


Рисунок 1.19 – График расчета часов солнечных дней в году для г. Санкт-Петербург

3. Новосибирск

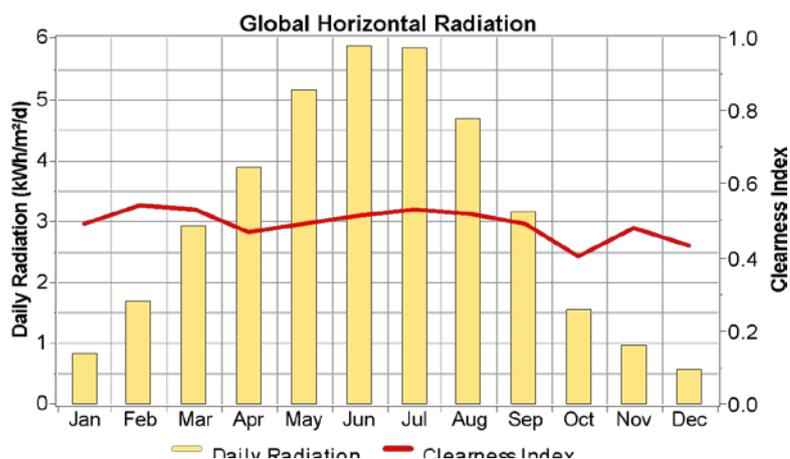


Рисунок 1.20 – График среднемесячной солнечной инсоляции для г. Новосибирск

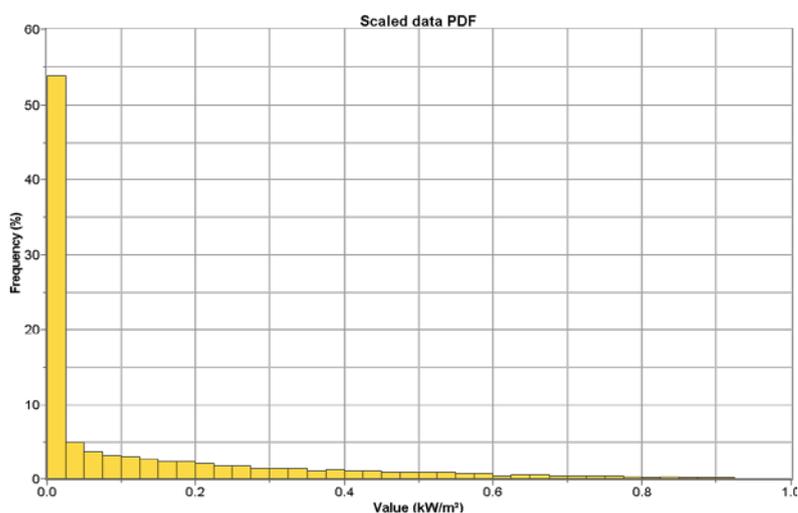


Рисунок 1.21 – График плотности распределения по солнечной инсоляции для г. Новосибирск

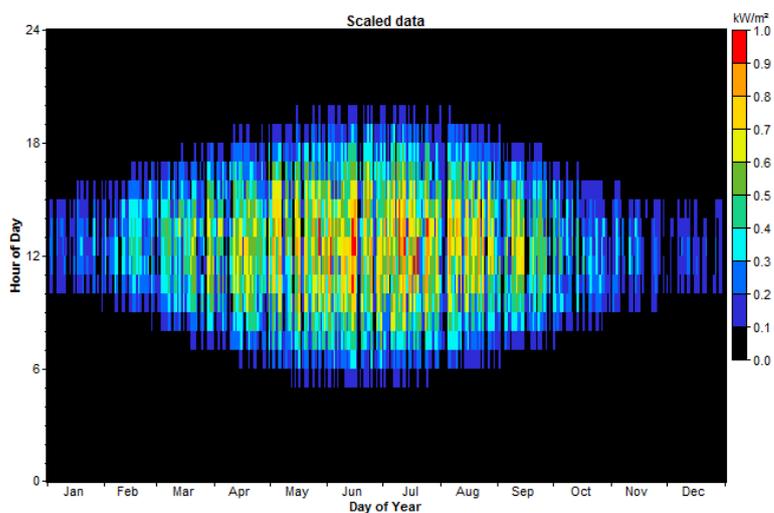


Рисунок 1.22 – График расчета часов солнечных дней в году для г. Новосибирск

4. Екатеринбург

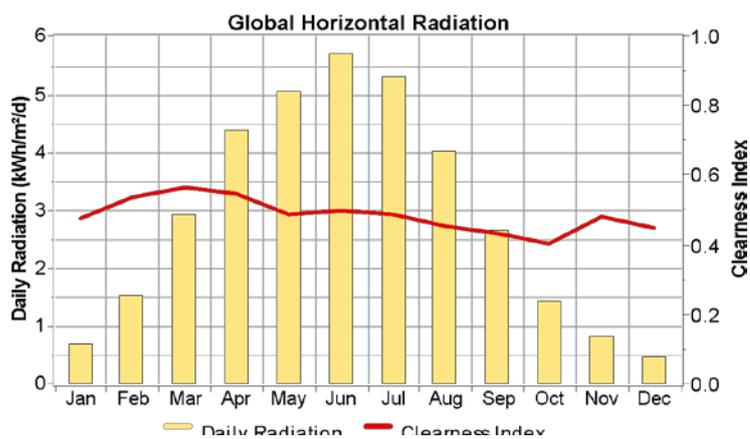


Рисунок 1.23 – График среднемесячной солнечной инсоляции для г. Екатеринбург

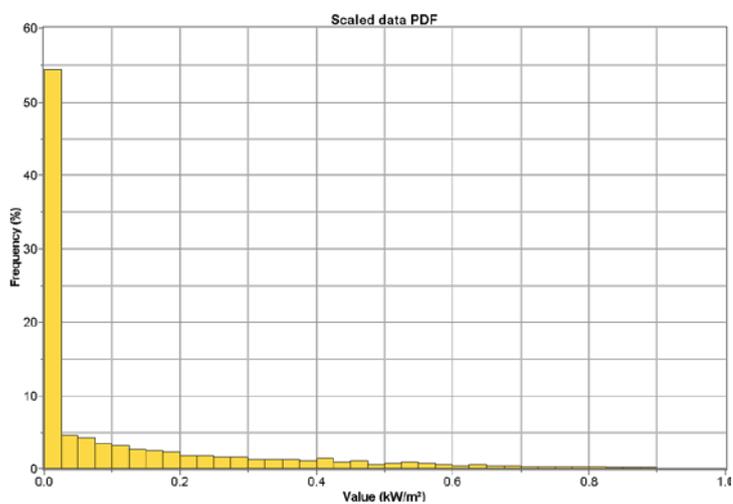


Рисунок 1.24 – График плотности распределения по солнечной инсоляции для г. Екатеринбург

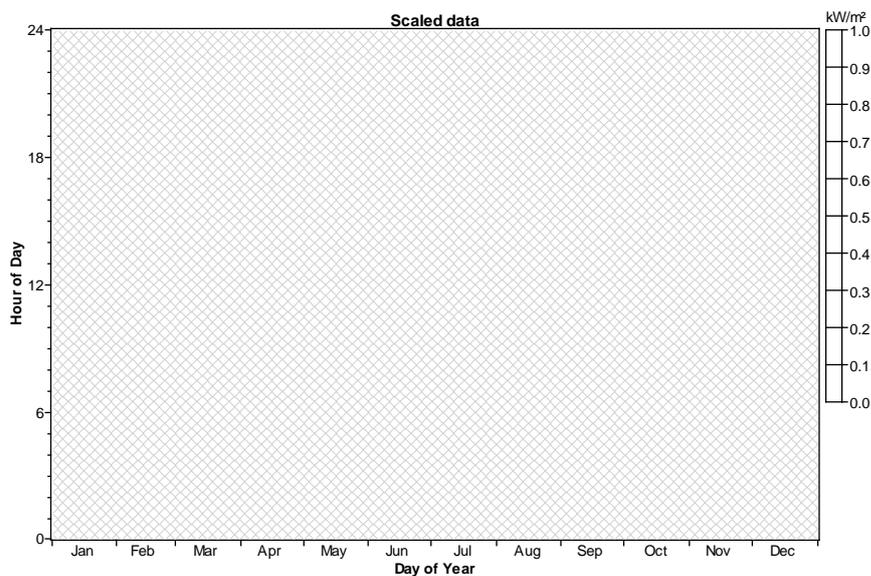


Рисунок 1.25 – График расчета часов солнечных дней в году для г. Екатеринбург

5. Нижний Новгород

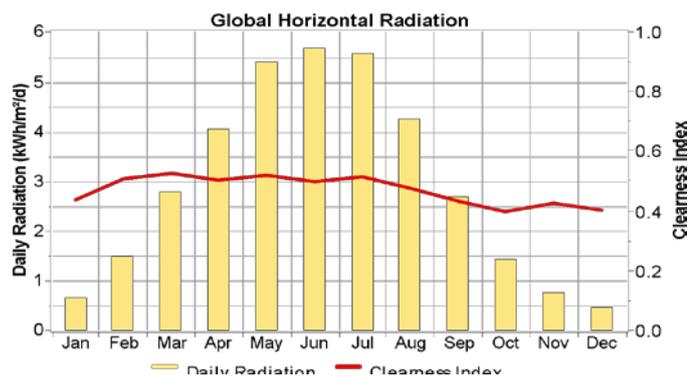


Рисунок 1.26 – График среднемесячной солнечной инсоляции для г. Нижний Новгород

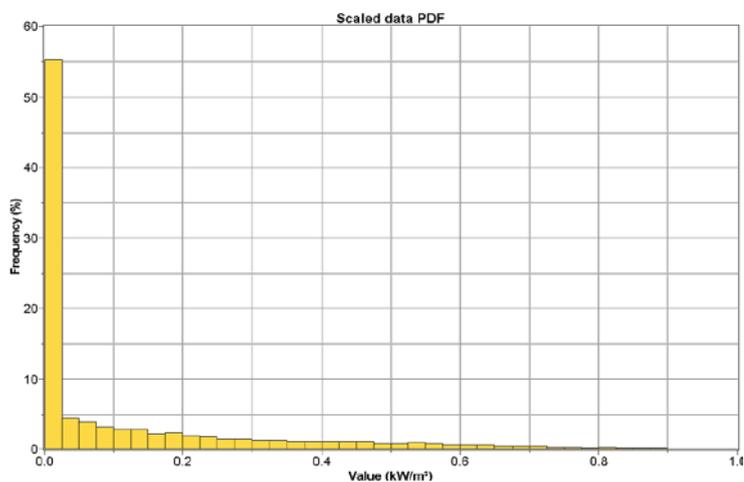


Рисунок 1.27 – График плотности распределения по солнечной инсоляции для г. Нижний Новгород

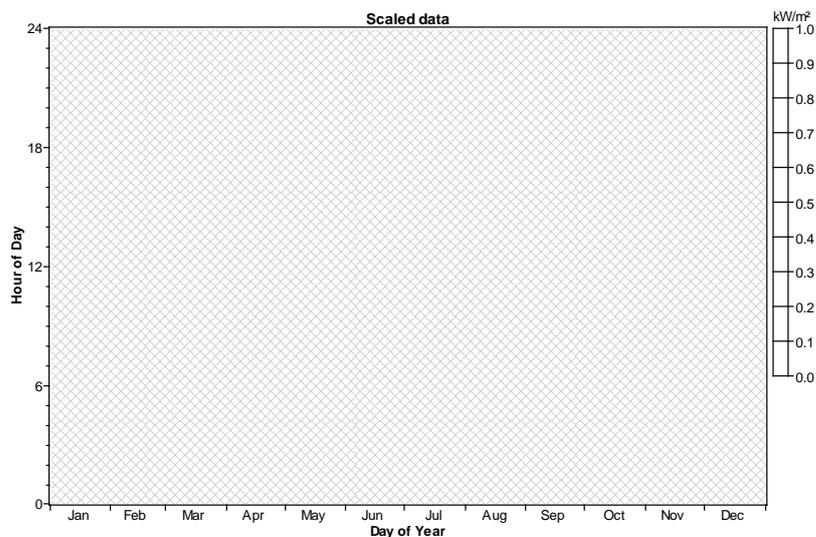


Рисунок 1.28 – График расчета часов солнечных дней в году для г. Нижний Новгород

6. Казань

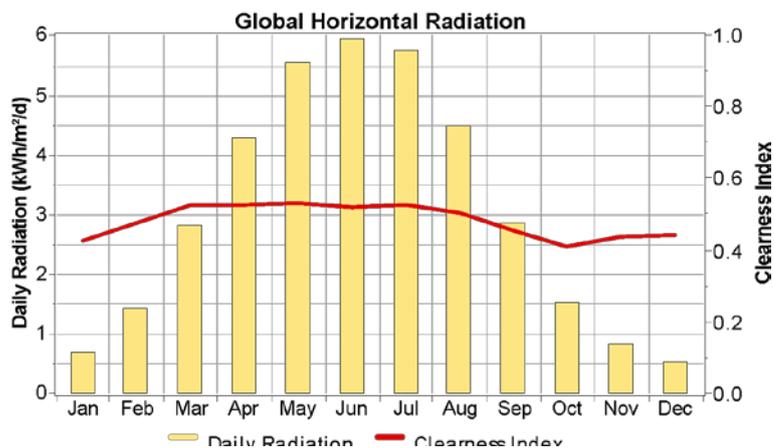


Рисунок 1.29 – График среднемесячной солнечной инсоляции для г. Казань

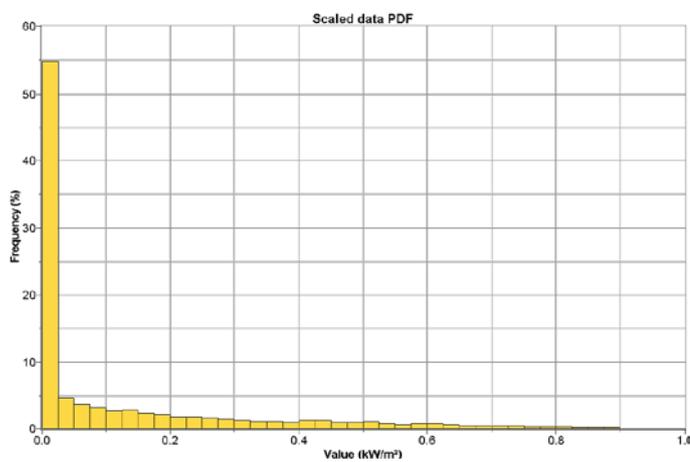


Рисунок 1.30 – График плотности распределения по солнечной инсоляции для г. Казань

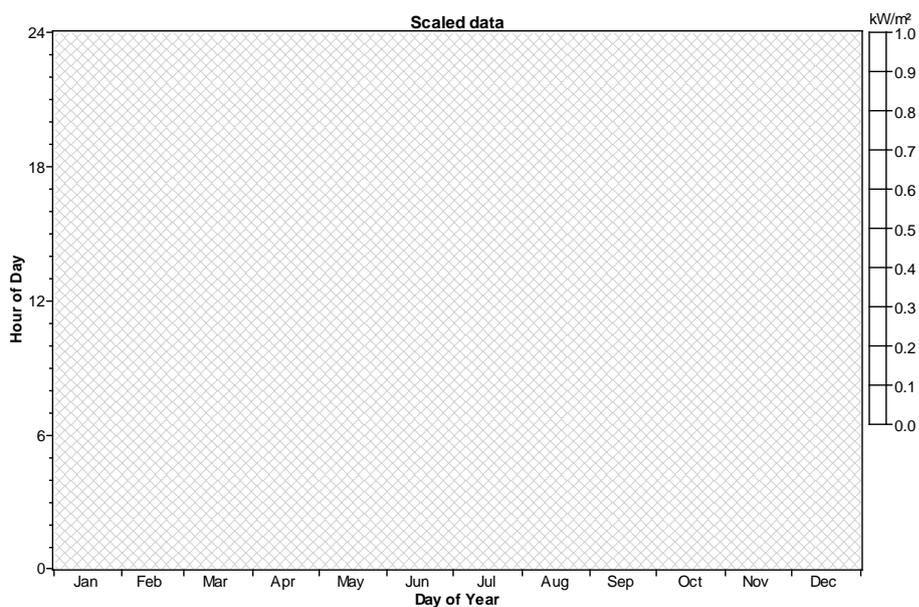


Рисунок 1.31 – График расчета часов солнечных дней в году для г. Казань

7. Челябинск

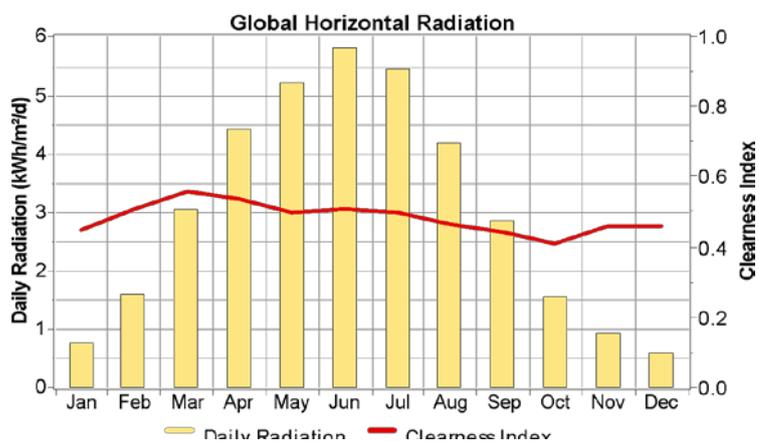


Рисунок 1.32 – График среднемесячной солнечной инсоляции для г. Челябинск

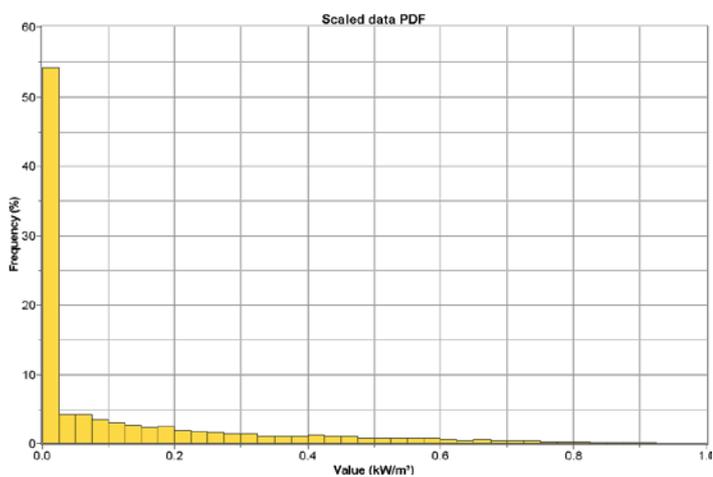


Рисунок 1.33 – График плотности распределения по солнечной инсоляции для г. Челябинск

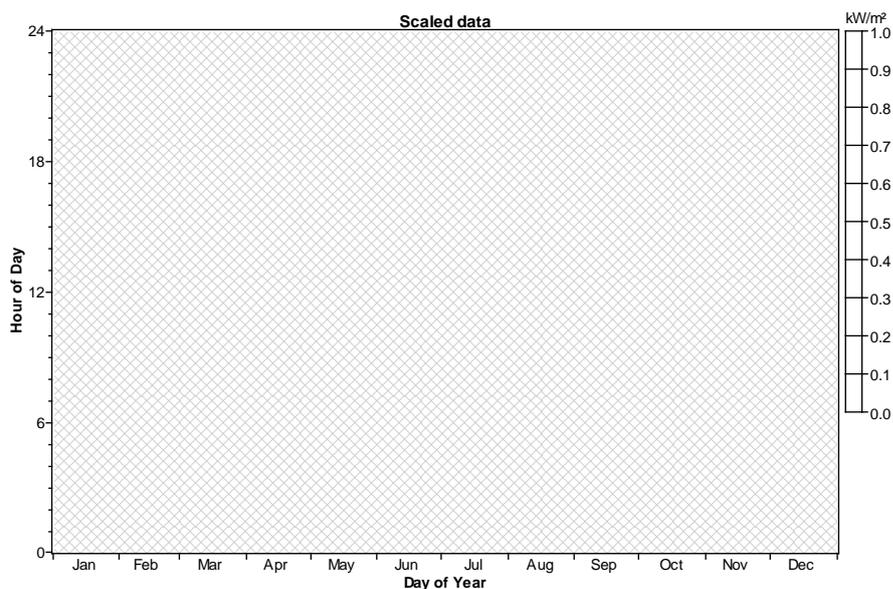


Рисунок 1.34 – График расчета часов солнечных дней в году для г. Челябинск

8. Омск

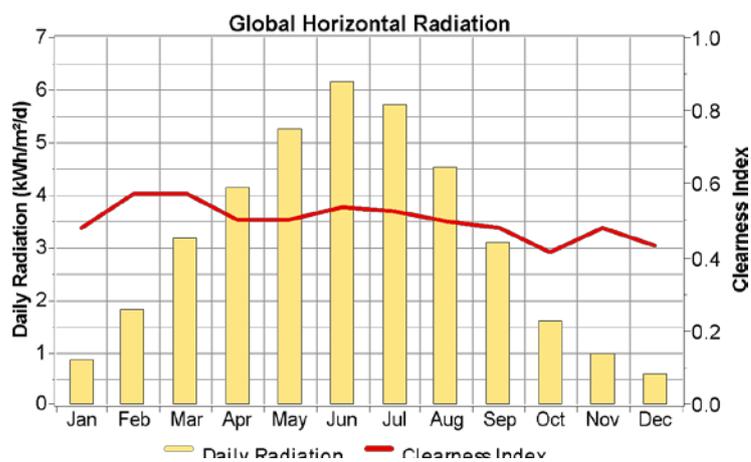


Рисунок 1.35 – График среднемесячной солнечной инсоляции для г. Омск

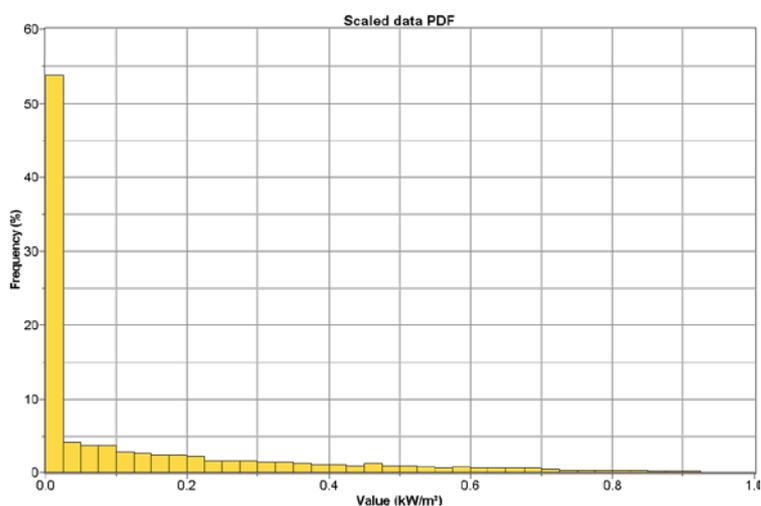


Рисунок 1.36 – График плотности распределения по солнечной инсоляции для г. Омск

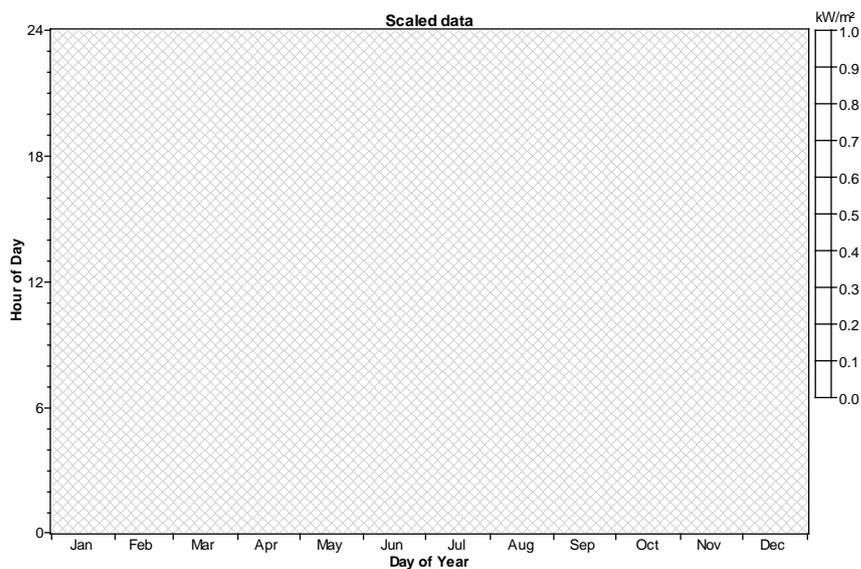


Рисунок 1.37 – График расчета часов солнечных дней в году для г. Омск

9. Самара

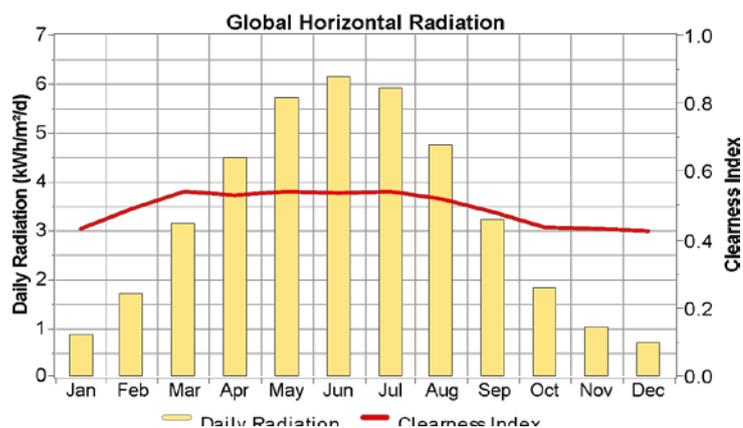


Рисунок 1.38 – График среднемесячной солнечной инсоляции для г. Самара

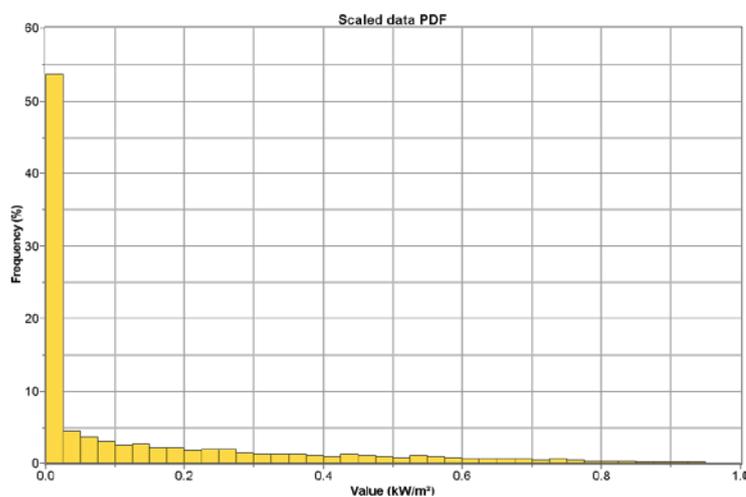


Рисунок 1.39 – График плотности распределения по солнечной инсоляции для г. Самара

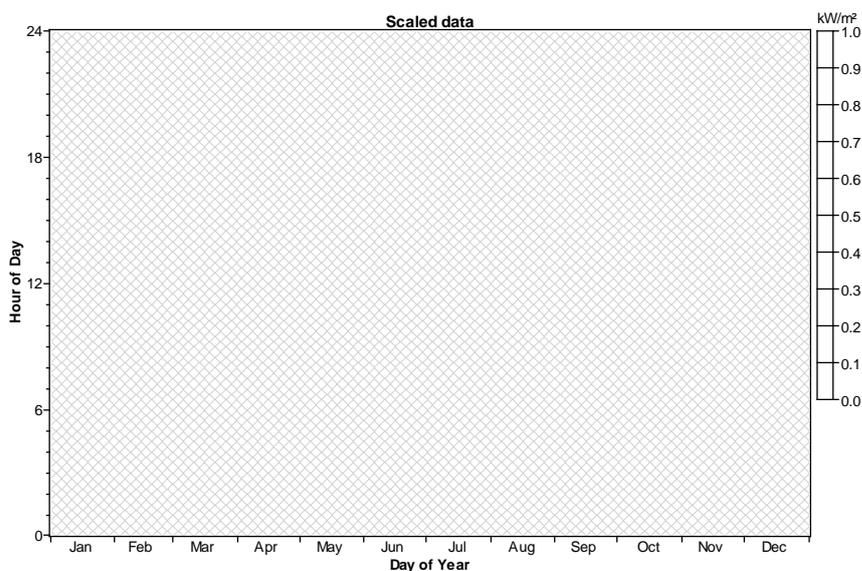


Рисунок 1.40 – График расчета часов солнечных дней в году для г. Самара

10. Ростов-на-Дону

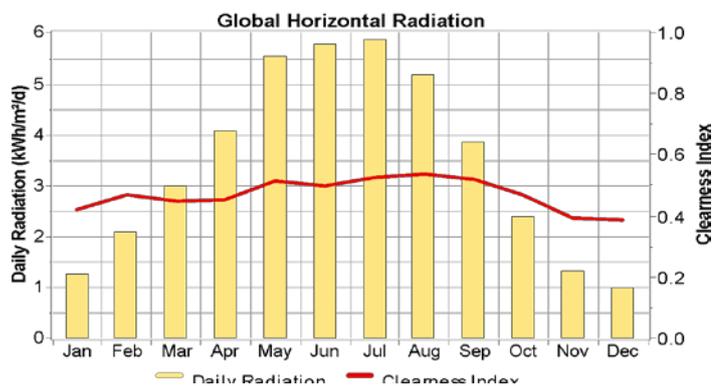


Рисунок 1.41 – График среднемесячной солнечной инсоляции для г. Ростов-на-Дону

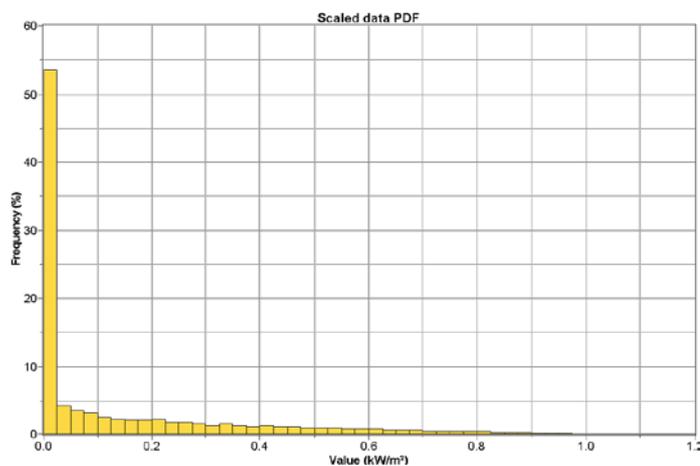


Рисунок 1.42 – График плотности распределения по солнечной инсоляции для г. Ростов-на-Дону

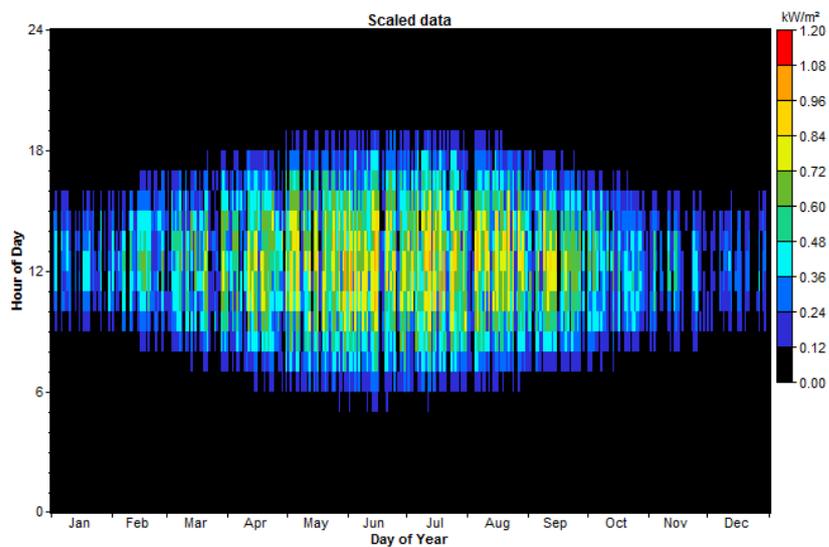


Рисунок 1.43 – График расчета часов солнечных дней в году для г. Ростов-на-Дону

11. Владивосток

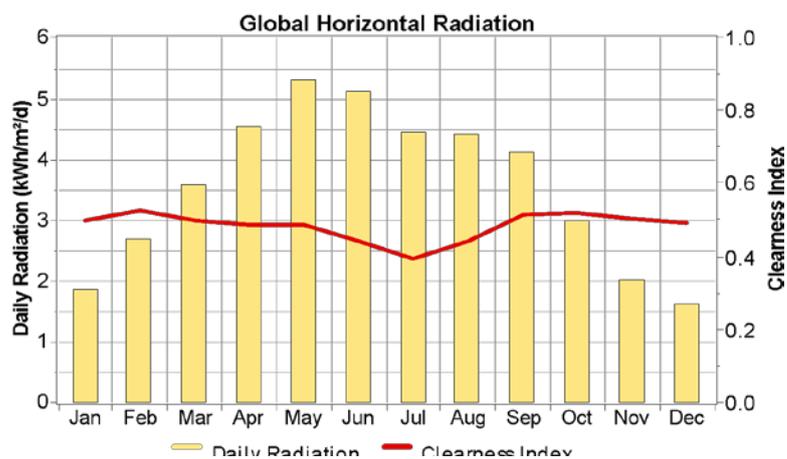


Рисунок 1.44 – График среднемесячной солнечной инсоляции для г. Владивосток

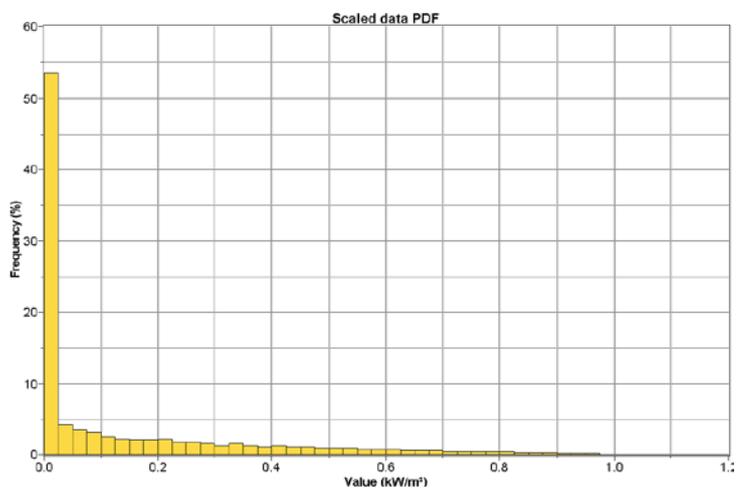


Рисунок 1.45 – График плотности распределения по солнечной инсоляции для г. Владивосток

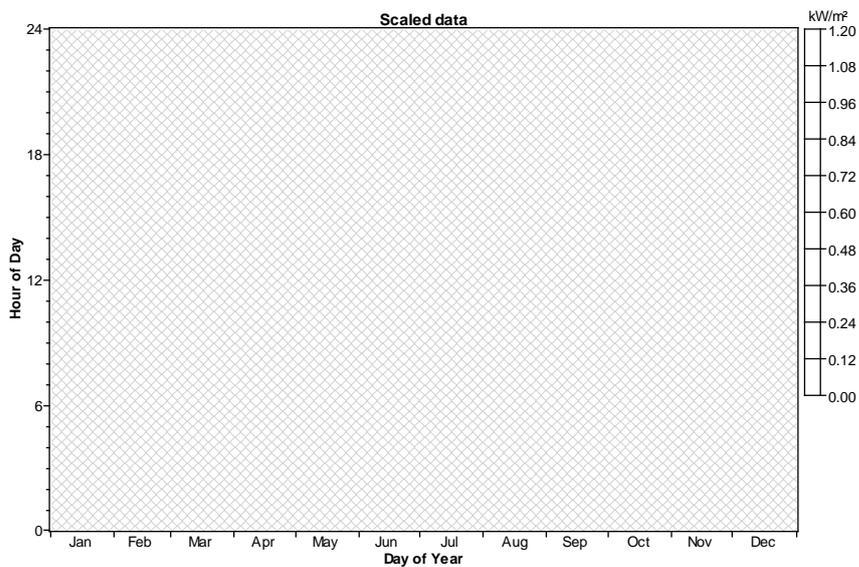


Рисунок 1.46 – График расчета часов солнечных дней в году для г. Владивосток

Гидроэнергия

Гидроэнергия уже сейчас активно используется в некоторых мегаполисах, например, Новосибирская ГЭС в г. Новосибирск и Жигулевская ГЭС вблизи г. Самара. Но эти ГЭС имеют мощность в десятки, сотни и тысячи МВт, то есть они не могут быть отнесены к объектам распределенной генерации.

Выполнить оценку потенциала малой гидроэнергетики в мегаполисах не предоставляется возможным в рамках настоящей диссертации, но анализ ввода новых объектов малой генерации показал, что, с высокой вероятностью, это нерентабельно т.к. в последнее время практически отсутствуют вводы новых объектов малой генерации, а нормативы договоров о предоставлении мощностей (ДПМ) выделенные для нее не востребованы. Так, например, в соответствии с [21]: Для поддержки ВИЭ в России проводятся конкурсы по отбору инвестпроектов по строительству генерации на основе возобновляемых источников энергии. По отобранным проектам будут заключены специальные договоры (ДПМ ВИЭ), которые обеспечат инвесторам гарантированное возмещение затрат в течение 15 лет с базовой доходностью 12% годовых (текущая доходность зависит от доходности долгосрочных облигаций федерального займа).

По итогам конкурса, который прошёл в 2018 году, были отобраны проекты гидрогенерации только на 39,7 МВт, из которых 16 МВт должны быть введены в 2020 году и 23,7 МВт – в 2023 году. В частности, компания «ЭнергоМИН» должна построить в Ставропольском крае к 2020 году 7 и 9 МВт мощностей малых гидроэлектростанций, а компания «Южэнергострой» в 2023 году ввести 23,7 МВт гидрогенерации в Карачаево-Черкессии. При этом, в соответствии с [22], в конкурсных отборах мощности на ДПМ ВИЭ в 2018г. отобрано ВЭС более чем на 850 МВт и СЭС более чем на 150 МВт.

Геотермальная энергия

В СССР разведка геотермальных ресурсов была начата в 1957 году с бурения первой скважины на Паужетском геотермальном месторождении. Геологоразведочные работы закончились в 1962 году, что позволило перейти к проектированию и строительству Паужетской ГеоЭС. Пуск первой в СССР геотермальной электростанции состоялся в 1966 году при мощности 5 МВт. В настоящее время ГеоТЭС используются только в изолированных энергорайонах Сахалинской области и Камчатского края.

Развитие геотермальной энергетики экономически эффективно в тех районах, где горячие воды максимально приближены к поверхности земной коры – это районы активной вулканической деятельности, с многочисленными гейзерами (например - полуостров Камчатка, Курильские острова, острова Японского архипелага, остров Исландия, Новая Зеландия и другие) (рис.1.47) [23].



Рисунок 1.47 – Районы перспективного развития геотермальной энергетики

В настоящее время российский геотермический потенциал в основном разведан, причем обнаружено значительное число термальных месторождений (рис.1.48) [24]. Однако, в крупных городах и тем более мегаполисах нет ни одного месторождения с высокопотенциальным геотермальным ресурсом. Самый

крупный город РФ вблизи термальных источников это г. Петропавловск-Камчатский.



Рис.1.48 – Геотермальные ресурсы России

Альтернативные ВИЭ

Рассмотренные примеры по солнечной энергии и энергии ветра показали, что использование СЭС и ВЭС в мегаполисах РФ с точки зрения рациональности использования земельных ресурсов малоэффективно. С гидроэнергией, обычно, ситуация еще хуже, чем с энергией ветра и солнца, т.к. для выполнения водохранилищ ГЭС требуются огромные территории под затопление. Напорные водоводы ГЭС деривационного типа тоже занимают много месте.

Таким образом, для тех ВИЭ которые обладают хотя бы минимальным потенциалом эффективного использования в мегаполисах, общей особенностью является повышенный по сравнению с традиционными источниками генерации объем занимаемых площадей или, по-другому - у таких ВИЭ существенно снижен показатель производительности на единицу площади (Вт/кв.м).

Из вышеперечисленного вытекает вывод, что для развития генерации, функционирующей на базе ВИЭ требуется один из самых дорогих ресурсов мегаполисов – земля. По данным из открытых источников в интернете стоимость за 100 м² земли в мегаполисах РФ находится в примерном диапазоне от 40 000 руб. до 1 500 000 руб. Таким образом, этот фактор в большинстве случаев делает нерациональным и экономически не выгодным использование ВИЭ в мегаполисе.

Но есть одно исключение – генерация, функционирующая на свалочном газе, которая не использует новых земель, а устанавливается на территории полигонов твердых коммунальных отходов (ТКО). Именно данный вид генерации, функционирующей на основе ВИЭ и будем рассматривать в настоящей диссертации более подробно.

1.6 Оценка потенциала возобновляемых источников энергии с единицы поверхности для мегаполисов

Проведем количественную оценку потенциала ВИЭ в мегаполисах.

Обычно для оценки потенциала ВИЭ используются следующие параметры [25]:

- валовый потенциал ВИЭ (gross potential of the RES) – Годовой объем энергии, содержащийся в данном виде ВИЭ при полном ее превращении в полезно используемую энергию;

- технический потенциал ВИЭ (technical potential of the RES) – Часть валового потенциала, преобразование которого в полезно используемую энергию возможно при данном уровне развития технических средств и при соблюдении требований по охране окружающей среды в течении года;

- экономический потенциал ВИЭ (economical potential of the RES) – Часть технического потенциала, преобразование которого в полезно используемую энергию экономически целесообразно при данном уровне цен на ископаемое топливо, тепловую и электрическую энергию, оборудование, материалы и транспортные услуги, оплату труда и др.

Однако данные параметры являются обобщенными для территорий с определенными размерами, а также они практически не учитывают конструктивных особенностей, которые в условиях массовой застройки мегаполисов имеют приоритетное значение. В связи с вышесказанным, для поставленных в работе задач применение существующих методик и моделей оценки не показательно.

Следовательно, необходимо разработать отдельную модель для оценки возможного потенциала разных видов ВИЭ с единицы поверхности. Стоит отметить, что предложенная модель не будет учитывать возможность размещения генерирующих элементов ВИЭ на конструкциях, зданиях и сооружениях, т.к. в этом случае: во-первых – не требуется отдельных земельных ресурсов, а во-вторых – очень сложно оценить затраты, связанные с необходимостью усиления конструкций для обеспечения дополнительного веса элементов ВИЭ.

В первую очередь разрабатываемая модель должна учитывать конструктивные особенности оборудования ВИЭ. Следовательно, выполним оценку этих особенностей.

Оценка требуемой площади для размещения фотоэлектрических модулей

Для оценки были взяты параметры фотоэлектрических модулей (ФЭМ), установленных на Ининской СЭС (Республика Алтай, года ввода 2019). На СЭС установлены модули HVL-310 произведенные по гетероструктурной технологии ГК «Хевел», их параметры приведены в таблице 1.23. Также в настоящее время данный производитель предлагает модули HVL-370 [26], их параметры также показаны в таблице 1.23.

С учётом площади территории, необходимой для промежутков между рядами солнечных панелей (8-10 м), а также других устройств и конструкций СЭС (коммутационные шкафы постоянного тока, инверторные станции) общая площадь СЭС возрастает и плотность установленной мощности по площади уменьшается. Так для 1-й очереди Ининской СЭС (установленной мощностью 10 МВт)

занимаемая площадь составила 204300 м² и плотность мощности составила 48,9 Вт/м².

Таблица 1.23 – Конструктивные параметры ФЭМ

Модуль	HVL-310	HVL-370
Мощность, Вт	310	370
Площадь, м ²	1,674	2
Мощность на единицу площади, Вт/м ²	185	185
Масса, кг	19	32
Мощность на единицу массы, Вт/кг	16,3	11,6

Оценка требуемой площади для размещения ветроэлектрических установок

В настоящее время в России существует нормативно-техническая документация, описывающая общие принципы проектирования ВЭУ и строительства ВЭС. К ней относятся национальные стандарты Российской Федерации [27-31], а также стандарты организаций (НП «ИНВЭЛ» [32], ПАО «РусГидро» [33]).

Выбор мест размещения ВЭУ должен производиться в районах с благоприятными ветровыми условиями, обеспечивающими экономическую целесообразность использования энергии ветра. Наиболее благоприятными местами считаются возвышенные и равнинные участки, места, близкие к морским побережьям, долинам больших рек и водоемов. Место для сооружения ветроустановок должно находиться вне отведенной территории расположения железных дорог и автомобильных трасс, линий электропередач, магистральных газопроводов, кабельных и водопроводных трасс.

Площадки для размещения должны быть выбраны за пределами территорий архитектурных памятников, заповедников, заказников, мест гнездования и кормления птиц и животных, путей их миграции на расстоянии, исключающем возможность негативного влияния на обитателей заповедных территорий в процессе строительства и эксплуатации.

Площадка не должна располагаться в местах залегания полезных ископаемых или в зоне обрушения выработок, на закарстованных или оползневых участках и участках, загрязненных радиоактивными выбросами, а также в охранных зонах. Также проект ветроэлектрической станции должен предусматривать размещение ВЭУ на огражденной территории, недоступной для посторонних лиц [32].

Ветроустановка должна быть удалена от жилых помещений, лечебных учреждений, школ и домов отдыха на расстояние, обеспечивающее снижение уровня шума, создаваемого работающей ВЭУ, до уровня 60 дБА, инфразвука – 100 дБ в соответствии с требованиями СНиП II.12 [34]. Стоит отметить, что обеспечение только этого условия в мегаполисах весьма затруднительно.

Рассмотренная нормативно-техническая документация не указывает конкретных значений или методик расчёта расстояния от ВЭУ до производственных помещений. Однако, проведён ряд исследований, рекомендуемых при мощностях ВЭУ 2-3 МВт и выше принимать минимальное расстояние от ВЭУ до строений в диапазоне от 250 м [35] до 700 м [36].

В странах с развитой ветроэнергетикой минимальные расстояния от ВЭУ до жилых или производственных помещений регламентированы более строго, устанавливая дистанцию в метрах (Германия – 600-1000 м, Испания – 500-1000 м, Чехия – 400-800 м) или в зависимости от диаметра ветроколеса или высоты башни (Великобритания – 10 диаметров, но не менее 500 м, Италия – 5-10-20 высот башни, Дания – 4-6 высот башни) [36].

Кроме того, необходимо соблюдать безопасное расстояние от ВЭУ до любых строений и сооружений, а также мест работы персонала по условию безопасности при аварийных ситуациях (разрушение ВЭУ). В зарубежной практике данное расстояние обосновано величиной 200 м [36].

Исходя из анализа вышеизложенных исследований и зарубежной нормативной документации, можно при мощностях ВЭУ свыше 1-2 МВт минимальное расстояние от ВЭУ до мест постоянного пребывания людей принять величиной, равной высоте башни ВЭУ, умноженной на 10, но не менее 500 м; до

электроустановок и прочих сооружений – не менее 200 м. Таким образом, в большинстве случаев, размещение ВЭУ мощностью 1-2 МВт и выше возможно только за пределами мегаполисов.

Ветроустановки меньшей мощности генерируют на порядок меньше шума, и полноценные исследования их шумового загрязнения окружающей среды отсутствуют. Для них определяющим условием по необходимой площади территории (зоны отчуждения) является безопасность для окружающих строений и мест нахождения людей при аномально сильных ветрах. Данные требования должны регламентироваться производителем ВЭУ. Согласно методикам производителей ВЭУ, зона отчуждения представляет собой окружность, радиус которой равен высоте всей конструкции ВЭУ плюс 15 метров. При высоте мачты от 12 до 18 м и диаметре ветроколеса от 7,5 до 17,5 м средний радиус зоны отчуждения составляет 35 м. Кроме того, с учетом необходимости установки оттяжек, в радиусе 6 м от ВЭУ не должно проходить дорог, кабельных каналов и других сооружений. Таким образом, для установки на территории мегаполисов могут рассматриваться только ВЭУ малой мощности (менее 1000 кВт).

Ниже произведён предварительный расчёт площади территории, необходимой для установки источников ВИЭ.

Для расчёта взяты параметры ВЭУ различных производителей, являющихся ведущими мировыми поставщиками ветровых турбин [37], их параметры приведены в таблицах 1.24, 1.25.

Площадь территории, требуемой для установки ВЭУ в составе ВЭС, зависит от расстояния между ВЭУ. Минимальное расстояние между ВЭУ по различным источникам рекомендуется принимать равным 5-10 диаметрам ветроколеса. Такое расстояние необходимо, чтобы избежать эффекта ветрового затенения между различными ВЭУ, когда кинетическая энергия ветрового потока отбирается впереди стоящей ветроустановкой. Соответственно, данная величина имеет значение только при установке нескольких ВЭУ. По примеру Ульяновской ВЭС, на которой установлены ВЭУ с диаметром ветроколеса 108 м и расстоянием между установками 600 м [38], для расчётов расстояние между ВЭУ принято диаметру

ветроколеса, умноженному на 6. Следует иметь в виду, что данный параметр принят оценочно, и в реальном расчёте будет зависеть от конкретной модели ВЭУ и от ландшафта местности.

Таблица 1.24 – Конструктивные параметры ВЭУ мощностью 250-1000 кВт

Наименование ВЭУ	WES 250 кВт	Wind Flow 500 кВт	Vess V39 500 кВт	Nordex N54 1000 кВт
Мощность, кВт	250	500	500	1000
Диаметр ветроколеса, м	27	33	39	54
Площадь территории, га	2,62	3,92	5,48	10,50
Мощность на единицу площади, Вт/м ²	9,53	12,75	9,13	9,53
Масса, т	20,2	28,1	85	179
Мощность на единицу массы, Вт/кг	12,4	17,8	5,9	5,6
Высота башни, м	55	50	53	70

Таблица 1.25 – Конструктивные параметры ВЭУ мощностью до 100 кВт

Наименование ВЭУ	AN Bonus 100/30	Awinco L50-200	Aeolos Aeolos-V 10 кВт	Aeolos Aeolos-V 5 кВт	Вертикально- осевой ветрогенератор «Falcon Euro»
Мощность, кВт	100	50	10	5	1
Диаметр ветроколеса, м	23	16	5,5	4,5	2,1
Площадь территории, га	1,90	0,922	0,109	0,073	0,016
Мощность на единицу площади, Вт/м ²	5,25	5,43	9,18	6,86	6,30
Масса, т	18,4	6,5	0,7	0,6	0,16
Мощность на единицу массы, Вт/кг	5,4	7,7	14,3	8,3	6,25
Высота башни, м	24	22	6	4,8	4

Оценка требуемой площади для размещения других видов ВИЭ

С учетом описанных выше особенностей гидроэнергия и геотермальная энергия не участвует в общем сравнении и оценке. А из биотопливной энергетики рассмотрим в оценке генерацию, функционирующую на свалочном газе, которая не использует новых земель, а устанавливается на территории полигонов твердых коммунальных отходов.

Сравнительный анализ применения разных видов ВИЭ в мегаполисах

Итого, суть предложенной модели сводится к обязательному учету конструктивных особенностей элементов ВИЭ, которые приняты на основании объектов аналогов.

Оценочные данные по требуемой площади для установки объектов ВИЭ различной мощности приведены в таблице 1.26.

Для определения минимальной площади, требуемой для установки единичной ВЭУ, принята площадь четверти круга с радиусом, равным минимальному расстоянию от ВЭУ до ближайших сооружений, равному высоте всей конструкции ВЭУ плюс 15 метров (при условии мощности ВЭУ менее 1000 кВт). Данное предположение соответствует установке ВЭУ в углу прямоугольной площадки отдельной территории, при условии, что за пределами этой территории в том же радиусе от ВЭУ отсутствуют какие-либо строения.

Площадь территории, необходимая для ВЭС из нескольких ВЭУ, состоит из площади, необходимой для установки единичной ВЭУ по условию расстояния до ближайших объектов, сложенной с площадью ветропарка по условию минимального расстояния между соседними ВЭУ.

При этом следует учитывать, что для установок большой мощности расстояние до жилых помещений должно соответствовать значениям, принятым в предыдущем разделе (равному высоте башни ВЭУ, умноженной на 10, но не менее 500 м).

Таблица 1.26 – Сравнение площади, требуемой для установки разных видов ВИЭ

Мощность объектов ВИЭ, кВт	10	50	100	500	1000
Площадь территории, требуемой для установки ФЭМ, га	0,02	0,102	0,204	1,02	2,04
Площадь территории, требуемой для установки ВЭУ, га*	0,038 (1×10) 3,288 (2×5) 3,301 (10×1)	0,127 (1×50) 3,687 (5×10)	0,149 (1×100) 4,98 (2×50) 4,23 (10×10)	0,451 (1×500) 8,39 (2×250) 12,66 (5×100)	0,721 (1×1000) 10,98 (2×500) 13,64 (4×250)
Площадь территории, требуемой для установки генерации, функционирующей на свалочном газе га**	0				

Примечание * – в скобках указано количество и единичная мощность агрегатов в кВт;

** – данный вид генерации не требует отдельных площадей, т.к. размещается на территории существующих или новых полигонов ТКО.

Сравнительный анализ показывает, что для установки ФЭМ обычно требуются меньшие площади территории, чем для сопоставимых мощностей ВЭУ. Также, площадь, требуемая для установки ФЭМ, может быть более дискретно распределена между единичными модулями, в то время как для установки ВЭУ требуется отдельная неиспользуемая территория. Однако, ВЭС обладают более высоким коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ): так, например, для Ининской СЭС проектный КИУМ определен на уровне 14,8%, а для Ульяновской ВЭС фактический КИУМ по заявлению владельца составил 32% [38]. Однако, для установки генерации, функционирующей на свалочном газе, вообще не требуется отдельная территория. При этом, КИУМ для такой генерации выше, чем для ВЭС и СЭС. Как будет показано далее в настоящей работе, среднегодовой КИУМ при концентрации метана 40-50% составляет 53%.

Таким образом, зная необходимые объемы территории для определенных мощностей генерирующих установок ВИЭ и их среднегодовой КИУМ определим эффективность разных видов ВИЭ по следующей формуле:

$$\mathcal{E} = \frac{P}{S} * K \quad (1.12)$$

где, \mathcal{E} - эффективность ВИЭ, кВт/га;

P – мощность ВИЭ, кВт;

S - Площадь территории, требуемой для установки ВИЭ заданной мощности, га;

K - коэффициентом использования установленной мощности, о.е.

Результат оценки эффективности разных видов ВИЭ по предложенной модели приведен в таблице 1.27.

Таблица 1.27 – Оценка эффективности разных видов ВИЭ

Мощность объектов ВИЭ, кВт	10	50	100	500	1000
Эффективность ФЭМ, кВт/га	74	73	73	73	73
Эффективность ВЭУ, кВт/ га	84 (1×10) 1 (2×5) 1 (10×1)	126 (1×50) 4 (5×10)	215 (1×100) 6 (2×50) 6 (10×10)	355 (1×500) 19 (2×250) 13 (5×100)	444 (1×1000) 29 (2×500) 23 (4×250)
Эффективность генерации, функционирующей на свалочном газе, кВт/ га	Абсолютная эффективность				

Таким образом, проведенная оценка эффективности разных видов ВИЭ в мегаполисах показала, что генерация, функционирующая на свалочном газе, имеет абсолютную эффективность с точки зрения рациональности использования земельного ресурса. При этом эффективность ВЭУ выше, чем ФЭМ, однако стоит отметить, что для размещения ВЭУ действуют более жесткие требования.

Выводы по главе 1

1. В настоящей главе были рассмотрены особенности распределенной генерации, в том числе, функционирующей на базе ВИЭ. Показано какие возобновляемые источники энергии существуют и какие есть особенности их применения в условиях мегаполисов.

2. Рассмотренные в работе примеры по использованию солнечной энергии, энергии ветра, геотермальной энергии и гидроэнергии показали, что использование данных ВИЭ в мегаполисах РФ малоэффективно, т.к. для них общей особенностью является повышенный по сравнению с традиционными источниками генерации объем занимаемых площадей, или, по-другому - у таких ВИЭ существенно снижен показатель производительности на единицу площади (Вт/кв.м). Таким образом, для развития генерации, функционирующей на базе ВИЭ требуется один из самых дорогих ресурсов мегаполисов – земля. И этот фактор, в свою очередь, делает нерациональным и экономически не выгодным использование ВИЭ в мегаполисе. Исключение является только генерация, функционирующая на свалочном газе, которая не использует новых земель, а устанавливается на территории полигонов твердых коммунальных отходов (ТКО).

3. Для подтверждения данного тезиса, с помощью разработанной в работе модели, проведена количественная оценка потенциала ВИЭ в мегаполисах.

4. Проведенная оценка эффективности разных видов ВИЭ в мегаполисах показала, что генерация, функционирующая на свалочном газе, имеет абсолютную эффективность с точки зрения рациональности использования земельного ресурса. При этом эффективность ВЭУ выше, чем ФЭМ, однако стоит отметить, что для размещения ВЭУ действуют более жесткие требования.

5. На основании проведенного исследования можно сделать вывод, что в мегаполисах РФ наиболее рационально использование генерации, функционирующей на свалочном газе. Именно данный вид генерации, на основе ВИЭ, и будет рассматриваться в настоящей диссертации более подробно.

2. ОСОБЕННОСТИ ОБЪЕКТОВ ГЕНЕРАЦИИ НА СВАЛОЧНОМ ГАЗЕ

2.1 Основные положения

Твердые коммунальные отходы - это отходы, образующиеся в жилых помещениях в процессе потребления физическими лицами, а также отходы, образующиеся в процессе деятельности юридических лиц, индивидуальных предпринимателей, подобные по составу отходам, образующимся в жилых помещениях в процессе потребления физическими лицами.

Объем вывоза твердых коммунальных отходов (ТКО) с территории городских поселений в целом по Российской Федерации, по данным Росстата, в 2017 г. составил 274,4 млн м³. За период 2010-2017 гг. объем вывоза ТКО увеличился на 16,6%. [39]

Сбор твердых коммунальных отходов в городах осуществляется преимущественно смешанным способом: отходы без предварительной сортировки собираются в контейнеры. Применение смешанной системы сбора ТКО не только снижает объемы выбора вторичных ресурсов, но и увеличивает нагрузку на полигоны.

При хранении больших объемов ТКО из-за недостатка кислорода, повышенной температуры и влажности происходит естественное анаэробное разложение органических отходов. Свалочный газ получается в результате данного процесса и представляет собой смесь метана и углекислого газа. Средняя концентрация метана в свалочном газе составляет 50-75%, а углекислого газа 25-50%. Также в составе газа в незначительном количестве присутствуют другие компоненты (азот, кремний, сера, сероводород), объем которых зависит от вида ТКО. Имеющийся опыт эксплуатации показывает, что обычно образование газа в теле полигона длится в течение 10-50 лет.

Биохимический процесс разложения доводит температуру отходов до 40-70°C. Это, в свою очередь, активизирует процесс химического окисления, что приводит к дальнейшему росту температуры. Вследствие недостаточности оттока

тепла из толщи свалки отходы часто возгораются. Горение может происходить как в толще отходов (скрытое, пиролитическое горение), так и на поверхности (открыто). В случае скрытого горения может происходить нагрев отходов до 155°C.

Свободный выход метана, образующегося на свалках и полигонах ТКО, кроме отрицательного эффекта на атмосферу, также опасен тем, что, являясь горючим, часто приводит к пожарам. Это ставит под угрозу безопасность объекта, а также расположенных вблизи жилых или промышленных зон.

Свалочный газ, даже без горения, может распространяться на большие расстояния. При этом, имея неприятный запах, обусловленный наличием сероводорода, различных эфиров, алкинбензолы и других веществ с интенсивным запахом, он даже в малых количествах оказывает негативное влияние на самочувствие жителей ближайших территорий.

В случае горения полигона дым и запах распространяются на еще большие расстояния, при этом негативный эффект многократно усиливается. Также необходимо учитывать, что продукты горения высокотоксичные, а ликвидации таких очагов является сложным и затратным процессом, требующим больших затрат.

В 2017-2018 гг. новостные заголовки передовых изданий в России постоянно пестрили информацией о негативном влиянии свободно вырывающихся газов на полигонах ТКО. Критическая ситуация на полигонах Кучино и Ядрово в пригородах Москвы бралась даже на личный контроль президента и правительства страны.

Также необходимо упомянуть о глобальном, мировом влиянии свалочного газа на окружающую среду, ведь он относится к числу газов, создающих «парниковый эффект» и влияющих на изменение климата планеты в целом. «Конвенция о предотвращении глобального изменения климата» (ратифицирована Россией в 1992 г.) обязывает страны - участницы минимизировать выбросы в атмосферу парниковых газов, таких как метан и диоксид углерода [40].

Таким образом, во всем мире и в России сегодня остро стоит проблема негативного влияния на экологию накопленных ТКО. Подтверждением этого

влияния стали недавние общественные возмущения в Подмоскowie (г. Балашиха, г. Волоколамск).

Одним из перспективных способов сокращения негативного влияния ТКО на экологию является использование систем дегазации полигонов ТКО с дальнейшей утилизацией свалочного газа.

2.2 Технология добычи и использования свалочного газа

Существующие захоронения ТКО в РФ можно разделить на три основные категории [40]:

1. Стихийные свалки, которые характеризуются отсутствием инженерно-экологических изысканий для территории, отведенной под размещение отходов, и минимальными экономическими затратами на этапах эксплуатации и закрытия объекта, при этом отходы размещены насыпью без уплотнения и изоляции.

2. Санкционированные необорудованные захоронения ТКО. Введены в эксплуатацию с соблюдением нормативов размещения объекта по санитарным и геолого-гидрологическим критериям; при размещении отходов проводится послойное уплотнение, в некоторых случаях, без изоляции слоев, окончательная засыпка рабочей поверхности захоронения завершает эксплуатацию объекта, регулярные наблюдения за полигоном не проводятся.

3. Санитарные полигоны, на которых предусматривается соблюдение технологии складирования, наличие инженерных сооружений и контроля влияния на объекты окружающей среды.

Очевидно, что организация добычи газа технически возможна только на захоронениях третьего типа.

Полигон ТКО — это специальное сооружение, предназначенное для изоляции и обезвреживания твердых коммунальных отходов, на дне которого установлена мембрана, препятствующая попаданию вредных веществ в почву. При этом тело полигона выполнено слоями отходов и грунта, для предотвращения выхода газа [40]. На рисунке 2.1 отображена структура полигона.

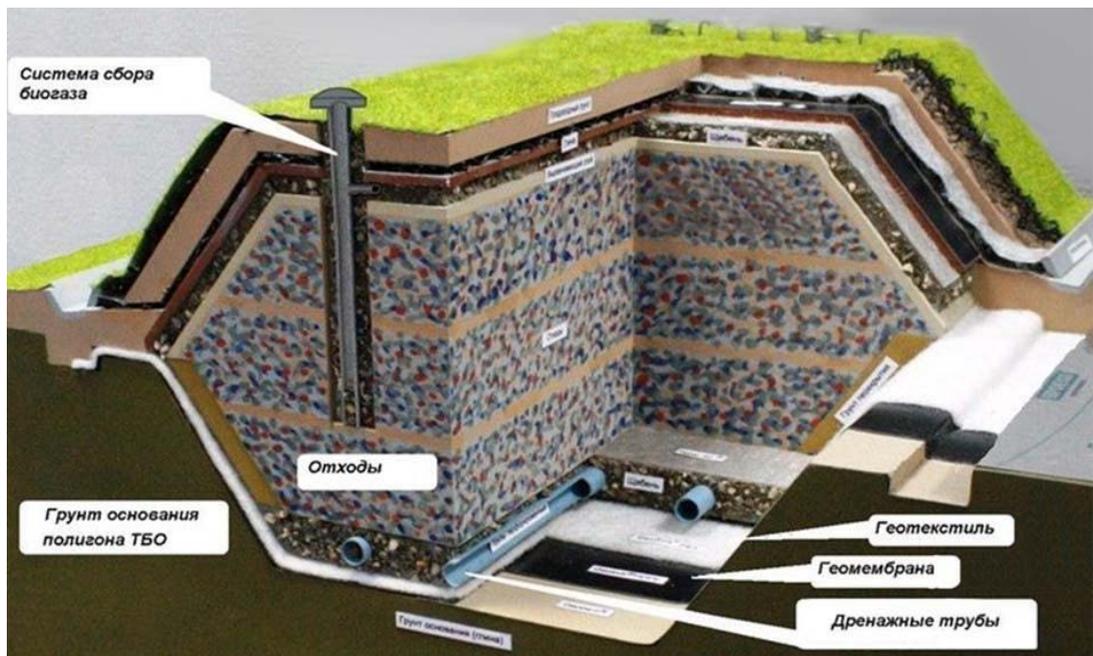


Рисунок 2.1 – Структура полигона ТКО

Исследования показывают, что газ образуется уже через 4-5 месяцев после начала эксплуатации полигона. В среднем при разложении одной тонны твердых бытовых отходов может образовываться 100-200 м³ биогаза, содержание метана в котором непостоянно и колеблется от 30 до 80% [40].

В настоящее время используется несколько технологий добычи свалочного газа. Далее приведено описание основных технологий, используемых в России.

Традиционная система извлечения свалочного газа

Данная система состоит из вертикальной системы скважин с подсоединенными горизонтальными газотранспортными трубами. Вертикальные газовые скважины могут устанавливаться либо в процессе эксплуатации полигона, либо после того, как массив отходов достиг максимальной высоты. Схематическое изображение традиционной системы извлечения свалочного газа приведено на рисунке 2.2. Основные элементы традиционной системы извлечения свалочного газа [42]:

1. Скважины для добычи газа

- *Вертикальные газовые скважины* в основном состоят из полиэтиленовых труб диаметром 160 мм и грубых кожухов диаметром от 500 до 1000 мм, общее

расстояние между скважинами составляет от 50 до 100 м. Длина скважины зависит от высоты массива отходов. Устанавливаются скважины, как правило, выше основания массы отходов на 3-5 метров.

- *Горизонтальные газопроводы* представляют из себя перфорированные трубы, уложенные в траншеи, как правило, они имеют диаметр от 100 до 200 мм, расстояние между горизонтальными газопроводами составляет от 30 до 40 м.

2. Система сбора газа

- *Сборные газопроводы.* Сбор и транспортировка газа осуществляется по сборным газопроводам, состоящим из соединительных элементов газопроводов, коллекторов с конденсатосборниками.

- *Установка по извлечению газа.* Данная установка состоит из компрессора, создающего отрицательное давление в газосборной системе, оборудования по предварительной обработке биогаза, и вспомогательных устройств. Компрессор создает более низкое давление внутри скважин по сравнению с давлением в теле полигона, инициируя тем самым движущую силу для свалочного газа по направлению к газовым скважинам.

- *Оборудование для очистки газа.* Для защиты оборудования электростанции свалочный газ необходимо очищать - удалять влагу и твердые частицы, сернистые соединения и силоксаны.

- *Оборудование для мониторинга* включает в себя встроенный анализатор содержания CH_4 , CO_2 , H_2S , O_2 , расходомеры, отображение параметров работы факела и т.д.

3. Системы утилизации свалочного биогаза.

- *Газо-поршневая установка,* утилизирующая свалочный газ - вырабатывает электроэнергию, которая подается в электрическую сеть.

- *Факельная установка.* При извлечении излишнего количества свалочного газа, который не может быть использован на ГПУ, извлеченный газ сжигается в факеле.

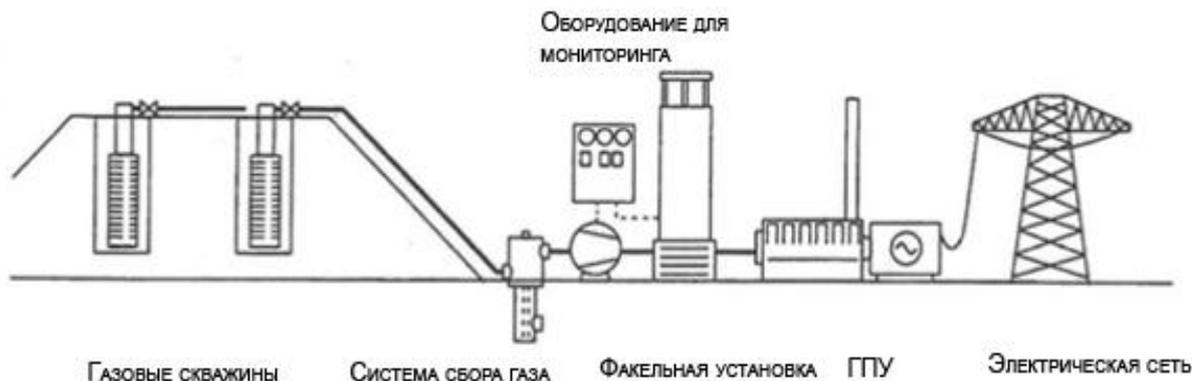


Рисунок 2.2 – Схематическое изображение традиционной системы извлечения свалочного газа

Система извлечения свалочного газа Multriwell

В 2009 г. голландская компания Multriwell B.V. запатентовала одноименную систему добычи свалочного газа. Запатентованная альтернативная система состоит из следующих элементов (рисунок 2.3) [42]:

1. Вертикальная система сбора газа

- *Гибкие вертикальные газоотводящие дрены V-типа*, изготовленные из полипропилена, называемые Multriwell V-типа. Вертикальные дрены V-типа имеют толщину 5 мм и ширину 100 мм, они покрыты нетканым геосинтетическим фильтрующим материалом (также из полипропилена). Вертикальные дрены внедряются в тело полигона сеткой 3х3 метра при помощи «Стичера» (устройство для вдавливания гибких газоотводящих дрен в тело полигона, устанавливаемое на гусеничном экскаваторе массой от 45 до 50 тонн).

2. Горизонтальная система сбора газа

- *Multriwell газосборные дрены H-типа*. Они представляют собой текстурированный лист полиэтилена и нетканый геосинтетический материал, который приклеивается на вершинах усеченных конусов текстурированных листов полиэтилена.

- *Конденсатосборные и распределительные коллекторы с регулирующими клапанами* устанавливаются на каждые 2500-3500 м² газосборной системы.

- *Коллекторы с транспортными газопроводами*.

- *Газонепроницаемое покрытие* для предотвращения проникновения газа и воздуха. Могут применяться минеральный барьер из бентонит-полимер песчаной смеси или геомембранное покрытие.

- *Установка по извлечению газа*. Компрессор или вентиляторная улитка создают более низкое давление внутри отводящих газопроводов, инициируя тем самым движущую силу для свалочного газа.

- *Оборудование для мониторинга* включает в себя встроенный анализатор содержания CH_4 , CO_2 , H_2S , O_2 , расходомеры, отображение параметров работы факела и т.д.

3. Системы утилизации свалочного газа

- *Газо-поршневая установка*, утилизирующая свалочный газ вырабатывает электроэнергию, которая подается в электрическую сеть.

- *Факельная установка*. При извлечении излишнего количества свалочного газа, который не может быть использован на ГПУ, извлеченный газ сжигается в факеле.



Рисунок 2.3 – Схематическое изображение системы извлечения свалочного газа Multiwell

После добычи свалочный газ необходимо утилизировать. Существует несколько способов утилизации газа: сжигание добытого газа на факеле, очистка и реализация добытого газа в виде топлива и сжигание газа для производства энергии. Особый интерес для электро и теплоэнергетики вызывает последний способ, который и будет подробнее рассматриваться в настоящей работе.

К сожалению, качество свалочного газа обычно низкое, при этом в нем содержится множество примесей, которые негативно влияют на энергоустановку, поэтому применение ГТУ для свалочного газа имеет высокие риски быстрого повреждения и выхода оборудования из строя. ГПУ менее требовательны к качеству топлива, поэтому во всем мире в качестве генерирующего оборудования для свалочных электростанций применяются только ГПУ.

2.3 Механизм государственной поддержки объектов генерации на свалочном газе

Механизм поддержки объектов ВИЭ на розничном рынке электроэнергии (в том числе генерирующих объектов на свалочном газе) вступил в силу в 2015г с принятием соответствующего Постановления Правительства РФ [45]

Основной принцип механизма поддержки ВИЭ заложен в федеральном законе (ФЗ) [3]. В законе зафиксирована норма об обязательной покупке в приоритетном порядке электрической энергии, выработанной генерирующими объектами, функционирующими на основе использования ВИЭ, сетевыми компаниями в целях компенсации потерь в сетях. Также уточняется, что государственному регулированию подлежат цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования ВИЭ квалифицированных генерирующих объектах и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях.

Механизм поддержки объектов ВИЭ на розничном рынке предполагает выполнение генерирующим объектом, претендующим на повышенный тариф (далее по тексту – «зеленый» тариф), ряда условий, первым из которых является необходимость попадания генерирующего объекта в региональную Схему и программу развития электроэнергетики (СиПР). Включение генерирующего объекта ВИЭ в СиПР возможно только на основании результатов конкурсных отборов, которые должны организовываться в каждом регионе.

Органы исполнительной власти (ОИВ) субъекта РФ должны проводить конкурсные отборы проектов ВИЭ в своем регионе. Порядок и условия проведения конкурсных отборов устанавливаются региональными ОИВ, при их определении должны учитываться следующие принципы [45]:

- минимизация роста цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) для конечных потребителей розничного рынка электрической энергии (мощности);
- не превышение совокупного прогнозного объема производства электрической энергии объектами ВИЭ, над величиной, равной 5% от совокупного прогнозного объема потерь электрической энергии (мощности) территориальных сетевых организаций, функционирующих в субъекте РФ;
- минимизация экологического ущерба;
- решение социальных задач на территории реализации инвестиционного проекта;
- публичность и открытость.

По итогам проведения конкурсного отбора определяется объект ВИЭ, включаемый в СиПР региона. После включения объекта в СиПР региона данный объект может претендовать на получение повышенного «зеленого» тарифа. Для получения «зеленого» тарифа необходимо подтвердить, что энергоустановка действительно функционирует с использованием ВИЭ – для этого нужно пройти квалификацию генерирующего объекта в НП «Совет рынка» с последующим присвоением квалификационного свидетельства [46].

На основании квалификационного свидетельства региональные ОИВ в области государственного регулирования тарифов устанавливают тариф для генерирующего объекта ВИЭ для целей компенсации потерь в сетях («зеленый» тариф) с использованием методики, утвержденной ФАС России [47]. Тариф определяется методом индексации необходимой валовой выручки в течение 15-ти летнего периода регулирования с учетом нормы доходности инвестированного капитала (базовый уровень нормы доходности инвестированного капитала – 12%). По истечении срока возврата инвестированного капитала тариф определяется

методом экономически обоснованных затрат. Собственник генерирующего объекта заключает договор купли-продажи электрической энергии с сетевой организацией для целей компенсации потерь по утвержденному тарифу [46].

По факту производства электроэнергии генерирующим объектом ВИЭ объем выработки подтверждается выпуском НП «Совет рынка» специальных сертификатов ВИЭ, на основании которых сетевая организация оплачивает соответствующий объем потребленной от генерирующего объекта ВИЭ электрической энергии [48].

Еще одним механизмом государственной поддержки по реализации проектов строительства генерирующих объектов ВИЭ является частичное субсидирование стоимости технологического присоединения объекта к сети [49]. Субсидия предоставляется в размере, не более 70% стоимости технологического присоединения генерирующего объекта, но не превышает 15 млн. руб.

2.4 Методика реализации проекта строительства объекта генерации на свалочном газе

В связи с разрозненностью информации и необходимостью учета мероприятий в разных сферах промышленности (электроэнергетика, теплоэнергетика, газоснабжение, химическая промышленность, экология) и экономики процесс строительства генерирующего объекта на свалочном газе получается очень сложным с организационной и технической точки зрения. При этом в настоящее время отсутствует методика такого строительства, а имеется лишь скудный набор нормативной документации, совместный анализ которой сложен и в некоторых случаях противоречив и при этом, даже при тщательном его анализе, остается множество «белых пятен». Поэтому задачей данной работы также является структурирование информации и составление универсальной методики реализации проекта строительства объекта генерации на свалочном газе. Ниже представлено описание данной методики.

Методика реализации проекта строительства генерирующего объекта на свалочном газе, с целью продажи электрической энергии на розничном рынке по «зеленому» тарифу, разделяет процесс строительства на 6 крупных этапов. Перед каждым этапом данного процесса необходимо производить подготовительную работу.

Первоначально должно быть принято решение о реализации проекта, определен полигон ТКО, на котором будет работать электростанция и определены источники финансирования проекта. После этого начинается непосредственно процесс реализации проекта. Для перехода к первому этапу необходимо сделать укрупненную оценку мощности электростанции исходя из площади полигона ТКО.

I этап) На первом этапе производится оценка экономической привлекательности и технической возможности реализации проекта. Для этого специализированной проектной организацией выполняется проект, включающий технико-экономическое обоснование (ТЭО) и предварительную (а в некоторых случаях и полноценную) схему выдачи мощности (СВМ) электростанции. В рамках такого проекта рассчитываются все необходимые параметры, требующиеся для подачи заявки на технологическое присоединение (ТП) в сетевую компанию и подачи заявки на региональный конкурсный отбор объектов ВИЭ.

После определения основных параметров генерирующего объекта (установленная мощность, состав оборудования, схема подключения к сети и пр.) необходимо подать заявку на ТП в сетевую компанию. В зависимости от конкретных условий заявку на ТП можно подавать как до подведения итогов конкурсного отбора объектов ВИЭ, описанного ниже, так и после его проведения.

II этап) Механизм поддержки объектов ВИЭ на розничном рынке распространяется только на генерирующие объекты попавшие в региональную СиПР. Для попадания в СиПР нужно пройти региональный конкурсный отбор объектов ВИЭ. Инициировать проведение конкурсного отбора объектов ВИЭ можно путем обращения инвестора проекта в администрацию региона, в обращении следует сообщить о намерении реализации проекта и необходимости организации конкурсного отбора. После объявления о проведении конкурсного

отбора, необходимо подготовить конкурсную заявку в соответствии со всеми требованиями и в установленные сроки подать заявку для участия в конкурсе.

После подведения итогов конкурсного отбора объектов ВИЭ победитель включается в разрабатываемую региональную СиПР. После утверждения СиПР региона объект ВИЭ может претендовать на получение «зеленого» тарифа.

В течение 30 дней после подачи заявки на ТП сетевая организация обязана предоставить заявителю проект договора на ТП для подписания. Приложениями к договору являются технические условия (ТУ) на ТП и стоимость подключения. В случае, если прописанные в проекте договора условия являются приемлемыми для инвестора проекта – можно заключать договор на ТП с сетевой компанией, переходить к выполнению ТУ на ТП и приступать к следующему этапу.

III этап) На данном этапе осуществляется выбор подрядных организаций, которые будут выполнять изыскания и анализ наличия газа в теле полигона, проектирование системы сбора газа и проектирование электростанции. Проектированием электрической и газовой частей объекта обычно занимаются разные компании. Выбор организаций, имеющих опыт проектирования систем сбора свалочного газа в России на сегодняшний день не велик, и сводится к выбору одной из двух описанных выше технологий добычи свалочного газа.

После выбора подрядных организаций для проектирования и строительства объекта ВИЭ с ними заключаются договоры и начинается стадия проектирования. Стоит отметить, что если инвестор не обладает самостоятельным опытом и компетенциями в вопросе свалочной генерации, то выбор проектировщиков может быть осуществлен и на самом начальном этапе проектирования. В этом случае специализированная организация может также оказать существенную помощь в выполнении всех предыдущих этапов.

Так как объекты свалочной генерации являются по сути распределенной генерацией, то их проектирование может потребовать значительных временных затрат (от четырех месяцев до одного года) в связи со сложностью согласования проектных решений со всеми заинтересованными организациями.

IV этап) Строительство объектов генерации на свалочном газе, как правило, занимает не более двух месяцев, т.к. используемое генерирующее оборудование зачастую имеет контейнерное исполнение и его монтаж не требует длительной подготовки. Подготовка полигона и монтаж газосборной системы может занимать в среднем от месяца до трёх. После завершения строительства и прохождения экспертизы генерирующего объекта необходимо пройти квалификацию генерирующего объекта в НП «Совет рынка». Подготовка экспертного заключения занимает 45 дней [50]. После завершения строительства объекта, выполнения пуско-наладочных работ, подключения его к сети и прохождения его квалификации в НП «Совет рынка», следует подготовить и подать все необходимые документы (в т.ч. сметы расходов) в местный тарифный орган.

V этап) Региональный тарифный орган на основании подтверждающих документов устанавливает тариф на электрическую энергию, произведенную объектом ВИЭ и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях. Тариф в дальнейшем будет устанавливаться ежегодно.

После установления тарифа собственник генерирующего объекта заключает договор купли-продажи с сетевой компанией, которая будет приобретать электрическую энергию в целях компенсации потерь в электрических сетях. При этом сетевая компания обязана заключить такой договор.

VI этап) На последнем этапе генерирующий объект начинает свою работу. Электрическая энергия производится путем сжигания свалочного газа в агрегатах электростанции и поступает в электрическую сеть. В конце расчетного периода данные приборов учета передаются в НП «Совет рынка» для получения сертификатов ВИЭ. После этого зафиксированный объем электрической энергии оплачивается сетевой компанией по установленному тарифу.

Схематично методика реализации проекта строительства объекта генерации, функционирующего на свалочном газе, с разделением на этапы приведена на рисунке 2.4.

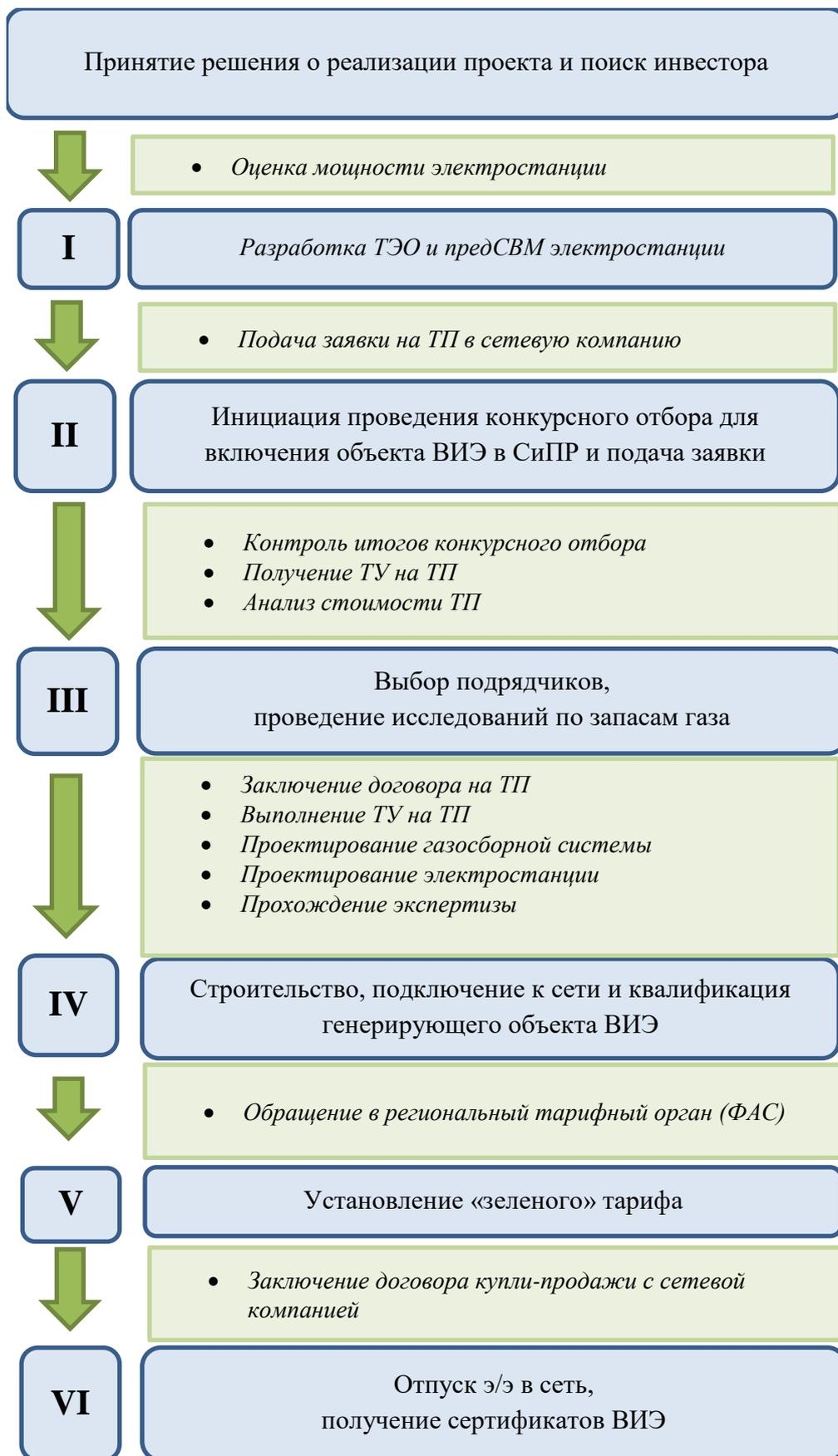


Рисунок 2.4 – Методика реализации проекта строительства объекта генерации, функционирующего на свалочном газе

2.5 Реализованные в России объекты генерации на свалочном газе

На сегодняшний день в России реализован целый ряд проектов по дегазации полигонов ТКО. Наиболее крупные и освещенные в прессе – это проекты дегазации полигонов ТКО в подмосковных городах Балашиха и Волоколамск (полигоны «Кучино» и «Ядрово», соответственно). При этом в России на сегодня реализовано всего два проекта, где помимо дегазации полигона ТКО предусмотрено использование свалочного газа для производства электрической энергии.

Первым был реализован проект строительства электростанции мощностью 100 кВт, работающей на свалочном газе на полигоне ТКО «Преображенка» (г. Самара). Площадь полигона, используемая для сбора свалочного газа, составляет 0,5 Га. Изначально на полигоне была установлена традиционная система добычи свалочного газа, однако из-за недостаточного технического обслуживания система вышла из строя. В 2012 г. на полигоне была установлена система активной дегазации Mulrtiwell. По состоянию на сегодняшний день электростанция успешно эксплуатируется и вырабатывает электрическую энергию для нужд зданий расположенных на территории полигона. Электрическая энергия потребляется на территории полигона (в основном электроотопление в осенне-зимний период), не продается на розничном рынке электрической энергии и не передается в региональную энергосистему. Фотография электростанции приведена на рисунке 2.5.

В 2015 г. в Гатчинском районе Ленинградской области на полигоне ТКО «Новый Свет» была запущена в эксплуатацию электростанция ООО «Вирео Энерджи» установленной мощностью 2,4 МВт (планируемая мощность по проекту 4,8 МВт, на сегодняшний день реализована только первая очередь проекта). Площадь полигона, используемая для сбора свалочного газа (необходимая для обеспечения проектной мощности электростанции), составляет 18 Га. Электростанция ООО «Вирео Энерджи» является на сегодняшний день единственным в России квалифицированным генерирующим объектом ВИЭ работающим с использованием свалочного газа (квалификационное свидетельство

№ 0111000011015 от 22.10.2015 г.) получившим «зеленый» тариф, установленный Комитетом по тарифам и ценовой политике Ленинградской области. На полигоне установлена и функционировала до 2018 года традиционная система добычи газа, использующая порядка 150 скважин. За время эксплуатации электростанции наблюдались неоднократные длительные простои в её работе по причине выхода из строя генерирующего оборудования. Одной из причин остановов генерирующего оборудования также является отсутствие на полигоне системы очистки газа, что приводит к поломкам оборудования ГПУ. Кроме проблем с генерирующим оборудованием на полигоне наблюдаются проблемы, связанные с возникновением скрытых и открытых возгораний в скважинах, которые могут быть связаны с чрезмерным количеством пробуренных скважин и их некачественным устройством. В 2018 году была выполнена реконструкция газосборной системы. Фотографии электростанции приведены на рисунке 2.6.



Рисунок 2.5 – Фото электростанции на Полигоне ТКО «Преображенка»



Рисунок 2.6 – Фото электростанции на Полигоне ТКО «Новый свет»

2.6 Организационные сложности в ходе реализации проектов

Несмотря на существующую систему поддержки проектов генерации на свалочном газе и большой потенциал для их реализации - в настоящее время существует ряд барьеров, которые препятствуют широкому распространению данной технологии производства электрической энергии в России. Перечислим основные причины, препятствующие распространению таких проектов.

1. Механизм поддержки ВИЭ на розничном рынке предусматривает участие ОИВ субъектов РФ в запуске проектов генерации ВИЭ путем организации конкурсных отборов проектов. ОИВ вправе самостоятельно определять подходы для установления регламента, правил и критериев конкурсного отбора. Предоставленная субъектам РФ свобода в части организации конкурсного отбора объектов ВИЭ, отсутствия опыта и минимальное количество организованных конкурсных отборов на сегодняшний день во многом осложняет задачу для региональных администраций и приводит к пассивности со стороны региональных властей в этом вопросе.

2. Сетевая компания, к сетям которой планируется подключение объекта ВИЭ, является стороной в меньшей степени заинтересованной в реализации проекта, т.к. именно ей придется покупать электрическую энергию по высокому «зеленому» тарифу для целей компенсации своих потерь. В условиях сдерживания темпов роста регулируемых тарифов на уровне «инфляция минус», включение затрат на покупку электроэнергии по «зеленому» тарифу в необходимую валовую выручку может оказаться проблемой для сетевой компании. Таким образом, сетевая компания может оказывать всяческое противодействие на ход реализации проекта: от затягивания заключения договора на технологическое присоединение к сети и выставления в договоре завышенных технических условий до административного давления и противодействия на различных уровнях.

3. Несмотря на гарантированный возврат инвестиций и обеспечение доходности инвестированного капитала, для проектов генерации ВИЭ, реализующих свою энергию на розничном рынке для целей компенсации потерь

сетевых компаний, остаются определенные риски, которые могут отпугивать потенциальных инвесторов от реализации проектов малой генерации на свалочном газе. Причины возникновения данных рисков следующие:

- Законодательство в сфере поддержки проектов ВИЭ на розничном рынке относительно «молодое» (утверждено в 2015 г.) и за последние годы постепенно корректируется и дополняется. Вследствие этого у инвестора остается риск, что после принятия решения о реализации проекта и начальных вложений в предпроектные проработки условия предоставления получения «зеленого» тарифа могут измениться и проект может стать нерентабельным. К таким изменениям могут относиться уменьшение величины предельных капитальных и эксплуатационных затрат, учитываемых при установлении тарифа, а также требования по степени локализации оборудования (в настоящий момент проекты с использованием свалочного газа требованиями по локализации оборудования не обременены).

- Сроки реализации проекта по строительству электростанции использующей свалочный газ, несмотря на её относительно небольшую мощность, могут быть значительно растянуты. Причинами этого может быть:

- противодействие сетевой компании в заключении договора на технологическое присоединение и в проведении необходимого сетевого строительства;
- затягивание сроков проектирования и прохождения экспертизы в силу отсутствия в России проектных организаций с широким опытом проектирования подобных объектов;
- увеличение сроков квалификации генерирующего объекта в НП «Совет рынка» (согласно нормативно-технической документации (НТД) подготовка экспертного заключения занимает 45 дней [50], но на практике бывают случаи, когда процесс квалификации занимал более 6 месяцев, при этом никакой ответственности за нарушение данных сроков законодательством не предусмотрено).

- На сегодняшний день в России нет продолжительного успешного опыта

эксплуатации генерирующих установок, работающих на свалочном газе. Данная технология является новой для нашей страны, на рынке практически нет компетентных специалистов по строительству и эксплуатации подобных объектов. Удачным можно признать опыт работы электростанции на полигоне ТКО «Преображенка» в г. Самара, но в данном случае на полигоне эксплуатируется электростанция малой мощности (100 кВт) и её наработка в течение года невелика, т.к. для неё не установлен «зеленый» тариф и вырабатываемая ей энергия используется только на собственные нужды полигона. В силу отсутствия положительного опыта – для инвестора имеется риск выхода из строя генерирующего оборудования по причине неработоспособности иностранных технологий по использованию свалочного газа в энергетических целях в наших климатических условиях и с нашими особенностями формирования и содержания полигонов ТКО.

2.7 Технические особенности работы объектов генерации на свалочном газе

Несмотря на то, что ГПУ, работающая на свалочном газе, относится к объекту генерации, функционирующему на основе использования ВИЭ, по своему техническому исполнению она практически ничем не отличается от обычной ГПУ, использующей природный газ. Однако существует одно важное и значимое отличие - это качество топлива.

Содержание метана в природном газе более 90-95%, при этом для свалочного газа считаются хорошими показатели в 50-60% содержания метана. Использование газа с содержанием метана в 30% в некоторых случаях тоже может быть оправдано. А при содержании метана менее 30% работа ГПУ уже невозможна.

Кроме того, раз ГПУ, работающая на свалочном газе, по своему техническому исполнению практически ничем не отличается от обычной ГПУ малой мощности, то для нее являются актуальными все особенности распределенной генерации.

Обобщённый обзор современного состояния, сложившегося в области распределенной генерации приведен в главе 1 настоящей работы. В этом разделе приведено более детальное описание и технические решения по реализации объектов распределенной генерации.

Современная технологическая архитектура российской энергетики сложилась в целом к середине XX века, с тех пор не претерпев качественных изменений, и в основном построена на принципах и технологиях тех лет (рисунок 2.7).

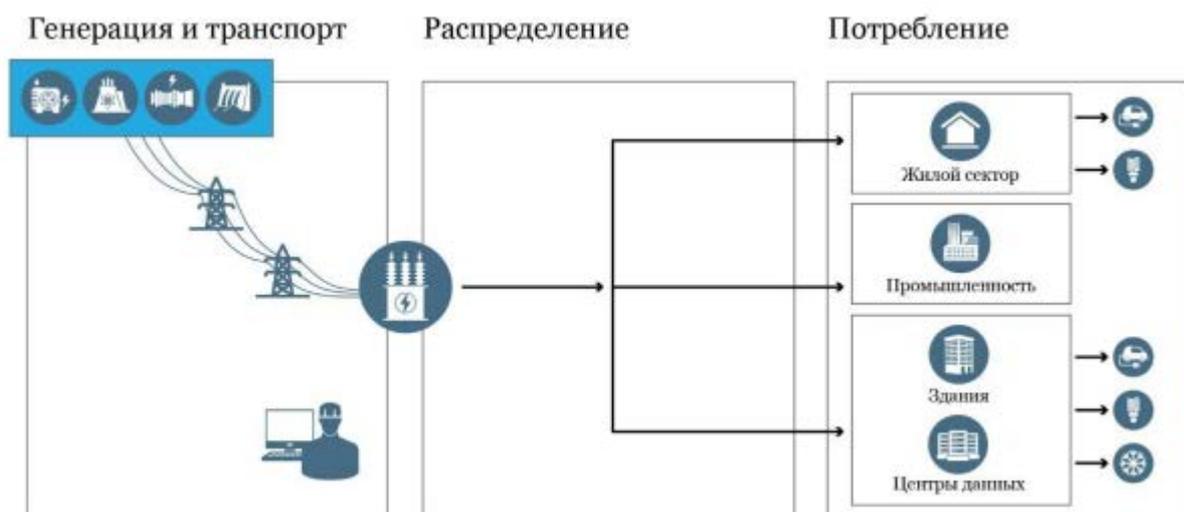


Рисунок 2.7 – Архитектура российской электроэнергетики

Сегодня развитие распределенной энергетики в России происходит в основном по следующим причинам:

- вынужденная необходимость при неприемлемых параметрах электроснабжения из единой энергосистемы (цена/надежность/качество);
- принципиальная невозможность обеспечить электроснабжение объектов (удалённость/сроки или другие причины);
- субсидирование развития возобновляемой энергетики за счёт других участников рынка;
- возможность использования генерации в технологическом процессе производства основного продукта (попутный газ, биотопливо и пр.).

И почти во всех случаях особенностью такого развития является конфликт с интересами других участников рынка, действующих в рамках ЕЭС. В связи с этими противоречиями, на текущий момент в нашей стране реализовано малое количество таких проектов, однако, по прогнозам, в будущем нас ожидает стремительный рост объемов распределенной генерации.

Стоит отметить, что во многих зарубежных странах переход к распределенной генерации уже либо выполнен, либо находится в активной фазе. Так, в Дании система мер поддержки мини-ТЭЦ привела к появлению за 10-20 лет сотен небольших энергоцентров на природном газе и биомассе (рисунок 2.8). Кроме того, увеличилось количество ветряных электростанций. По данным Danish Energy Agency, развитие распределенной когенерации снизило годовое потребление первичной энергии в Дании на 11% [51].

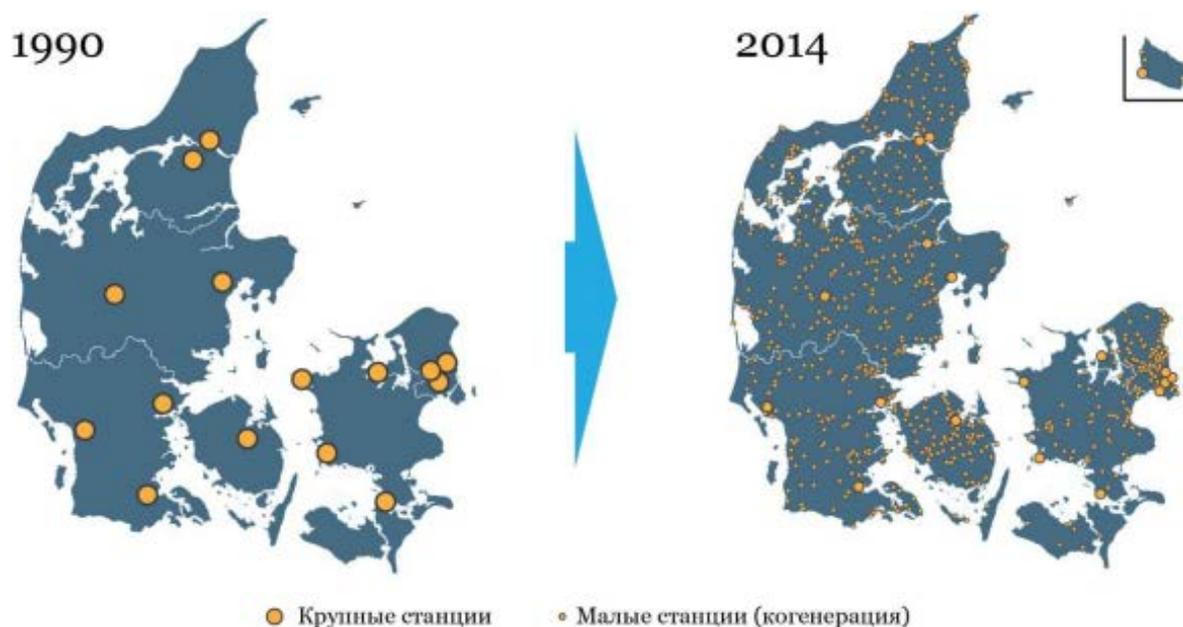


Рисунок 2.8 – Иллюстрация децентрализации энергетики в Дании на основе распределенной когенерации

Подключение к сети распределенной генерации изменяет структуру сети, которая до этого была тупиковой, и приводит к возможному появлению следующих технических проблем:

- рост токов короткого замыкания в распределительной сети;

- нарушение динамической устойчивости генерирующего оборудования элементов малой генерации;
- изменение условий работы устройств РЗ электрической сети;
- перераспределение потоков мощности.

На сегодняшний день основным техническим решением для подключения распределенной генерации к электрической сети является автоматическое опережающее деление сети (АОДС) с выделением генерации на сбалансированный энергорайон, либо отключение генерации при любом возмущении в прилегающей электрической сети.

Пока суммарный объем распределенной генерации незначителен существующий подход может применяться, т.к. он является самым простым, дешевым и понятным. Однако, если суммарный объем малой генерации начнет расти и достигнет больших масштабов, то каждое возмущение будет приводить к массовым отключениям генерации, что, возможно, приведет к нарушению баланса мощности в отдельном энергорайоне или даже во всей энергосистеме. В этом случае возникнет необходимость поддержания большого объема резерва мощности на традиционных крупных электростанциях, а также обеспечение сетевого резерва, что, по сути, означает полное техническое дублирование малой генерации и может оказаться экономически неэффективно.

В настоящее время выполнено значительное количество исследований, посвященных подключению генераторов малой мощности на параллельную работу с энергосистемой. Эти работы в первую очередь направлены на рассмотрение способов, основанных на отделении от энергосистемы генераторов малой мощности со сбалансированной нагрузкой в аварийном режиме – то есть переход в так называемый «островной» режим. Данный подход имеет несколько ключевых понятий: Мультиагентное регулирование, энергетические кластеры, энергетические ячейки и пр. [52-57] и заключается в использовании быстродействующих устройств и интеллектуальных систем, способных при возмущениях в сети быстро разделять определенный энергорайон или даже целиком энергосистему на несколько изолированно работающих энергорайонов

(островов, кластеров, ячеек), а после устранения возмущения синхронизировать и объединять разделенные энергорайоны. Недостатком данного метода является высокое количество коммутаций (иногда по несколько коммутаций в течение суток) и необходимость развитой интеллектуальной распределенной системы управления, для которой необходимы постоянные изменения настроек при изменении параметров и конфигурации сети. При этом стоимость создания и эксплуатации такой системы управления в некоторых случаях может существенно превышать стоимость самого генерирующего оборудования. Кроме того, в рыночных условиях, создание такой системы может потребовать необходимости вовлечения большого количества сторонних организаций, на энергообъектах которых потребуется установка различных элементов данной системы. И в случае отказа любой из таких организаций в установке оборудования на своем объекте подключение генератора к сети может оказаться невозможным.

В исследованиях В.А. Андреюка приведены способы управления мощностью генераторов за счет изменения абсолютного угла векторов ЭДС эквивалентных генераторов [58, 59]. Но фундаментальные принципы организации такой системы, особенно для распределенной генерации в настоящих исследованиях не определены.

Якоб П. Ахо и Л. Гордон Крафт показали динамические характеристики электромагнитных вариаторов, построили системы управления и настройки регуляторов в целях улучшения качества переходных процессов и характеристик при резких изменениях нагрузки ветровой турбины [60].

Исследования А.А. Ачитаева посвящены использованию электромагнитного вариатора в составе ветроэнергетической установки и решению проблемы подключения малой ветрогенерации в электрические сети. Рассмотрены переходные процессы и способы управления электромагнитным вариатором [61, 62]. Однако, проведенный анализ не посвящен исследованию обеспечения электромеханической совместимости при параллельной работе турбогенераторов (вращающихся синхронных машин, приводимых во вращение от паровой или газовой турбины), работающих на традиционном топливе, в энергосистеме.

Таким образом, на настоящий момент существуют исследования по использованию электромагнитного вариатора для обеспечения параллельной работы с сетью ветроэнергетических установок, однако отсутствуют работы, связанные с использованием электромагнитного вариатора для обеспечения динамической устойчивости турбогенераторов, работающих на традиционном топливе. Несмотря на то, что существенным препятствием, ограничивающим распространение электромагнитных редукторов и муфт, является цена постоянных магнитов, с учетом ожидаемого эффекта, их применение все равно может оказаться целесообразным.

Для построения динамической электромеханической управляемой связи между генератором и турбиной в следующей главе рассмотрим электромагнитную муфту с изменяемой управляемой рассогласованностью между генератором и турбиной.

2.8 Исследование влияния качества газа на параметры выдачи мощности

Концентрация метана сильно зависит от вида мусора, складированного на ТКО, и чтобы оценить эффективность проекта необходимо оценить реальные или хотя бы приближенные к ним показатели ГПУ. Для этого необходимо понимать, как.

В настоящее время отсутствуют готовые решения и методики по оценке зависимости параметров ГПУ от параметров используемого газа, а фирмы изготовители могут сориентировать о приблизительной рабочей мощности лишь по объектам аналогам, которых не много и, следовательно, по которым невозможно сделать достоверную карту зависимостей. Поэтому в настоящей работе разработаем методику оценки зависимости параметров ГПУ от параметров используемого газа и создадим укрупненную карту такой зависимости.

1 этап. На 1 этапе необходимо выполнить анализ энергетических характеристик воздушно-метановой смеси.

Основным компонентом топлива, вступающего в химическую реакцию с кислородом с выделением тепла, является метан. Для оценки значения теплотворной способности Q_v воздушно-метановой смеси необходимо учесть концентрацию метана в топливе [63]:

$$Q_v = \frac{r_i \cdot Q_{CH_4}}{\rho_{см}}, \quad (2.1)$$

где r_i – концентрация метана в воздушно-метановой смеси, Q_{CH_4} – теплотворная способность природного газа, $МДж/м^3$.

Учёт плотности топлива воздушно-метановой смеси может сильно меняться в зависимости от концентрации метана в газе. Сделаем допущение, что на величину плотности воздушно-метановой смеси будет оказывать только воздух и метан, так как при глубокой очистке газа концентрация других примесей будет незначительной. Расчет результирующей плотности воздушно-метановой смеси с учетом молярной доли в нем метана и воздуха выглядит следующим образом [63]:

$$\rho_{см} = \frac{1}{\frac{g_{CH_4}}{\rho_{CH_4}} + \frac{g_{воздух}}{\rho_{воздух}}}, \quad (2.2)$$

где g_{CH_4} – молярная доля метана в воздушно-метановой смеси; $g_{воздух}$ – молярная доля воздуха в воздушно-метановой смеси; ρ_{CH_4} – плотность метана $0,7168 \text{ кг}/\text{м}^3$; $\rho_{воздух}$ – плотность воздуха $1,2754 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Молярные доли отдельных газов, входящих в состав топлива [63]:

$$\begin{cases} g_{CH_4} = \frac{r \cdot \mu_{CH_4}}{r \cdot \mu_{CH_4} + (1-r) \cdot \mu_{воздух}} \\ g_{воздух} = \frac{(1-r) \cdot \mu_{воздух}}{r \cdot \mu_{CH_4} + (1-r) \cdot \mu_{воздух}} \end{cases} \quad (2.3)$$

где μ_{CH_4} – молярная масса метана, равная $16 \text{ г}/\text{моль}$; $\mu_{воздух}$ – молярная масса воздуха, равная $29 \text{ г}/\text{моль}$.

Для анализа энергетических характеристик воздушно-метановой смеси на основании формул (2.1)-(2.3) с учетом различной теплотворной способности газа,

меняющегося в зависимости от концентрации метана, был произведен расчет его энергетических характеристик.

В таблице 2.1 представлены результаты расчета параметров воздушно-метановой смеси при различной концентрации метана, которые являются результатом по 1 этапу.

Таблица 2.1 – Энергетические характеристики воздушно-метановой смеси

Параметр	Содержание метана, %				
	30	40	50	60	95
Теплотворная способность, МДж/кг	9,93	14	18.56	23.69	48
Плотность смеси, кг/м ³	1,209	1,143	1,078	1,013	0,79

Для расчета среднего значения КПД по выдаче электроэнергии примем на основании уравнения [65]:

$$B = \frac{3.6 \cdot E}{m_q \cdot Q_v} \quad (2.4)$$

где E – общая выработка электрической энергии в год, $кВтч/год$; m_q – общее потребление топлива в год, $м^3/год$.

2 этап. На 2 этапе определяем основные параметры ГПУ.

Для расчета расхода топлива в данной работе была сформирована модель исследуемой электроэнергетической системы, составленной в программном обеспечении HOMER ENERGY [64] и выполнен соответствующий расчет.

Исходные данные для моделирования были приняты на основании параметров типовой ГПУ GazEcos TM3 250 кВт. В таблице 2.2 отображены результаты моделирования при различных концентрациях метана в свалочном газе. Были получены результаты по расходу топлива отдельного генератора, значения рабочей мощности в зависимости от концентрации метана и максимальной выработки электроэнергии в год.

Таблица 2.2 – Режимные параметры отдельного генератора станции

Содержание метана, %	30	40	50	60	95
Рабочая мощность, кВт	107	129	149	169	250
Установленная мощность, кВт	250	250	250	250	250
Расход топлива, м ³ /год	889 565	717 485	597 102	508 986	347 251
Энергетическая ёмкость топлива, кВтч/год	1 295 569	1 909 101	2 606 088	3 289 930	6 596 006
Максимальная выработка электроэнергии, кВтч/год	937 320	1 130 040	1 305 240	1 480 440	2 190 000
Удельный расход топлива, м ³ /кВтч	0.412	0.380	0.359	0.343	0.305
КПД по выдаче электроэнергии, %	38,2	40,5	42,4	44,2	47,3

3 этап. На 3 этапе для подтверждения выводов по 2 этапу выполняется расчет режимов работы ГПУ.

Для расчетов режимов газо-поршневой установки была создана её математическая модель с целью анализа установившихся и переходных процессов в составе электроэнергетической системы. Данная модель учитывает изменение режимных параметров генератора электрической станции, которые зависят от энергетических характеристик воздушно-метановой смеси. Система уравнения вращающегося движения газо-поршневого генератора представлена в уравнении (2.5). Следует учесть, что для поддержания эффективных режимов работы газо-поршневой установки необходимо учитывать динамику компрессора [65-68]. Поэтому, система уравнений представлена следующим образом:

$$\begin{cases} J \frac{d(\omega + x(t))}{dt} = M_i - M_H \\ J_k \frac{d\omega_k}{dt} = M_T - M_K(Q_B, \omega_k) \end{cases} \quad (2.5)$$

где J – момент инерции вращающихся частей газо-поршневой установки; $x(t)$ – девиация угловой скорости коленчатого вала; M_i – момент на валу двигателя ГПУ; M_p – момент сопротивления вращения генератора; M_H – момент нагрузки со

стороны генератора; ω – угловая скорость вращения генератора; J_K – момент инерции компрессора ГПУ; ω_k – угловая скорость компрессора ГПУ; M_T – момент турбины ГПУ; M_K – момент нагрузки со стороны компрессора; Q_B – расход воздуха через компрессор.

На основании исследования [69] момент на валу двигателя ГПУ можно представить в виде уравнения:

$$M_i = \frac{B_v}{K_1 \cdot \omega} h_i \times 1000, \quad (2.6)$$

где K_1 – удельный расход топлива, $m^3/kBmч$; B_v – расход топлива в час, $m^3/ч$; h_i – КПД по выдаче электроэнергии.

Как уже говорилось выше, исходные данные для моделирования были приняты на основании параметров типовой ГПУ GazEcos TM3 250 кВт, которые приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Параметры генератора для моделирования

Параметр	Значение
Установленная мощность генератора	250 кВт
Номинальное напряжение	400 В
Частота	50 Гц
Скорость вращения	1500 об/мин.
X_d	1,305 о.е.
X_d'	0,296 о.е.
X_d''	0,252 о.е.
X_q	0,474 о.е.
X_q''	0,243 о.е.
T_d'	1,01 сек.
T_d''	0,053 сек.
T_{q0}''	0,1 сек.
Постоянная времени механической инерции	3,2 сек.

На рисунке 2.9 представлена модель газо-поршневой установки в *Matlab Simulink*, которая учитывает режимные параметры отдельного генератора, его системы возбуждения и энергетические характеристики свалочного газа.

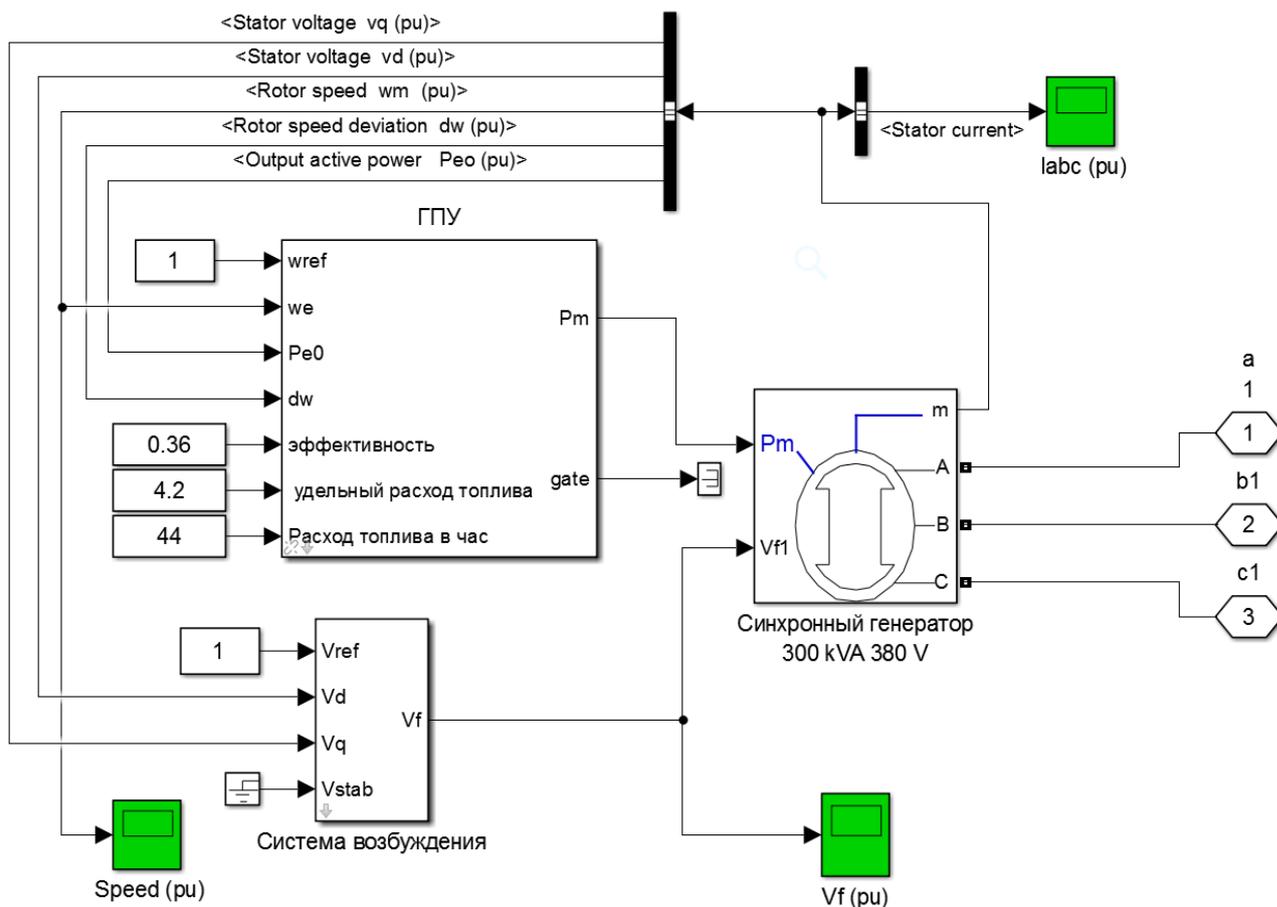


Рисунок 2.9 – Модель газо-поршневой установки

На рисунке 2.10 представлены осциллограммы мощности, вырабатываемой газо-поршневой установкой при изменении параметров топлива. Из нее можно оценить влияние концентрации метана на величину установившегося значения мощности и подтвердить или опровергнуть расчетные значения, полученные на 2 этапе.

Представленные осциллограммы дают понимание о характере переходных процессов и величине мощности ГПУ в зависимости от параметров газа и подтверждают выдвинутое предположение, что работа генератора на свалочном газе значительно отличается от работы генератора на традиционном виде топлива, основанном на природном газе.

Проведенный анализ полученных результатов показывает, что уменьшение концентрации метана в свалочном газе значительно снижает величину вырабатываемой ГПУ энергии и мощности и подтверждает расчетные значения, полученные на 2 этапе.

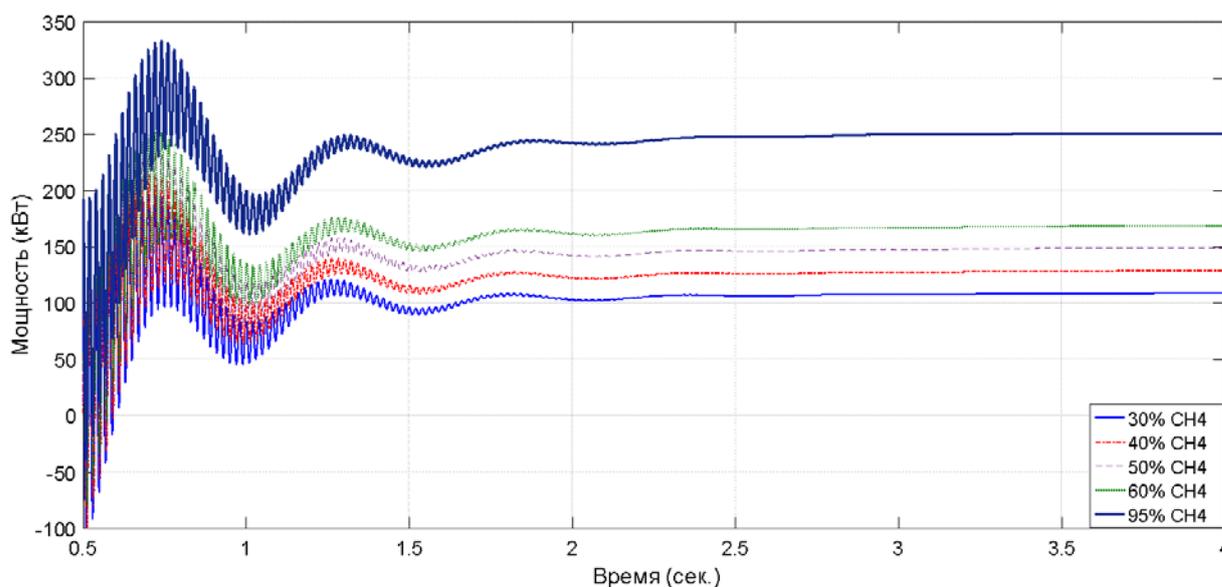


Рисунок 2.10 – Осциллограмма выработки мощности ГПУ

Таким образом, при предварительной оценке эффективности проекта необходимо учитывать параметры газа и возможное снижение рабочей мощности ГПУ.

Для предварительной оценки необходимо использовать карту зависимости параметров ГПУ от параметров используемого газа приведенную в Таблице 2.4, которая является основным результатом расчетов по приведенной методике и может использоваться для предварительной оценки эффективности проекта. Для более полной и точной оценки для каждого конкретного случая необходимо выполнить расчеты в соответствии с методикой, приведенной выше.

Таблица 2.4 – Карта зависимости параметров ГПУ от параметров газа

Содержание метана, %	30	40	50	60	95
Установленная мощность, о.е	1	1	1	1	1
Рабочая мощность, о.е	0,428	0,516	0,596	0,676	1
КПД по выдаче электроэнергии, %	38,2	40,5	42,4	44,2	47,3

Анализируя полученные результаты, также стоит отметить, что на основании [70] в отношении генерирующих объектов, функционирующих на основе использования газа, выделяемого отходами производства и потребления на свалках

таких отходов, величина нормативного КИУМ равна 0,65. При этом для обеспечения такого КИУМ необходимо содержание метана в газе не менее 55-60% и круглосуточная работа генерирующего оборудования без возможности вывода его в ремонт, что технически невозможно. Таким образом, с учетом определенной зависимости выходных параметров генерирующего оборудования от параметров газа необходим пересмотр действующей нормативной документации. Инициатива внесения соответствующих изменений в НТД озвучена автором данной работы в рамках Национальной технологической инициативы (НТИ) EnergyNet на VII Международном форуме технологического развития «Технопром-2019» (Новосибирск 2019) в форме научного доклада [71].

Для верификации методики выполним анализ работы единственной действующей электростанции в РФ, работающей на свалочном газе в рыночных условиях – электростанции на Полигоне ТКО «Новый свет» (Ленинградская область).

Данная электростанция введена в эксплуатацию в июле 2015 г. После своего ввода, в период январь – апрель 2016 г. она работала на розничном рынке с тарифом 1,41 – 1,79 руб/кВтч. С мая 2016 г. электростанция работает по договору компенсации потерь («Зеленый тариф»), который подробно описан в настоящей главе, с тарифом, приведенным в таблице 3.5

Таблица 3.5 – Тариф на продажу электроэнергии электростанции на Полигоне ТКО «Новый свет»

Год	2016	2017	2018	2019
Тариф, руб/кВтч	5,4	7,5	7,0	6,6

Установленная мощность электростанции составляет 2,4 МВт. В качестве генерирующего оборудования используется 2*ГПУ - 1,2 МВт. В перспективе предусматривается расширение станции до установленной мощности 4,8 МВт.

Площадь газосборной системы – 18 га. При этом несовершенство газосборной системы приводили к частым сбоям и остановам генерирующего

оборудования, поэтому в 2018 году была проведена реконструкция газосборной системы.

Среднемесячная мощность загрузки электростанции за период 2016-2019гг приведена на рисунке 2.11.

Анализируя приведенную загрузку, можно сделать выводы, что электростанция работает со следующими параметрами:

- максимальная мощность генерации: 1550 кВт + 150 кВт (собственные нужды) = 1700 кВт;
- максимальный за последний год КИУМ: 0,71 (65-70% метана);
- средний за последний год КИУМ: 0,53 (40-50% метана).

При использовании разработанной методики по анализу влияния качества используемого газа на параметры выдачи мощности ГПУ можно сделать вывод, что полученные значения соответствуют следующему качеству газа:

- усредненное за последний год значение - 40-50% метана;
- пиковое значение за период эксплуатации - 65-70% метана.

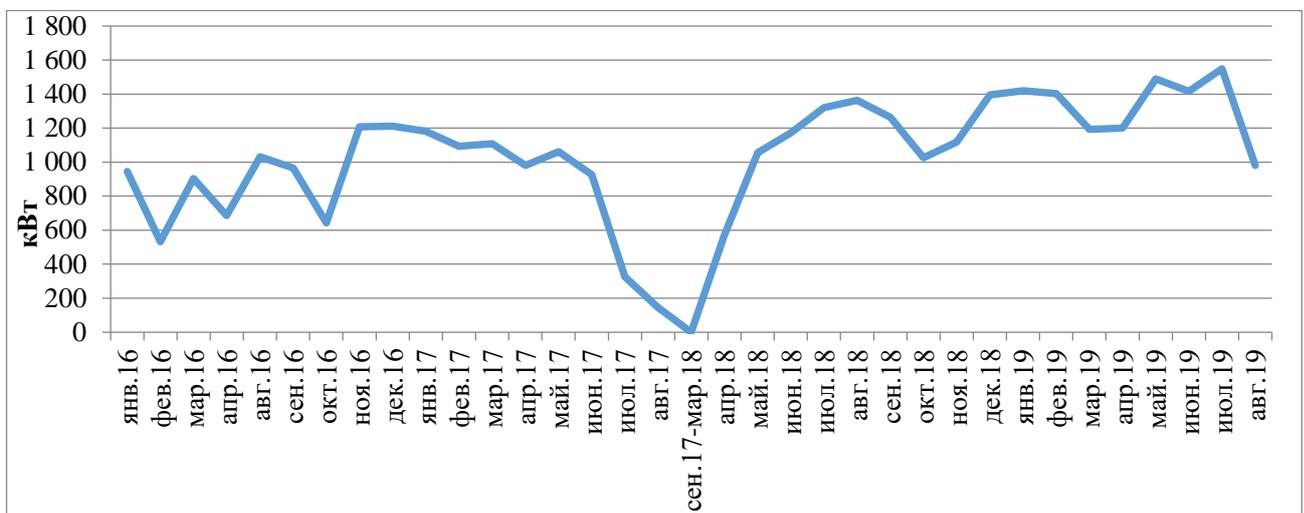


Рисунок 2.11 – Среднемесячная мощность загрузки электростанции на Полигоне ТКО «Новый свет» за период 2016-2019гг

Полученные значения качества газа полностью соответствуют мировому опыту использования свалочного газа, на основании чего можно сделать вывод об эффективности разработанной в данной работе методики по анализу влияния качества используемого газа на параметры выдачи мощности ГПУ.

Выводы по главе 2

1. Во всем мире и в России сегодня остро стоит проблема негативного влияния на экологию накопленных ТКО. Одним из перспективных способов сокращения негативного влияния ТКО на экологию является использование систем дегазации полигонов ТКО с дальнейшей утилизацией свалочного газа.

2. Существует несколько способов утилизации газа: сжигание добытого газа на факеле, очистка и реализация добытого газа в виде топлива и сжигание газа для производства энергии. Особый интерес для электро и теплоэнергетики вызывает последний способ, который и рассматривается в настоящей работе. К сожалению, качество свалочного газа обычно низкое, при этом в нем содержится множество примесей, которые негативно влияют на энергоустановку, поэтому применение ГТУ для свалочного газа имеет высокие риски быстрого повреждения и выхода оборудования из строя. ГПУ менее требовательны к качеству топлива, поэтому во всем мире в качестве генерирующего оборудования для свалочных электростанций применяются только ГПУ.

3. В связи с разрозненностью информации и необходимостью учета мероприятий в разных сферах промышленности (электроэнергетика, теплоэнергетика, газоснабжение, химическая промышленность, экология) и экономики, процесс строительства генерирующего объекта на свалочном газе получается очень сложным с организационной и технической точки зрения. При этом в настоящее время отсутствует методика такого строительства. Для упрощения процесса строительства в главе разработана Методика реализации проекта строительства генерирующего объекта на свалочном газе, с целью продажи электрической энергии на розничном рынке по «зеленому» тарифу.

4. Несмотря на существующую систему поддержки проектов генерации на свалочном газе и большой потенциал для их реализации - в настоящее время существует ряд барьеров, которые препятствуют широкому распространению данной технологии производства электрической энергии в России.

5. Несмотря на то, что ГПУ, работающая на свалочном газе, относится к объекту генерации, функционирующем на основе использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), по своему техническому исполнению она практически ничем не отличается от обычной ГПУ, использующей природный газ. Следовательно, вопрос обеспечения динамической устойчивости, который актуален для всех объектов распределенной генерации, актуален также для генерации на свалочном газе. Также существует одно важное и значимое отличие генерации на свалочном газе - это качество топлива.

6. В настоящее время отсутствуют готовые решения и методики по оценке зависимости параметров ГПУ от параметров используемого газа, а фирмы изготовители могут сориентировать о приблизительной рабочей мощности лишь по объектам аналогам, которых не много и, следовательно, по которым невозможно сделать достоверную карту зависимостей.

7. Разработана методика оценки зависимости параметров ГПУ от параметров используемого газа и создана укрупненная карта такой зависимости.

8. Эффективность разработанной методики подтверждена анализом работы единственной действующей электростанции в РФ, работающей на свалочном газе в рыночных условиях – электростанции на Полигоне ТКО «Новый свет» (Ленинградская область). Таким образом, методику можно считать верифицированной.

9. В отношении генерирующих объектов, функционирующих на основе использования газа, выделяемого отходами производства и потребления на свалках таких отходов, величина нормативного индикатора КИУМ равна 0,65. При этом для обеспечения такого КИУМ необходимо содержание метана в газе не менее 55-60% и круглосуточная работа генерирующего оборудования без возможности вывода его в ремонт, что технически невозможно. Необходим пересмотр действующей нормативной документации.

3. ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ОБЪЕКТОВ ГЕНЕРАЦИИ НА СВАЛОЧНОМ ГАЗЕ ПРИ ИХ РАБОТЕ В СОСТАВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

3.1 Исследование эффективности применения электромагнитного вариатора для обеспечения динамической устойчивости

Электромагнитная трансмиссия (ЭТ) в связи с отсутствием механического контакта между вращающимися частями отличается от механической высоким КПД и повышенной плотностью выходного момента [72-92].

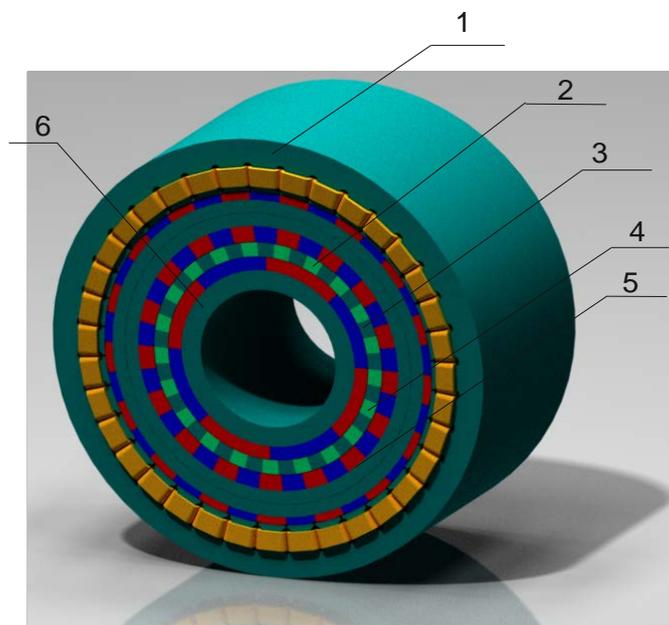
В настоящее время наблюдается с одной стороны - снижения стоимости редкоземельных металлов, а с другой - повышение спроса к редукторным системам. При этом требования, предъявляемые к редукторам и муфтам, постоянно повышаются. И все чаще возникает ситуация, когда механические приводы не способны выполнить поставленные задачи.

На рисунках 3.1, 3.2 приведено схематичное отображение возможных вариантов ЭТ с изменчивым передаточным отношением [94]. На рисунке 3.3 приведена конструктивная схема магнитного редуктора [95]

ЭТ состоит из входного и выходного роторов и внешнего звена управления между которыми отсутствует механический контакт, за счет чего появляется возможность демпфирования связи между валами (создание «гибкой» связи).

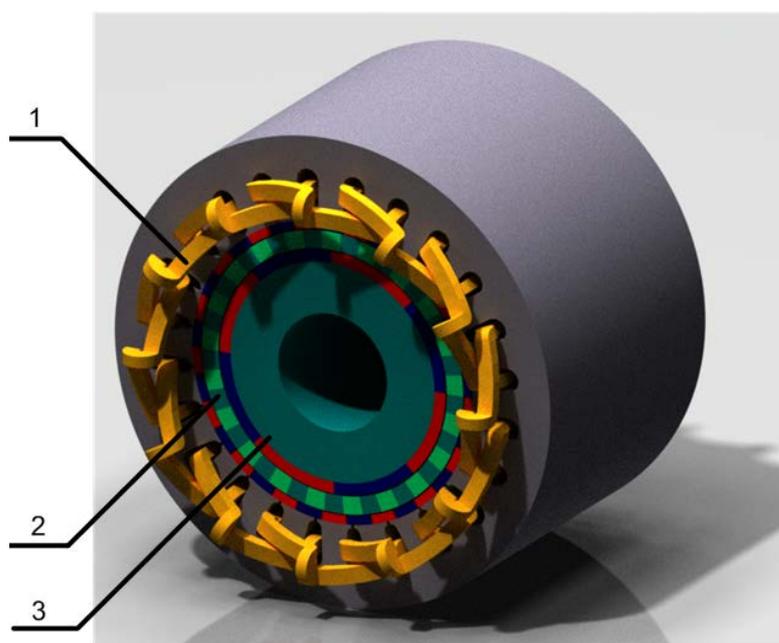
Электромеханические переходные процессы в электрической системе прежде всего зависят от изменения скорости вращения роторов электрических генераторов. Для их анализа необходимо исследование собственного вращения роторов, а также электромеханических воздействий, под действием которых совершается механическое вращение электрогенераторов. Учитывая вышесказанное, электроэнергетическая система должна рассматриваться как система, сочетающая в себе несколько параметров постоянных времен механической инерции электрических машин, вращающихся совместно друг с

другом, и электромагнитные воздействия, влияющие на каждый генератор. На практике данный вид расчетов называется расчетом динамической устойчивости ГПУ.



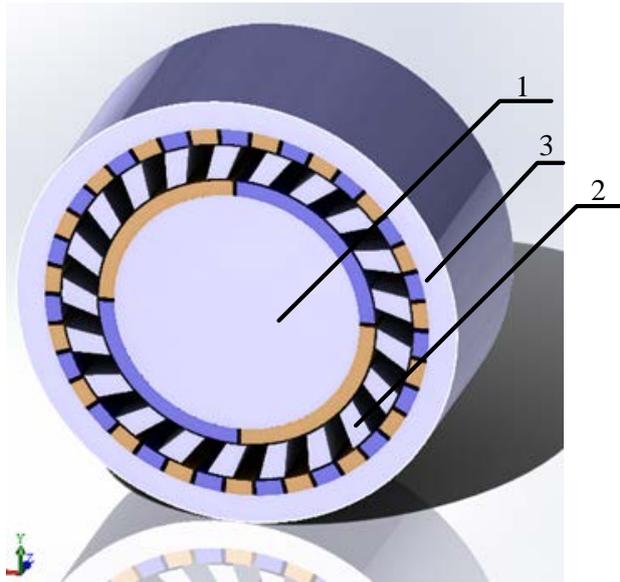
1 – звено управления; 2 – немагнитная вставка; 3 – модулятор из ферромагнитных сегментов; 4 – выходной ротор; 5 – ротор управления с постоянными магнитами; 6 – выходной ротор

Рисунок 3.1 – Электромагнитная трансмиссия



1 – звено управления; 2 – выходной ротор с ферромагнитными сегментами; 3 – входной ротор

Рисунок 3.2 – Электромагнитный вариатор



1 – звено управления; 2 – выходной ротор с ферромагнитными сегментами; 3 – входной ротор

Рисунок 3.3 – Конструктивная схема магнитного редуктора

В настоящем разделе выполняется исследование переходных процессов в энергосистеме с использованием в составе ГПУ электромагнитного вариатора (ЭВ) вместо механической муфты.

Электромагнитный вариатор является двухмассовой электромеханической системой, которая образуется за счет упругой магнитной связи между двигателем (турбиной) и генератором [62].

В целях описания физического принципа влияния дополнительного приведенного угла рассогласования между двигателем и генератором в ЭВ на режимные параметры электроэнергетической системы представлены рисунки 3.4 и 3.5. В них, для сравнения, приведены иллюстрации переходных процессов для традиционной компоновки (рисунок 3.4) и компоновки с ЭВ (рисунок 3.5). Для унификации исследования и возможности его распространения на другие типы генерирующего оборудования, далее двигатель ГПУ будем называть турбиной.

Традиционная система имеет в своем составе только одно колебательное звено. При использовании электромагнитного вариатора получается два таких звена, что способствует более быстрому затуханию переходного процесса.

При построении математической модели ГПУ была использована система, изображенная на рисунке 3.6. Она изображает четырехтактный газовый двигатель.

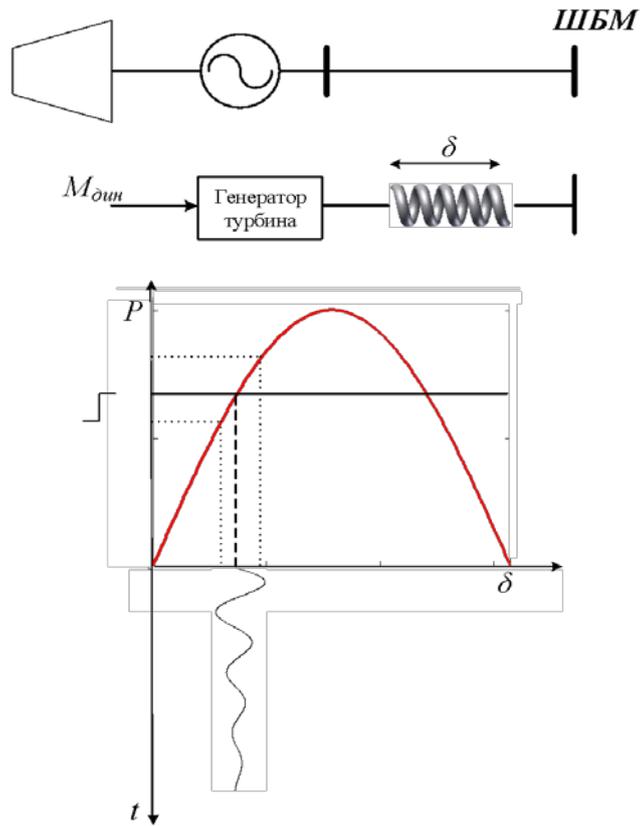


Рисунок 3.4 – Иллюстрация переходного процесса для ГПУ без ЭВ

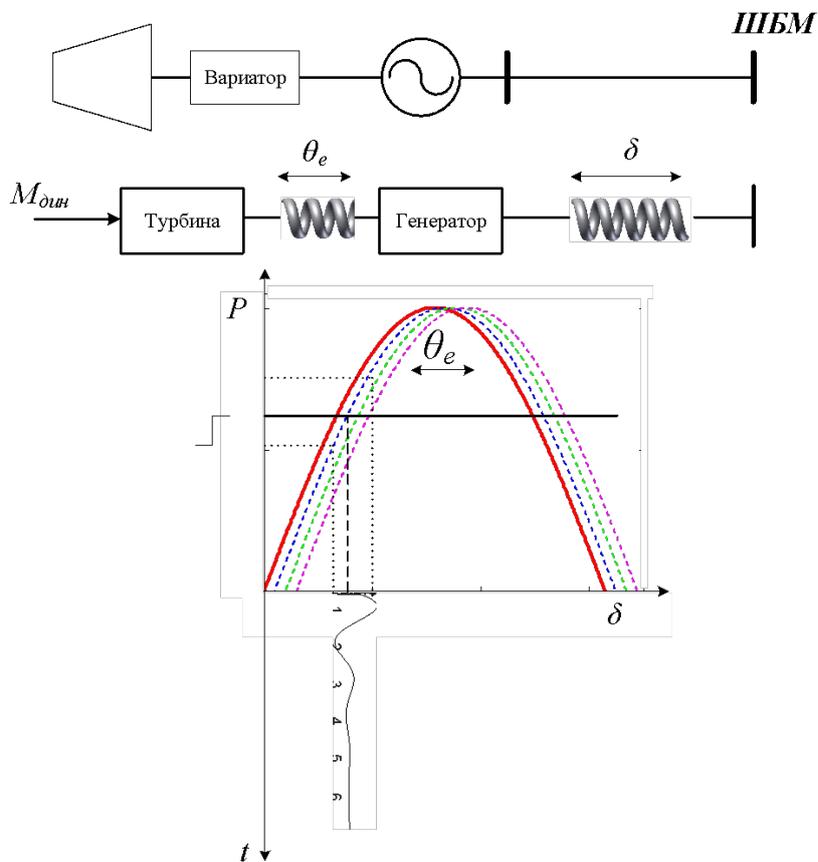


Рисунок 3.5 – Иллюстрация переходного процесса для ГПУ с ЭВ

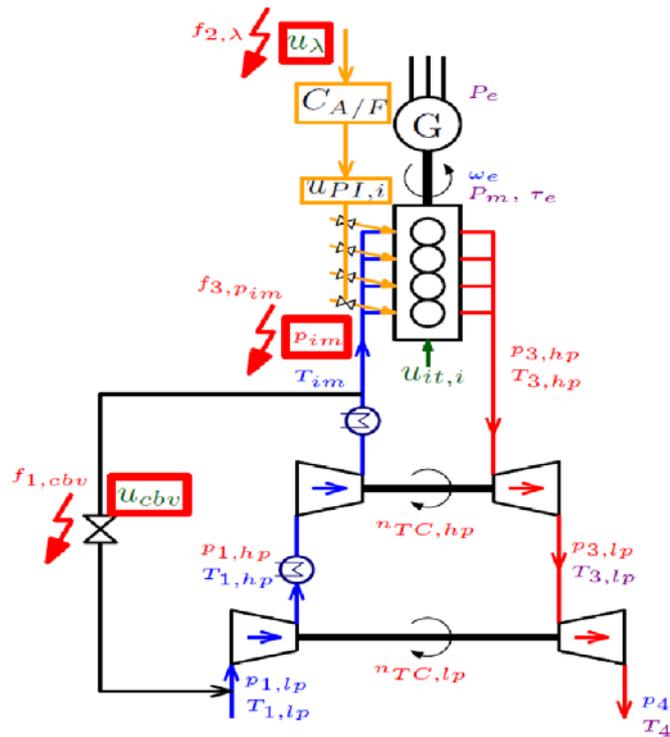


Рисунок 3.6 – Схема ГПУ, пригодной для моделирования

Для анализа переходных процессов, на основе исследований Johannes Huber, Herbert Korescek and Michael Hofbaur [96-98] была создана математическая модель, описывающая зависимость режимных параметров ГПУ при ее параллельной работе с электрической сетью. Опустив описание параметров термодинамического процесса ГПУ, не оказывающих влияние на поставленную задачу, покажем только уравнения интересующих нас параметров.

$$\begin{cases} \frac{d}{dt} \omega_{TC,hp} = \frac{1}{J_{TC,hp}} (M_{t,hp} - M_{c,hp}) \\ \frac{d}{dt} \omega_{TC,lp} = \frac{1}{J_{TC,lp}} (M_{t,lp} - M_{c,lp}) \end{cases} \quad (3.1)$$

где $\omega_{TC,hp}$ – скорость вращения компрессора ГПУ; $\omega_{TC,lp}$ – скорость вращения ротора ГПУ; $J_{TC,hp}$, $J_{TC,lp}$ – момент инерции вала компрессора и ротора турбины ГПУ; $M_{t,hp}$, $M_{c,hp}$ – механический момент турбины и компрессора на входе; $M_{t,lp}$, $M_{c,lp}$ – механический момент турбины и компрессора на выходе.

Для построения модели ГПУ с ЭВ принята базовая структура построения ЭВ, описанная в работах [99-103].

Электромагнитный вариатор представляет собой систему, изображенную на рисунке 3.7. Она состоит из двух полулуффт с постоянными магнитами (турбинная, генераторная) и электромагнитной обмотки, которая обеспечивает добавочный вращающий момент на валу генератора. Это формирует рассогласование первичного регулирования частоты через управляемую гибкую связь генератора и турбины. Для регулирования скорости вращения генератора помимо прямого регулирования, осуществляемого через двигатель, используется управление упругой магнитной связью электромагнитного вариатора, тем самым решается проблема потери динамической устойчивости ГПУ при перегрузках и КЗ.

Уравнение движения ротора генератора при жесткой связи турбины и генератора представляет собой классическое уравнение работы генератора на шину бесконечной мощности (ШБМ):

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_0 - P_{\max} \sin(\delta); \quad (3.2)$$

где P_{\max} – максимальное значение мощности аварийного режима; P_0 – мощность турбины.

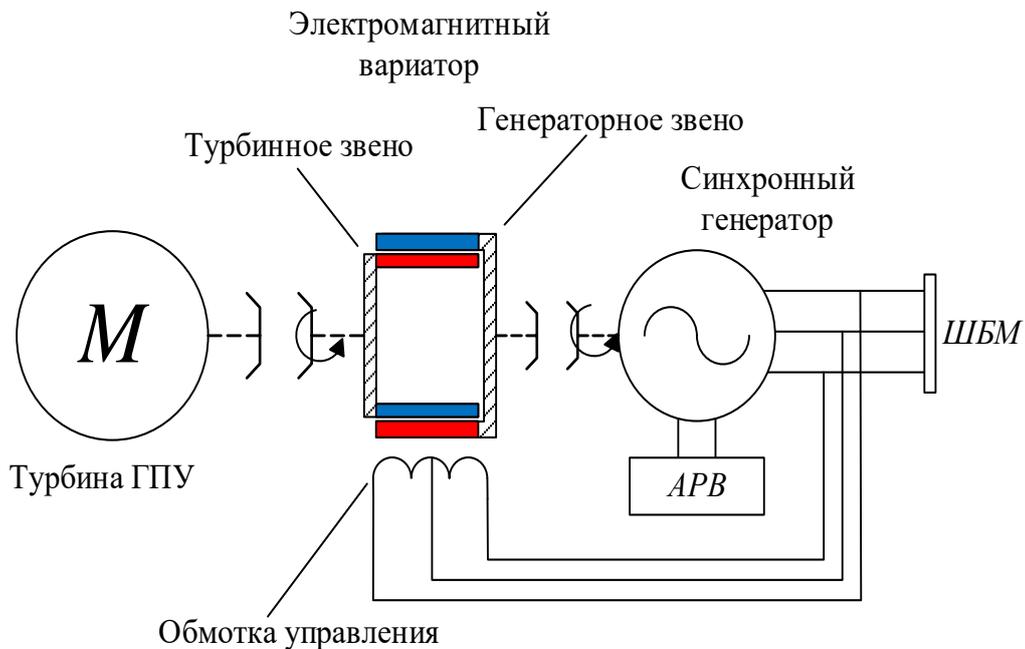


Рисунок 3.7 – Структура ГПУ с ЭВ

Угол положения ротора и постоянная времени механической инерции генератора вычисляются по формулам:

$$\delta = \delta_0 + \frac{360 f \Delta t^2}{T_j} \frac{P_0 - P_{\max} \sin(\delta)}{2}. \quad (3.3)$$

$$T_j = \frac{2,74 GD^2 n^2}{1000 S_{\text{ном}}}; \quad (3.4)$$

где GD^2 – маховый момент, $\mathbf{T} \cdot \mathbf{M}^2$; n – скорость вращения, об/мин ; $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность генератора, kBA .

Вращательное движение ротора ГПУ, подключённого к ШБМ, может быть описано следующим уравнением [62]:

$$T_j \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \pm K_{EM} - P_{EM}, \quad (3.5)$$

где P_{EM} – электромагнитная мощность генератора; δ – угол рассогласования ротора синхронного генератора по отношению к ШБМ; T_j – постоянная времени инерции ротора генератора; K_{EM} – мощность противодействия, создаваемая ЭВ.

Уравнения баланса механической мощности со стороны турбины ГПУ [62]:

$$T_{JT} \frac{d^2 \delta'_1}{dt^2} = P_T \pm K_{EM}, \quad (3.6)$$

где T_{JT} – постоянная времени механической инерции турбины ГПУ; δ'_1 – угол положения ротора турбины, град.

Уравнение упругой магнитной связи выражается через максимальную электромагнитную мощность, передаваемую от одного ротора ЭВ к другому [62]:

$$K_{EM} = P_{\max} \sin(\theta_e), \quad (3.7)$$

где θ_e – приведенный угол рассогласования, град.

Для регулирования скорости ЭВ можно использовать два взаимных звена управления: звено тока (момента) и звено скорости вращения. Управление по звену тока описывается уравнениями [62]:

$$\begin{cases} \frac{di_d}{dt} = -\frac{R}{L} i_d + \frac{\omega_e L_q i_q}{L_d} + \frac{u_d}{L_d} \\ \frac{di_q}{dt} = -\frac{R}{L} i_q - \frac{\omega_e L_d i_d}{L_q} + \frac{u_q - K_e \omega_h}{L_q} \end{cases} \quad (3.8)$$

где L_d и L_q – индуктивности звена управления в d и q осях; R – активное сопротивление на фазу; K_e – постоянная противо-ЭДС, создаваемая ЭВ; u_d и u_q – напряжения в d и q осях; ω_h – скорость выходного звена; $\omega_e = \omega_h - \omega_0$ – приведенная угловая скорость дополнительного рассогласования.

Управление по звену скорости описывается уравнениями [62]:

$$\begin{cases} T_h \frac{d^2 \delta_h}{dt^2} = P_{em} - P_{\max} \cdot [\sin(\theta_h - \theta_{Load})] - B_h \omega_h' / \omega_{Load} - \mu_{ap} (\omega_h - \omega_{Load}) / \omega_{Load} \\ T \frac{d^2 \delta_0}{dt^2} = P_{\max} \sin(\theta_h - \theta_{Load}) - P_{Turbine} - B_0 \omega_0 / \omega_h' - \mu_{ap} (\omega_h - \omega_{Load}) / \omega_h' \end{cases} \quad (3.9)$$

где J_h , B_h – момент инерции и вязкое затухание ротора выходного звена; ω_0 , J , B_0 – угловая скорость, суммарный момент инерции входного звена, коэффициент вязкого трения; μ_{ap} – коэффициент затухания;

Коэффициент затухания магнитной трансмиссии выражается уравнением Монтегью [101]:

$$\mu_{ap} = \sigma P_{\max} \frac{2\chi\omega_e}{\omega_0 (\omega_e^2 + \chi^2)}, \quad (3.10)$$

где σ – доля от максимального момента, которую может передать электромагнитный вариатор; χ – относительная угловая скорость, при которой происходит затухание максимального момента.

На рис. 3.8 представлена структурная схема ЭВ, которая аналогична структуре магнитной муфты, описанной в исследовании [103].

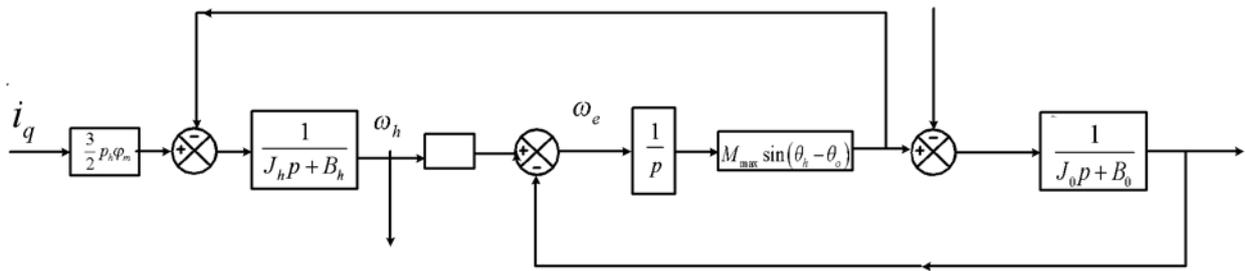


Рисунок 3.8 – Структурная блок-схема ЭВ для ГПУ

Настройка регуляторов, заложенных в законах управления была выполнена с применением метода нулей и полюсов логарифмической амплитудно-частотной характеристики [101, 102].

Анализ переходных процессов выполнялся в MatLab Simulink® с использованием метода расчета нелинейных дифференциальных уравнений с использованием метода Дормана-Принца.

Для оценки эффективности ЭВ анализ переходных процессов выполнялся как для классической компоновки ГПУ, так и для ГПУ с ЭВ в одинаковых режимных условиях работы сети. С целью унификации исследование проводилось в относительных единицах. Структурная схема исследуемой сети приведена на рисунке 3.9.

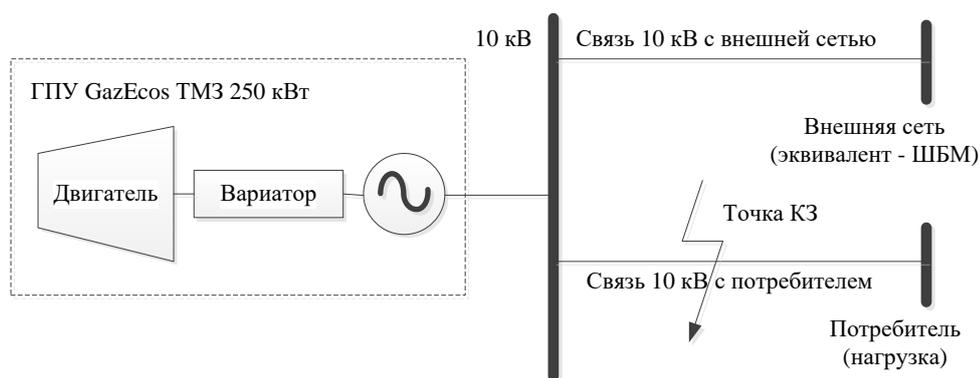


Рисунок 3.9 – Структурная схема исследуемой сети

При моделировании короткого замыкания время его действия принималось 0,8 сек. Мощность, потребляемая ЭВ в режиме короткого замыкания, принята равной 10% от мощности генератора ГПУ.

На рисунках 3.10 и 3.11 изображены осциллограммы скорости вращения и угла ротора ГПУ при исследуемом коротком замыкании в сети. На рисунках 3.12, 3.13 и 3.14, 3.15 изображены соответственно осциллограммы токов ГПУ и напряжения на шинах ГПУ без учета и с учетом ЭВ при исследуемом коротком замыкании в сети.

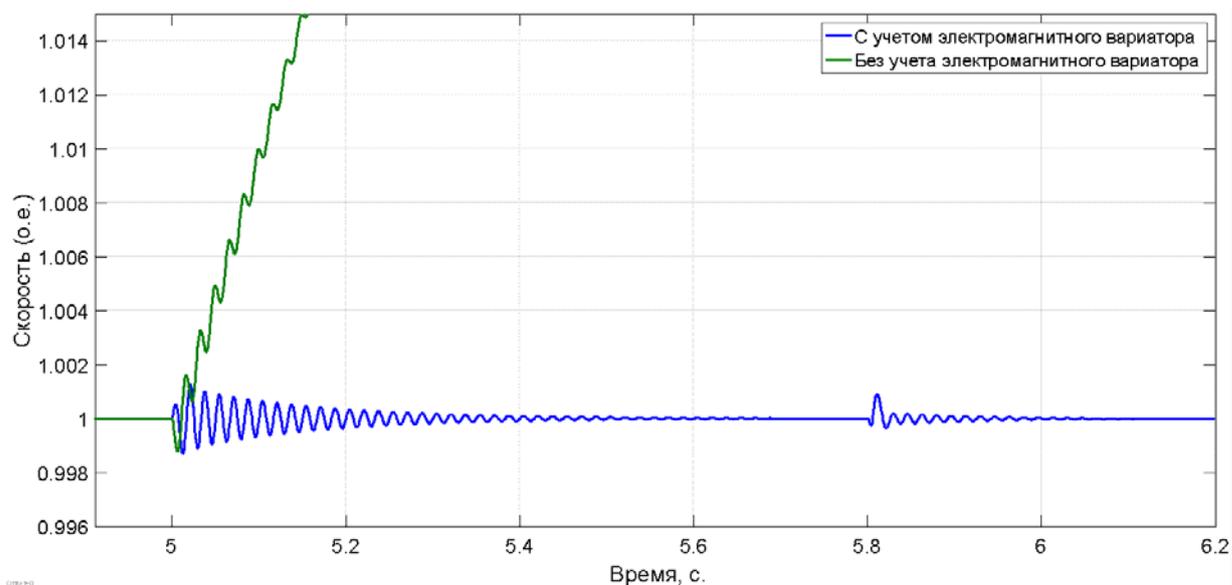


Рисунок 3.10 – Осциллограммы скорости вращения ротора ГПУ

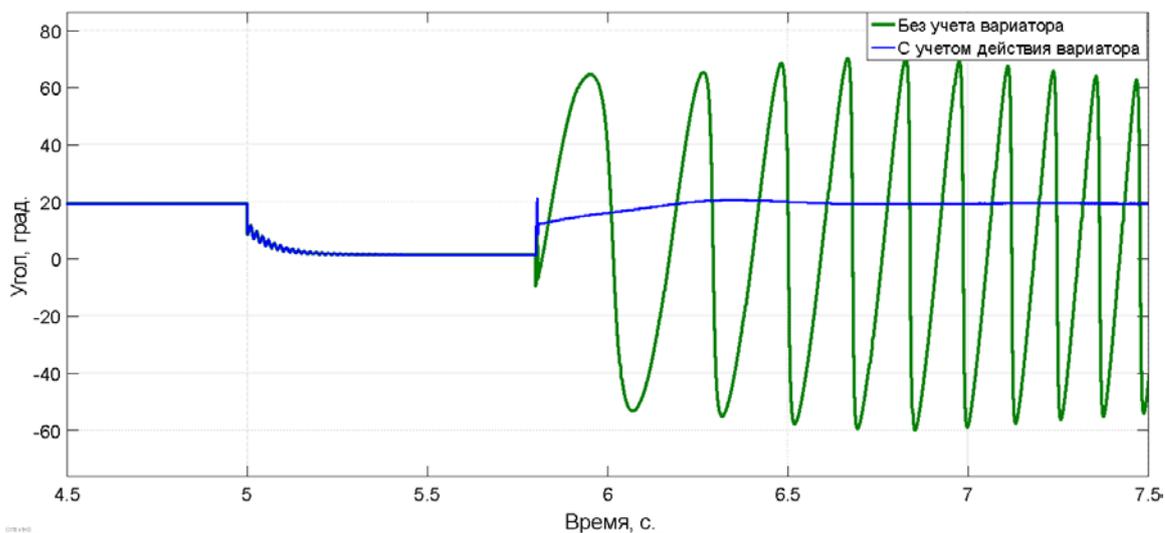


Рисунок 3.11 – Осциллограммы относительного угла генератора ГПУ

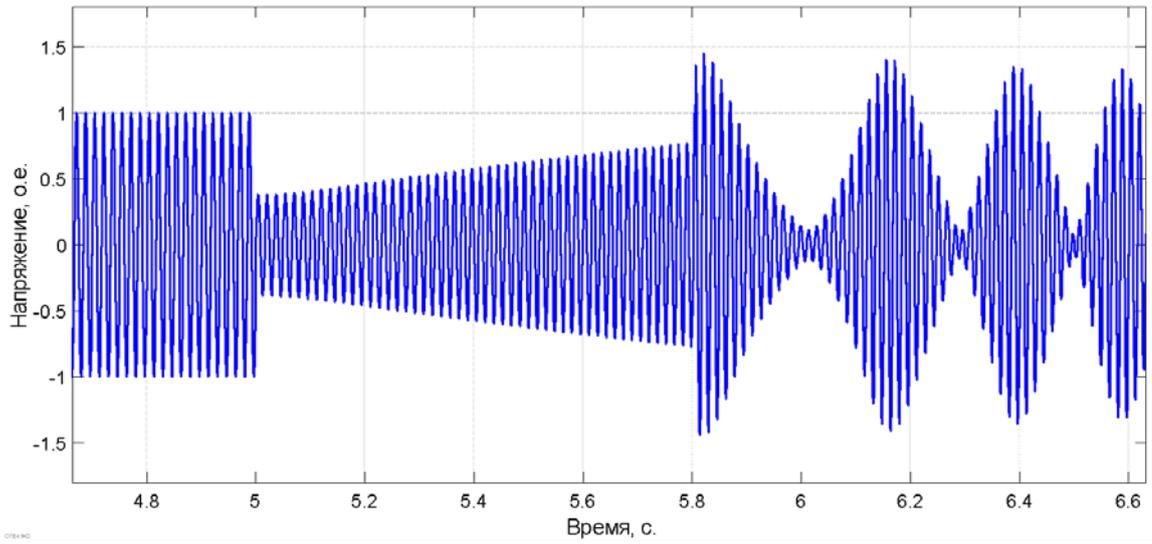


Рисунок 3.12 – Осциллограммы напряжения статора ГПУ без учета ЭВ

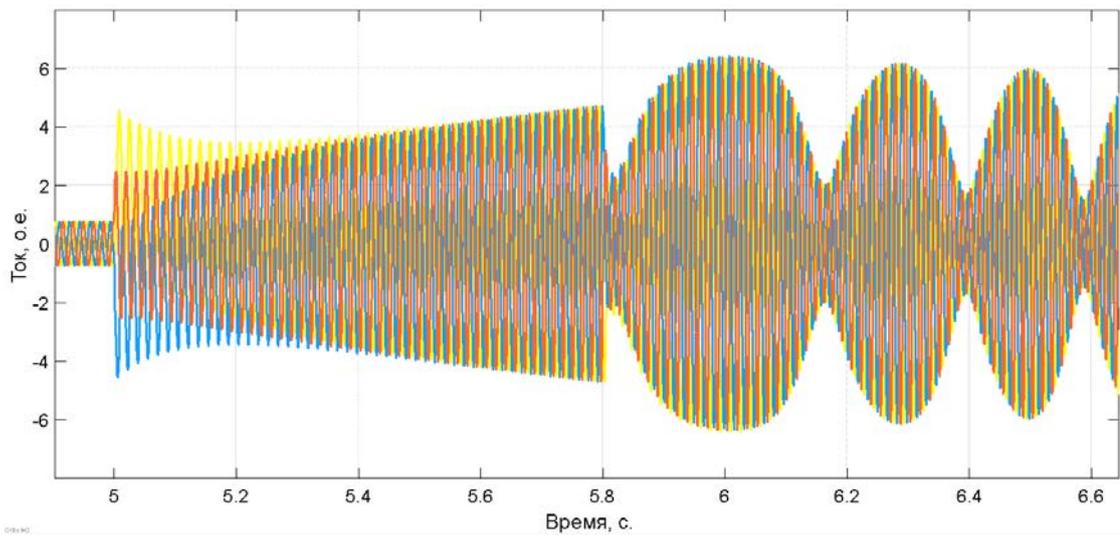


Рисунок 3.13 – Осциллограммы тока статора ГПУ без учета ЭВ

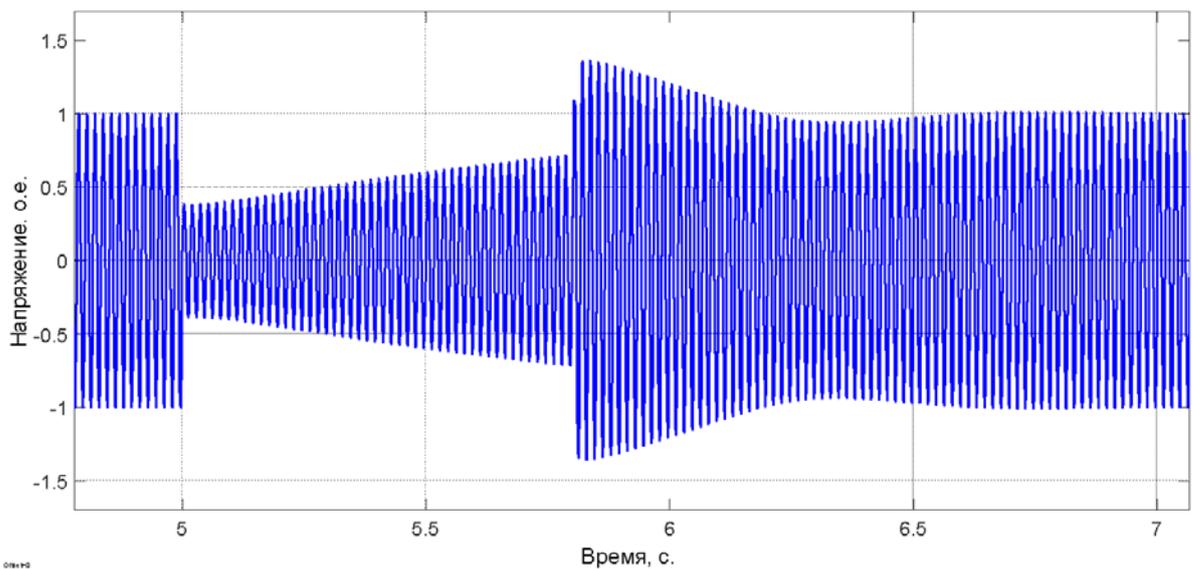


Рисунок 3.14 – Осциллограммы напряжения статора ГПУ с учетом ЭВ

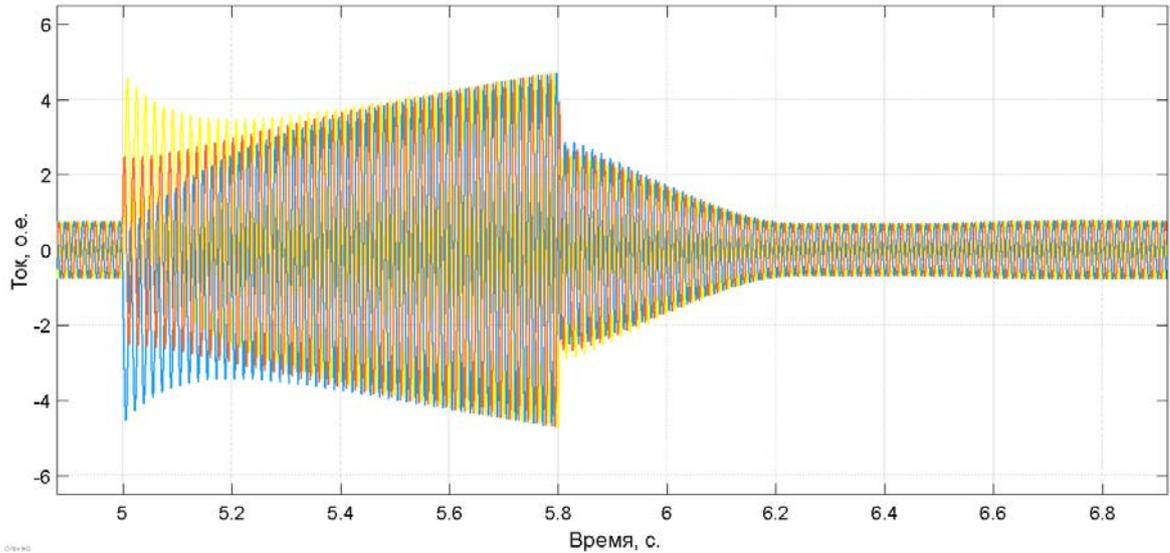


Рисунок 3.15 – Осциллограммы тока статора ГПУ с учетом ЭВ

Исследование электромеханической совместимости параллельной работы генераторов в энергосистеме при сильных возмущающих воздействиях с использованием в составе ГПУ ЭВ вместо механической муфты показало, что за счет использования ЭВ можно обеспечить устойчивость ГПУ при тех возмущениях в электрической сети, для которых без применения ЭВ или других технических мероприятий устойчивость переходного процесса обеспечить невозможно. Таким образом, ЭВ может считаться эффективным техническим мероприятием для обеспечения устойчивости ГПУ при аварийных возмущениях в сети.

3.2 Верификация результатов исследования эффективности применения электромагнитного вариатора для обеспечения динамической устойчивости

Для оценки правильности математического моделирования была проведена верификация разработанных алгоритмов на цифровом программно-аппаратном комплексе моделирования энергосистем в реальном времени RTDS (Real Time Digital Simulator) (ПАК RTDS)

ПАК RTDS представляет собой специализированный комплекс, предназначенный для изучения электроэнергетических режимов и симуляции электромагнитных и электромеханических переходных процессов со стандартным шагом расчета 50 мкс. ПАК RTDS работает в режиме жесткого реального времени, то есть все вычислительные процессы гарантированно выполняются быстрее, чем завершится очередной шаг расчета, что позволяет подключать к нему реальные устройства для проверки их работоспособности. Внешний вид применяемого устройства приведен на рисунке 3.16.



Рисунок 3.16 – Внешний вид ПАК RTDS

В данной работе комплекс RTDS применяется для проведения исследований электромеханических переходных процессов в сети переменного тока с возможностью моделирования режимов, создание которых в реальных условиях связано с большими расходами в исследовании работы энергосистемы при изменении ее конфигурации.

С целью верификации полученных результатов, при моделировании в ПАК RTDS принималась сеть, аналогичная рассмотренной ранее (приведенна на рисунке 3.9). Для моделирования ЭВ разработана цифровая модель, основанная на

принципах, описанных в главе 3.1. На рисунке 3.17 представлена разработанная модель исследуемой электрической сети. На рисунке 3.18 представлена разработанная модель ЭВ, принятая для исследования.

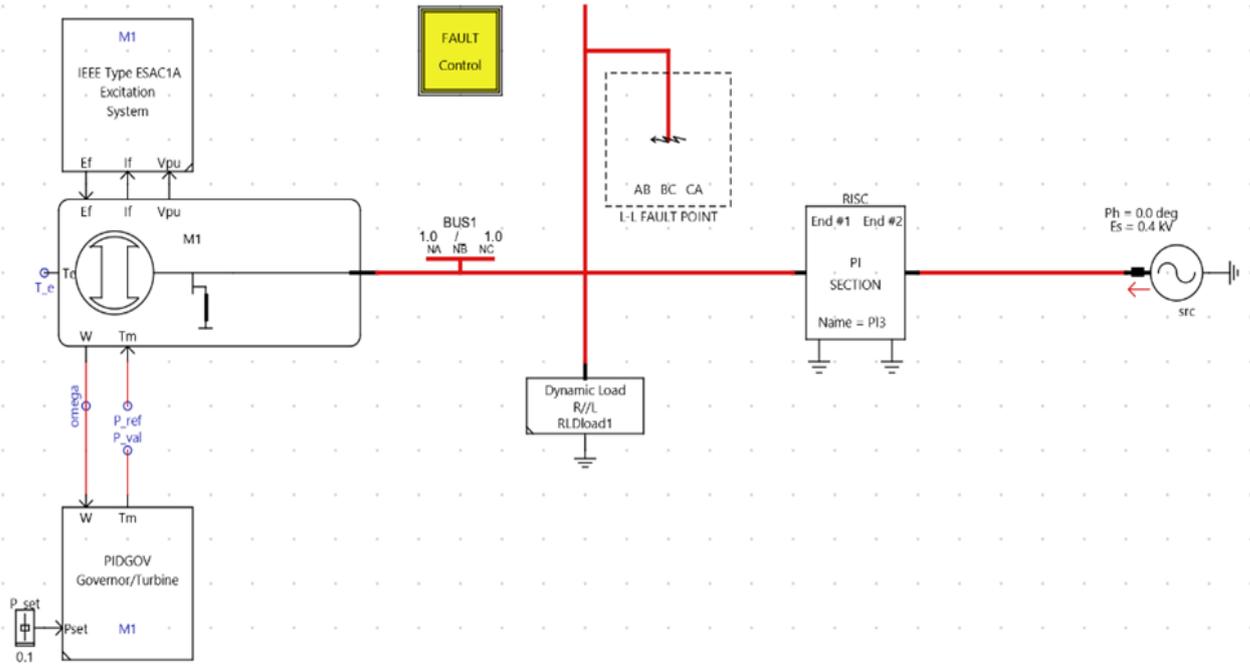


Рисунок 3.17 – Модель исследуемой электрической сети в ПАК RTDS.

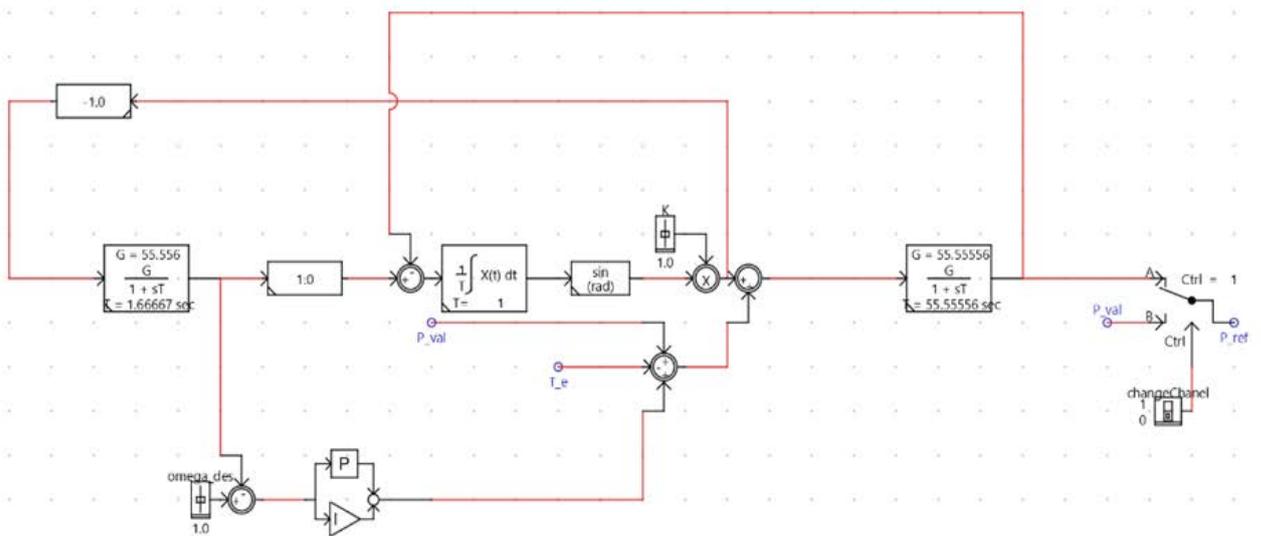


Рисунок 3.18 – Модель ЭВ ПАК RTDS.

На рисунках 3.19-3.20 представлены результаты исследования переходных процессов, аналогичных описанным в главе 3.1 с электромагнитной трансмиссией и без нее.

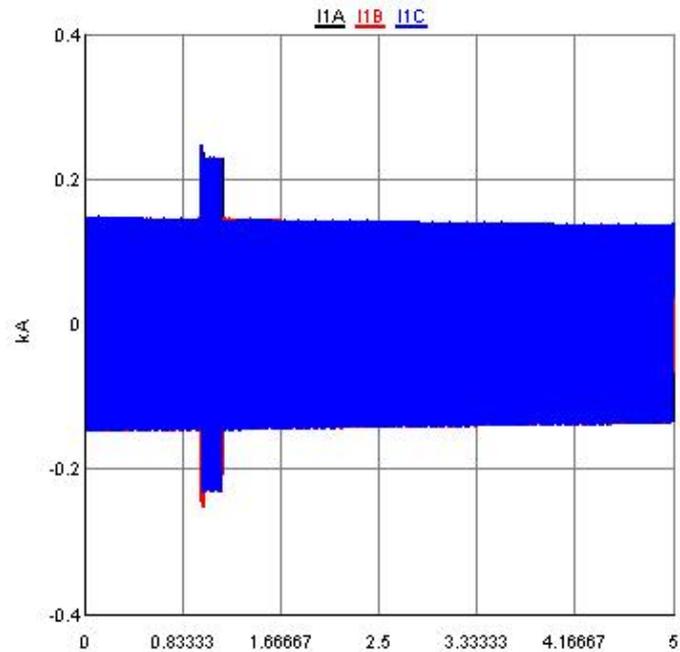


Рисунок 3.19 – Осциллограммы тока статора ГПУ с учетом ЭВ

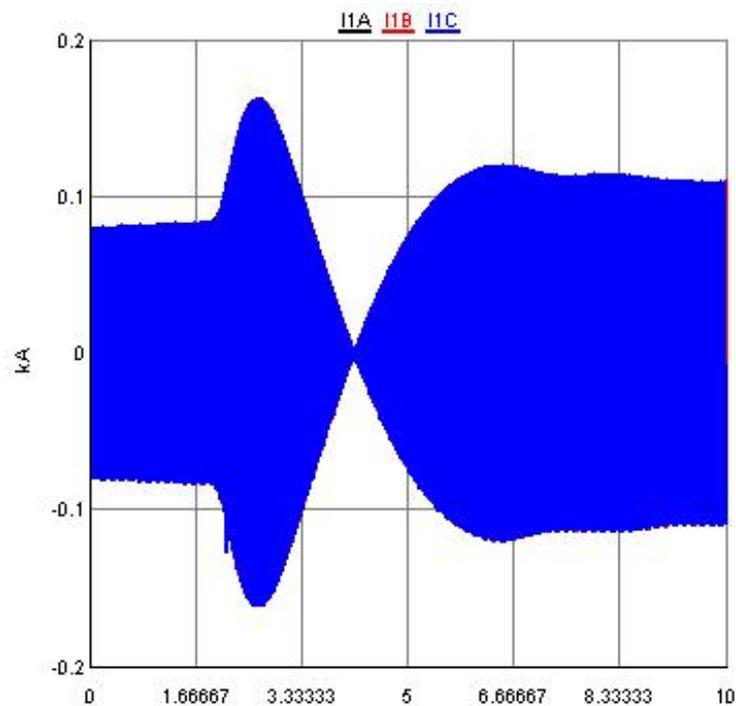


Рисунок 3.20 – Осциллограммы тока статора ГПУ без ЭВ

Вывод по главе 3

Исследование электромеханической совместимости параллельной работы генераторов в энергосистеме при сильных возмущающих воздействиях с использованием в составе ГПУ ЭВ вместо механической муфты показало, что за счет использования ЭВ можно обеспечить устойчивость ГПУ при тех возмущениях в электрической сети, для которых без применения ЭВ или других технических мероприятий устойчивость переходного процесса обеспечить невозможно. Таким образом, ЭВ может считаться эффективным техническим мероприятием для обеспечения устойчивости ГПУ при аварийных возмущениях в сети.

4. ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОБЪЕКТА ГЕНЕРАЦИИ НА СВАЛОЧНОМ ГАЗЕ В СОСТАВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

4.1 Основные положения

Для исследования режимов работы ГПУ на свалочном газе в составе ЭЭС в качестве примера рассмотрим перспективную электростанцию на базе ГПУ классического исполнения без применения электромагнитного вариатора проектной установленной мощностью 1,25 МВт в Новосибирской области.

Для выполнения данного исследования разработаем методику, включающую в себя 7 этапов: Методика исследования состоит из следующих этапов:

- 1 этап. Характеристика режима работы электростанции;
- 2 этап. Анализ исходной схемы электрической сети;
- 3 этап. Разработка вариантов подключения электростанции к электрической сети;
- 4 этап. Исследование установившихся режимов;
- 5 этап. Исследование режимов короткого замыкания;
- 6 этап. Техничко-экономическое сравнение вариантов подключения электростанции;
- 7 этап. Оценка экономически обоснованного тарифа на электрическую энергию и мощность;

Данная методика не содержит анализа динамической устойчивости, т.к. предполагается, что за счет применения электромагнитного вариатора вопросы динамической устойчивости будут решены. Также данная методика не учитывает решения по вторичным системам защиты и управления (РЗ, противоаварийная автоматика (ПА), автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП), связь и пр), т.к. данные вопросы находятся за рамками настоящего исследования.

4.2 Характеристика режима работы объекта генерации

Принимаем, что рассматриваемая электростанция будет расположена на территории полигона ТКО ООО «НОВОСИБВТОРРЕСУРС» (НВР), находящемся в Калининском районе города Новосибирска в жилом районе «Пашино». Полигон расположен в мегаполисе с населением более 2 миллионов человек – г. Новосибирске, и является одним из основных полигонов для складирования городских отходов.

Электростанция относится к объектам, функционирующим на основе возобновляемых источников энергии. В качестве топлива на электростанции будет использоваться газ, выделяемый в теле полигона ТКО, который с помощью системы сбора свалочного газа подается на площадку, где установлено блочно-модульное оборудование.

Для обеспечения ГПУ топливом планируется к использованию комплекс специализированного оборудования для добычи, очистки и подачи свалочного газа. В состав комплекса войдут:

- газосборная станция, подключенная к скважинам, пробуренным в теле полигона;
- газокompрессорная станция, обеспечивающая подачу газа;
- высокотемпературная факельная установка для сжигания излишних объемов газа;
- установки очистки газа (УОГ).

Работа комплекса по добыче и подаче свалочного газа выглядит следующим образом: газ, добываемый из тела полигона с помощью газосборной и газокompрессорной станций, проходит очистку в УОГ и затем подается на ГПУ, излишки газа сжигаются на факельной установке. Во время обслуживания генерирующего оборудования электростанции весь объем добываемого газа сжигается на факельной установке.

Для запуска системы подачи и очистки газа после аварийных и плановых остановок электростанции будет использована резервная ДЭС установленной

мощностью 100 кВт. Параллельная работа резервной ДЭС с энергосистемой не предусматривается.

Примем, что в состав электростанции войдет 5 установок ГПУ производства Тутаевского моторного завода установленной мощностью 250 кВт каждая. Как было показано в главе 3 настоящей работы, располагаемая мощность каждого агрегата, в силу низкой калорийности свалочного газа, будет значительно ниже номинальных параметров и составит не более 200 кВт. В качестве допущения для максимально возможного режима работы примем самый оптимистический сценарий с содержанием в газе порядка 75% метана и располагаемой мощности каждой ГПУ 200 кВт. Минимально возможный режим работы примем для содержания в газе порядка 30% метана и тогда понижающий коэффициент к установленной мощности составит 0,428. То есть, минимально возможная рабочая мощность единицы генерирующего оборудования составит 107 кВт.

В силу технологических особенностей оборудования электростанции, необходим ежемесячный останов агрегатов для профилактического обслуживания. Раз в 3 года необходимо проводить капитальный ремонт ГПУ. С учетом этого, число часов использования (ЧЧИ) располагаемой мощности электростанции составит не более 8000 часов в год.

Планируемый режим работы электростанции – круглогодичный круглосуточный. Планируется, что в течение суток электростанция будет работать ровным графиком, загружаясь до своей располагаемой мощности. В течение года режим работы электростанции аналогичный - загрузка ровным графиком до располагаемой мощности, за исключением периодов останова оборудования для целей обслуживания.

В таблице 4.1 приведен расчет выработки электростанции.

Таблица 4.1 - Расчет выработки электростанции

№ГГ	Руст, кВт	Расп мах/мин, кВт	ЧЧИ Расп, ч/год	Выработка мах/мин, млн кВт.ч/год
Г1	250	200/107	8000	1,600/0,856
Г2	250	200/107	8000	1,600/0,856
Г3	250	200/107	8000	1,600/0,856
Г4	250	200/107	8000	1,600/0,856
Г5	250	200/107	8000	1,600/0,856
ИТОГО	1250	1000/535	8000	8,000/4,28

4.3 Анализ исходной схемы электрической сети

Анализ режимов работы электрической сети энергорайона, прилегающего к электростанции, производится на основании контрольных замеров нагрузок по следующим подстанциям (ПС) и распределительным пунктам (РП): ПС 110 кВ Пашино и РП-490 «Пашино».

Район расположения электростанции находится на расстоянии около 2 км от РП-490 «Пашино». РП-490 подключен к ПС 110 кВ Пашино кабельными линиями – I с.ш. кабелем с изоляцией из сшитого полиэтилена сечением 500 мм² протяженностью 3,66 км (ф.10212), II с.ш. двумя кабельными линиями сечением АСБ-120 и АСБ-150 протяженностью 2,2 км и 2,3 км соответственно (ф.10227/ф.10229). От РП-490 осуществляется электроснабжение западной и юго-западной частей жилого района «Пашино», близлежащих населенных пунктов и садовых обществ. Максимальная нагрузка ф.10212 составляет 235 А, ф.10227/10229 258 А. Суммарная нагрузка РП-490 составляет 8,7 МВт. Напряжение на шинах РП-490 находилось в районе 10 кВ.

В непосредственной близости от площадки ГПУ проходят два фидера 10 кВ – фидер 2 и фидер 7, отходящие от РП-490. Фидера выполнены в кабельно-воздушном исполнении.

По фидеру 2 осуществляется электроснабжение с. Сосновка и ряда дачных обществ. Головной участок фидера выполнен кабелем сечением АСБ 3х95 протяженностью 0,25 км, магистральная линия фидера выполнена проводами марок АС-95 и А-70.

По фидеру 7 осуществляется электроснабжение населенных пунктов Кубовая, Зеленый мыс, Бибиха, Седово-Заимка и ряда дачных обществ. Головной участок фидера выполнен кабелем сечением АСБ 3х240 протяженностью 0,05 км, и проводом АС-95 протяженностью 0,15 км, магистральная линия фидера выполнена проводами марок А-70 и А-50.

Между фидером 2 и фидером 7 имеется резервная связь (в районе с. Сосновка).

Данные фидера являются самыми загруженными от РП-490. Максимальная нагрузка фидера 2 (ф. 2) составляет около 1,0 МВт, фидера 7 (ф. 7) – около 1,6 МВт.

Для наглядности, схема рассматриваемой сети приведена на рисунке 4.1.

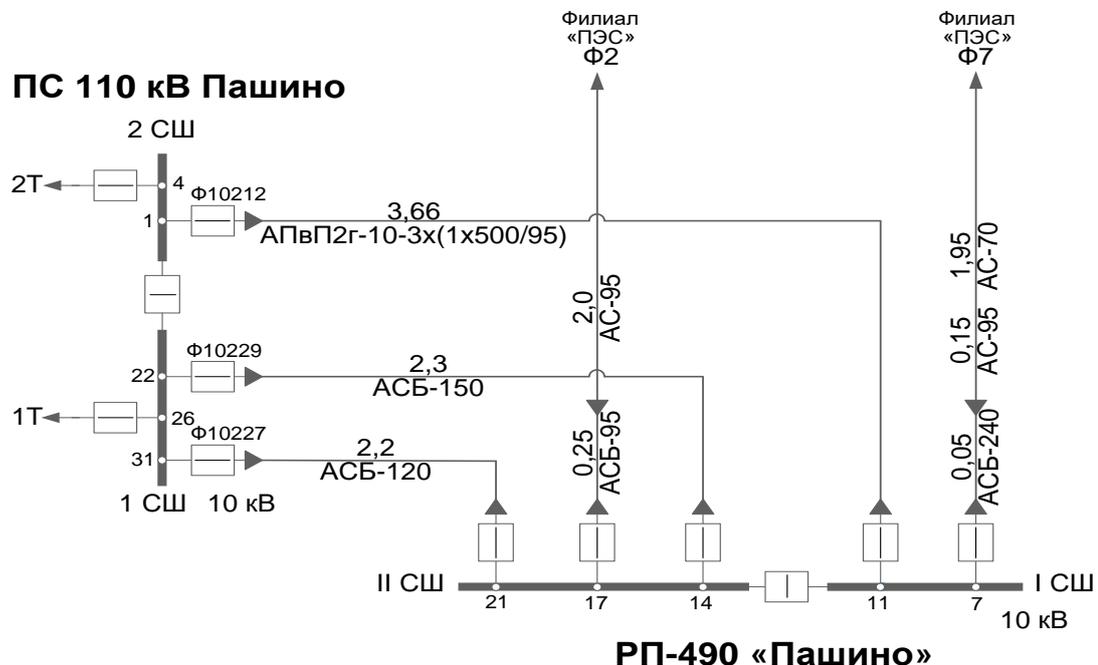


Рисунок 4.1 - Схема рассматриваемой сети

4.4 Разработка вариантов подключения объекта генерации к электрической сети

На площадке электростанции предусматривается сооружение трансформаторной подстанции (ТП), включающей распределительное устройство (РУ) с двумя трансформаторами мощностью по 1600 кВА (ТП ГПУ) с подключением трех ГПУ на одну секцию РУ 0,4 кВ и двух ГПУ на другую.

Рассмотрим два варианта подключения ТП ГПУ к сети 10 кВ ПС 110 кВ Пашино:

– вариант 1: подключение ТП ГПУ к ф. 2 и ф. 7 посредством строительства отпаяк от протяженностью около 0,05 км, выполненных самонесущим изолированным проводом СИП-3 сечением 70 мм². Схема присоединения ТП ГПУ к сети 10 кВ ПС 110 кВ Пашино для варианта 1 приведена на рисунке 4.2.

– вариант 2: подключение ТП ГПУ к шинам 10 кВ РП-490 посредством строительства двух ЛЭП 10 кВ от ТП ГПУ до РП-490 протяженностью около 2 км, выполненных самонесущим изолированным проводом СИП-3 сечением 70 мм². Схема присоединения ТП ГПУ к сети 10 кВ ПС 110 кВ Пашино для варианта 2 приведена на рисунке 4.3.

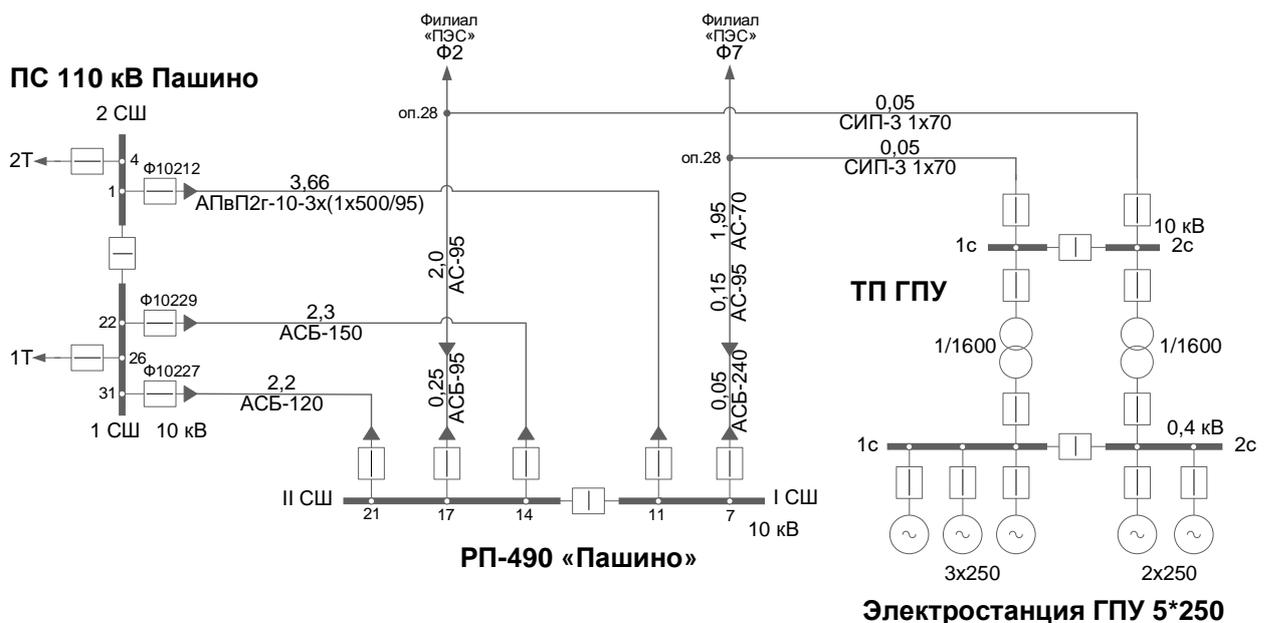


Рисунок 4.2 – Схема присоединения ТП ГПУ к сети 10 кВ ПС 110 кВ Пашино.

Вариант 1

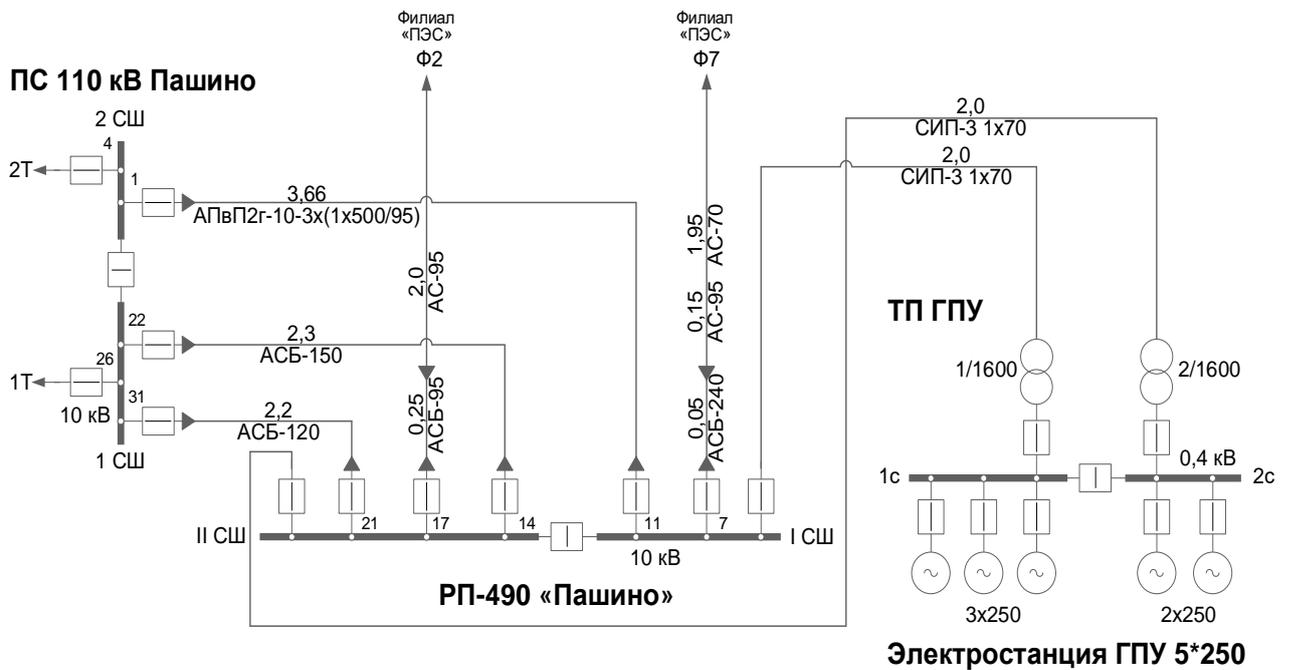


Рисунок 4.3 – Схема присоединения ТП ГПУ к сети 10 кВ ПС 110 кВ Пашино.

Вариант 2

4.5 Исследование установившихся режимов

Для проверки загрузки сети 10 кВ для двух вариантов подключения электростанции согласно предлагаемой методики выполняются расчеты нормальных, ремонтных и наиболее характерных послеаварийных режимов.

Расчет электрических режимов требует учета множества особенностей для разных целей, поэтому для задач настоящей работы была разработана отдельная методика. Стоит отметить, что данная методика может применяться также к расчету токов короткого замыкания, что будет показано на следующем этапе исследования.

Разработанная методика предусматривает, что электрические расчеты потокораспределения выполняются с использованием программного комплекса RastrWin.

Этап 1

В соответствии с разработанной методикой на первом этапе должны быть установлены исходных расчетные условия и требования к расчету. Для нашей задачи примем следующие особенности и расчетные условия:

1. Расчетные модели для выполнения расчетов содержат основную сеть напряжением 10 кВ района ПС 110 кВ Пашино – РП-490 «Пашино».

2. Проверка сечений проводов и кабелей производится по длительно допустимому току в нормальных и послеаварийных режимах.

Допустимый длительный ток для кабелей с бумажной пропитанной маслом изоляцией принимается в соответствии с [104, таблица 1.3.16] с учетом следующих поправочных коэффициентов:

- на фактическую температуру окружающей среды [104, §1.3.9]:
 - для кабелей при прокладке в трубах с длиной участка более 10 м (при t^0 грунта на глубине 0,8 м-5⁰С) – $K_t=1,18$ [104, таблица 1.3.3];
 - при прокладке непосредственно в грунте – $K_t=1,15$ [104, таблица 1.3.3];
- на допустимую перегрузку в послеаварийных режимах (для кабелей) – $K_{пер}=1,15-1,25$ в зависимости от предварительной нагрузки и вида прокладки [104, таблица 1.3.2].

Для кабельных линий, находящихся в эксплуатации более 15 лет, допустимая перегрузка по току снижена на 10% [104].

Допустимый длительный ток для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена принимается в соответствии с [105], для послеаварийных режимов с учетом поправочного коэффициента на допустимую перегрузку – $K_{пер}=1,17$.

Допустимый длительный ток для кабельных линий связи 10 кВ ПС 110 кВ Пашино – РП-490 «Пашино» принят по информации АО «РЭС».

Длительно допустимые токи для неизолированных сталеалюминевых проводов принимаются в соответствии с [104, таблица 1.3.29] для температуры +25⁰С, в зимних режимах при температуре воздуха -5⁰С с учетом поправочного

коэффициента. Допустимые токовые нагрузки проводов марки СИП принимается по данным заводов-изготовителей.

3. Расчеты необходимо выполнять с контролем напряжения в узлах 10 кВ в соответствии с требованиями [106], согласно которым предельно допустимые отклонения напряжения в сети 10 кВ не должны превышать $\pm 10\%$ от номинального напряжения.

4. Расчет выполняется только для максимально возможной рабочей мощности электростанции с учетом потребления на собственные нужды, т.к. это наиболее тяжелые условия для выдачи. Таким образом, участие электростанции необходимо принимать одинаковым во всех режимах – 0,9 МВт.

5. Расчеты режимов потокораспределения выполняются на год ввода ГПУ в эксплуатацию и перспективу 3 лет (для целей настоящей работы примем год ввода в эксплуатацию - 2021 г.) для следующих условий:

- зимних максимальных и минимальных нагрузок рабочего дня;
- летних максимальных нагрузок рабочего дня и минимальных нагрузок выходного дня.

6. Максимальная суммарная нагрузка узла ПС 110 кВ Пашино в 2021 г. принята 34 МВт, в 2024 г. – 37 МВт, в том числе РП-490 в 2021 г. – 9,9 МВт, в 2024 г. – 10,5 МВт.

Этап 2

Далее в соответствии с разработанной методикой выполняются расчеты электрических режимов. Для рассматриваемого случая выполняются расчеты в сети 10 кВ района размещения вновь сооружаемой электростанции на 2021 и 2024 года для двух вариантов подключения электростанции.

Для проверки работоспособности и загрузки сети 10 кВ выполнены расчеты для характерных нормальных, послеаварийных и ремонтных схем в режимах максимальных и минимальных нагрузок зимнего и летнего периодов. Результаты расчетов приводятся по форме таблицы, разработанной в рамках расчетной

методики, предложенной в настоящей работе. Результаты расчетов электроэнергетических режимов приведены в Приложении А.

Этап 3

Следующий этап методики предусматривает анализ полученных результатов. При этом в случае необходимости по результатам анализа могут быть выполнены дополнительные уточняющие расчеты.

Для выполняемой задачи выполним анализ расчетов для двух вариантов.

Вариант 1

Анализ нормальных режимов показал, что нагрузка элементов сети не превышает длительно допустимый ток проводов и кабелей. Напряжение в сети 10 кВ не превышает наибольшее рабочее напряжение для оборудования – 12 кВ [107] и не снижается ниже номинального значения.

Анализ послеаварийных режимов показал, что возникновение короткого замыкания на ф.10212, ф.2 или ф.7, на I или II СШ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино, 1 или 2 секции шин 10 кВ РП-490 будет сопровождаться отключением нагрузки и части генерирующего оборудования на вновь сооружаемой электростанции. Объем отключаемой нагрузки и количество отключенных генераторов на ГПУ ООО «НВР» будет зависеть от вида аварийной ситуации.

Восстановление электроснабжения потребителей, отключенных в результате указанных аварийных ситуаций, возможно за счет включения секционного выключателя (СВ) 10 кВ на РП-490, включения СВ-10 кВ на ТП ГПУ, перевода питания нагрузки с одной секции РП на другую, в том числе за счет включения резервной связи между ф.2 и ф.7 (при условии отделения поврежденного участка сети). Включение СВ-10 кВ на ТП ГПУ в послеаварийных режимах также позволит обеспечить выдачу всей располагаемой мощности электростанции.

При этом нагрузка питающих РП-490 кабельных линий электропередачи – ф. 10229 и ф. 10227 может превышать длительно допустимую величину, но при этом

аварийно допустимая величина не превышает. Так, в режиме зимнего максимума при отключении ф.10212 с учетом включения СВ-10 кВ на РП-490 для восстановления электроснабжения потребителей нагрузка ф.10227 составит 248-263 А (100,6-106,6% от длительно допустимого тока КЛ и 89,5-94,9% от аварийно допустимого тока КЛ), нагрузка ф.10229 составит 279-295 А (99,8-105,5% от длительно допустимого тока КЛ и 88,6 - 93,7% от аварийно допустимого тока КЛ).

Отключение ф.10229 (либо ф. 10227) не будет сопровождаться отключением нагрузки или генераторов электростанции. Однако при этом отключение ф. 10229 приведет к нагрузке ф.10227 до значений 284-299 А, что выше аварийно допустимого тока КЛ (115,2/121,2% от длительно допустимого тока КЛ и 102,5/107,9% от аварийно допустимого тока КЛ). При отключении ф. 10227 нагрузка ф.10229 не превысит допустимых значений.

Результат расчета послеаварийного режима отключения ф.10229 приведен на рисунке 4.4.

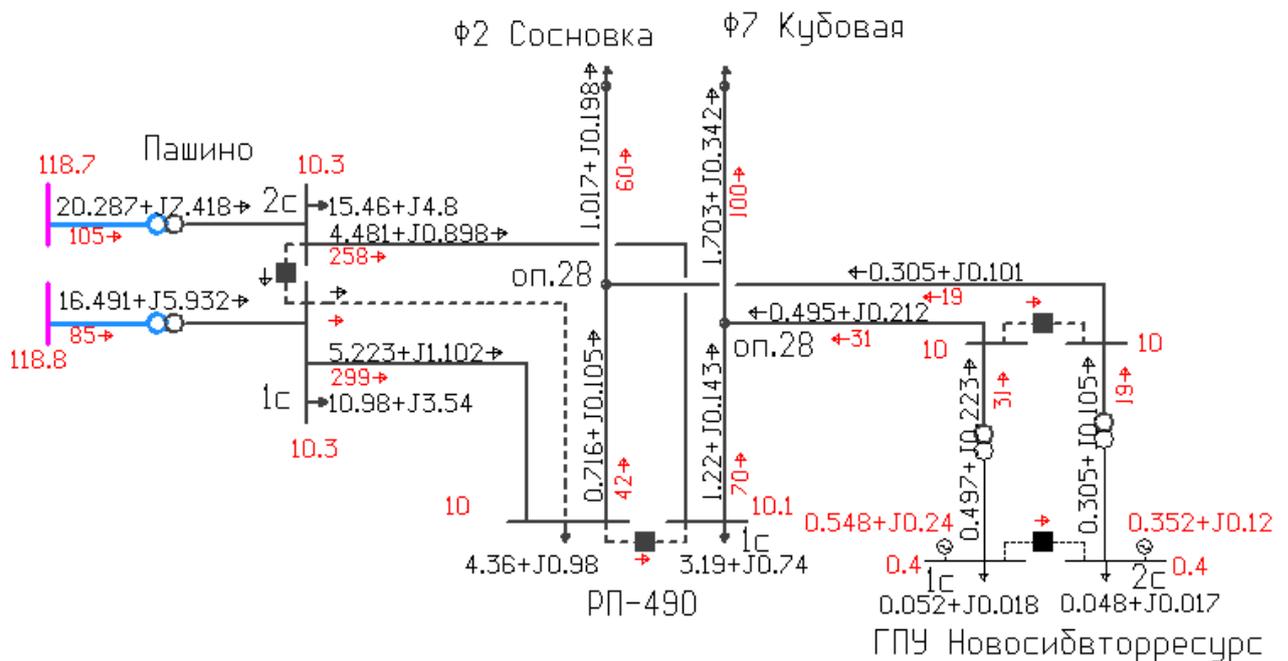


Рисунок 4.4 – Зимний максимум 2024 г. Отключение ф.10229. Вариант 1

При аварийном отключении 1Т (2Т) на ТП ГПУ произойдет отключение трех (двух) генераторов, подключенных к 1 (2) секции шин 0,4 кВ трансформаторной

подстанции. Для обеспечения выдачи всей располагаемой мощности электростанции потребуется включение СВ-0,4 кВ на ТП ГПУ. Результат расчета данного режима приведен на рисунке 4.5.

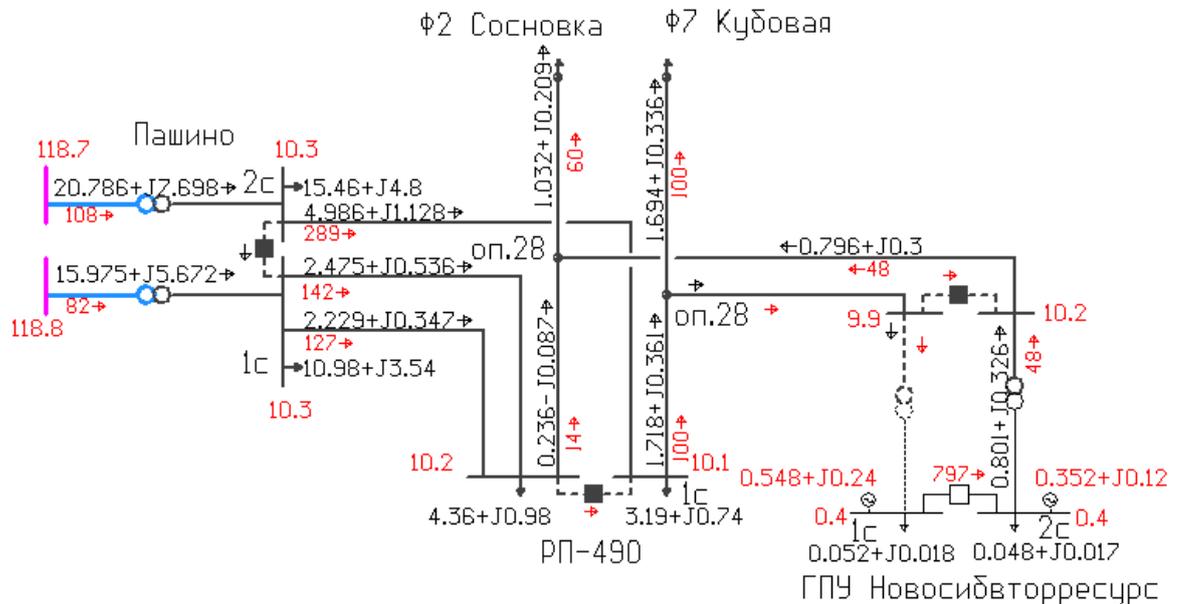


Рисунок 4.5 – Зимний максимум 2024 г. Отключение 1Т на ТП ГПУ (СВ-0,4 кВ на ТП ГПУ включен). Вариант 1

Ремонтные режимы отличаются от аварийных режимов тем, что ремонтные режимы могут быть подготовлены, следовательно, при формировании ремонтной схемы можно избежать отключения нагрузки потребителей. При этом в ремонтных схемах также выявляются перегрузки сети. Так например, при ремонте ф. 10212 (СВ-10 кВ на РП-490 включен) и аварийном отключении ф.10229 загрузка ф. 10227 составит 254-269 А (121,5-128,7% от длительно допустимого тока КЛ и 108,1-114,5% от аварийно допустимого тока КЛ). Результат расчета данного режима приведен на рисунке 4.6.

В связи с вышесказанным, для исключения токовой перегрузки кабельных линий связи 10 кВ ПС 110 кВ Пашино – РП-490 «Пашино» требуется выполнение соответствующих мероприятий, например, замена кабеля на ф.10227и ф.10229 на кабель большего сечения.

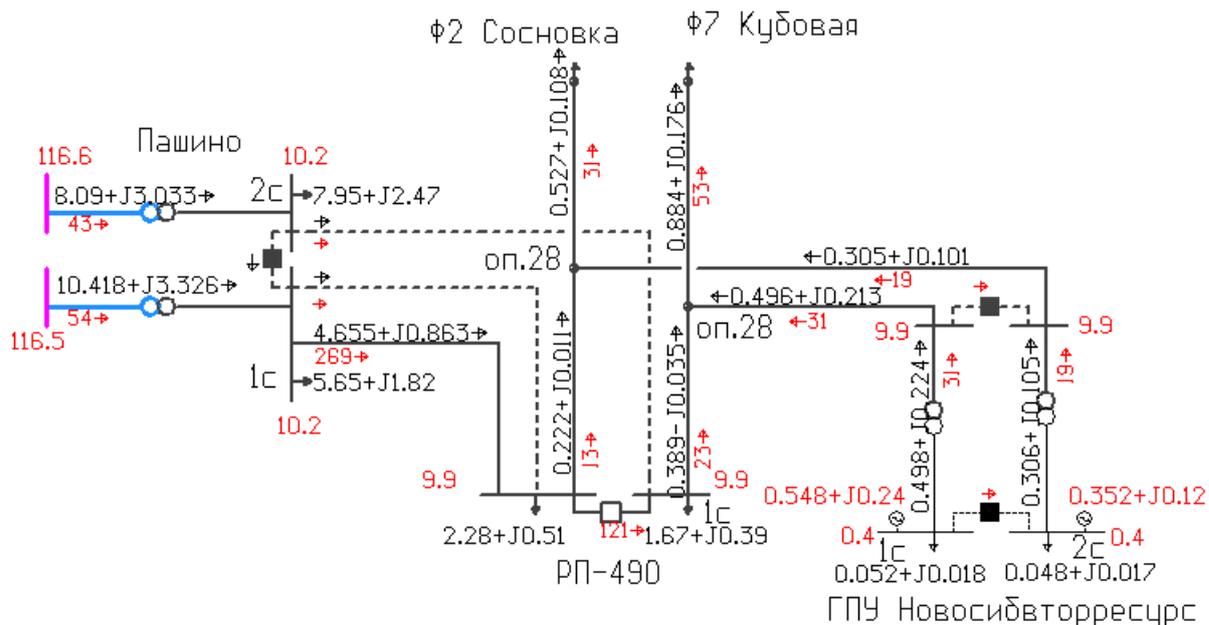


Рисунок 4.6 – Летний максимум 2024 г. Ремонт ф.10212 (СВ-10 кВ на РП-490 включен) и отключение ф.10229. Вариант 1

В целом следует отметить, что во всех рассмотренных режимах наблюдается высокая нагрузка ф. 10212, ф. 20227 и ф. 10229. Однако, высокая нагрузка указанных кабельных линий обусловлена нагрузкой данного района и не связана с вводом электростанции. Напротив, ее ввод позволяет разгрузить указанные фидера, т.к. при этом снижается переток по кабельным линиям связи 10 кВ ПС 110 кВ Пашино – РП-490 «Пашино» и, следовательно, снижается токовая перегрузка. Таким образом, необходимость выполнения мероприятий по увеличению допустимой токовой нагрузки КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино – РП-490 (ф.10227 и ф. 10229) не связана с включением в работу электростанции и не препятствует ее вводу в эксплуатацию. Данный вывод очень важен, т.к. снимает ограничения на строительство электростанции, поэтому при анализе электрических режимов требуется не просто определить необходимые мероприятия по усилению сети, но также еще и оценить причину, по которой данные мероприятия требуются.

Также проведенный анализ показал, что нагрузка остальных элементов сети 10 кВ рассматриваемого района, в том числе вновь сооружаемых ВЛ 10 кВ до ТП ГПУ, а также трансформаторов на ТП ГПУ, не превышает допустимые параметры.

Во всех рассмотренных режимах уровни напряжения не выходят за допустимые значения.

Вариант 2

Анализ нормальных режимов показал, что нагрузка элементов сети не превышает длительно допустимый ток проводов и кабелей.

Анализ послеаварийных режимов показал, что возникновение короткого замыкания на ф.10212, на I или II СШ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино, 1 или 2 секции шин 10 кВ РП-490 будет сопровождаться как отключением нагрузки, так и части генерирующего оборудования на электростанции. Отключение ф.2 или ф.7 будет сопровождаться только отключением нагрузки, получающей питание по соответствующему фидеру, отключение ВЛ 10 кВ РП-490 – ТП ГПУ №1 (№2) – отключением части генераторов на вновь сооружаемой электростанции. Объем отключаемой нагрузки и количество отключенных генераторов на электростанции будет зависеть от вида аварийной ситуации.

Восстановление электроснабжения потребителей возможно за счет включения СВ-10 кВ на РП-490, перевода питания нагрузки с одной секции РП на другую, в том числе за счет включения резервной связи между ф.2 и ф.7. Включение СВ-0,4 кВ на ТП ГПУ в послеаварийных режимах также позволит обеспечить выдачу всей располагаемой мощности электростанции.

При этом, по аналогии с вариантом 1, нагрузка питающих РП-490 кабельных линий электропередачи – ф. 10229 и ф. 10227 будет превышать допустимую величину.

Результаты расчета наиболее характерных послеаварийных режимов приведены на рисунках 4.7 – 4.9.

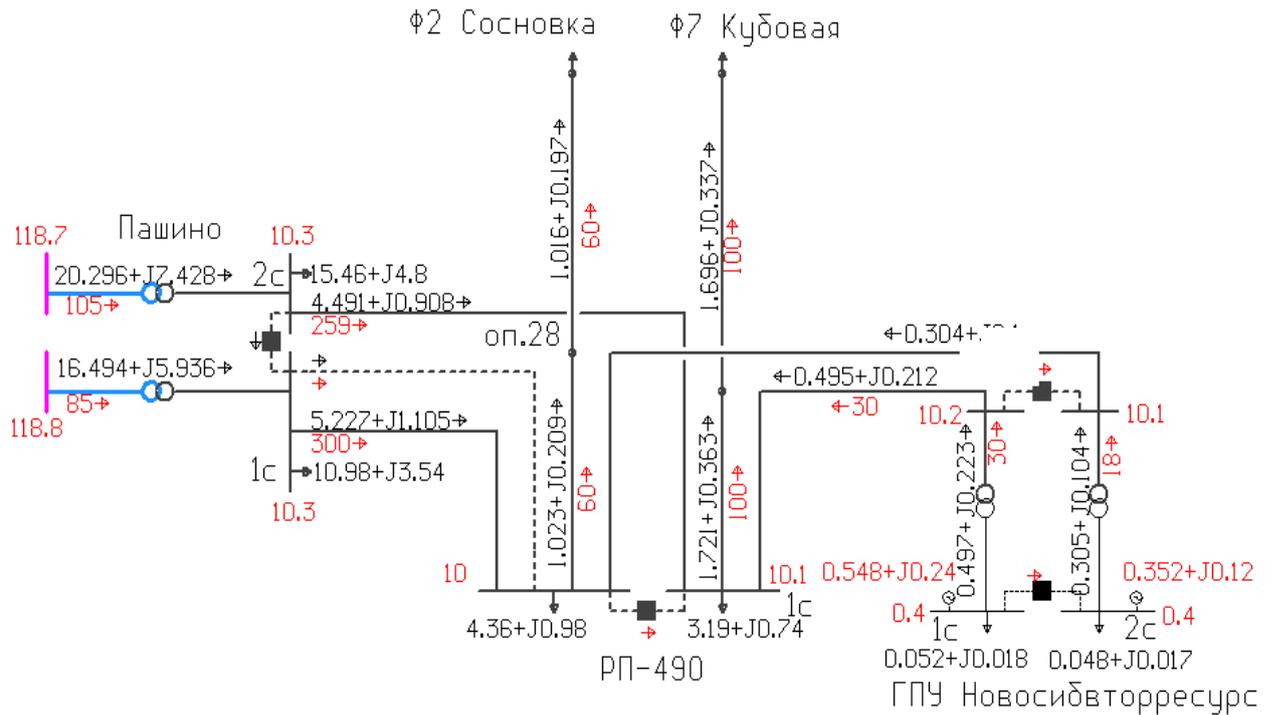


Рисунок 4.7 – Зимний максимум 2024 г. Отключение ф.10229. Вариант 2

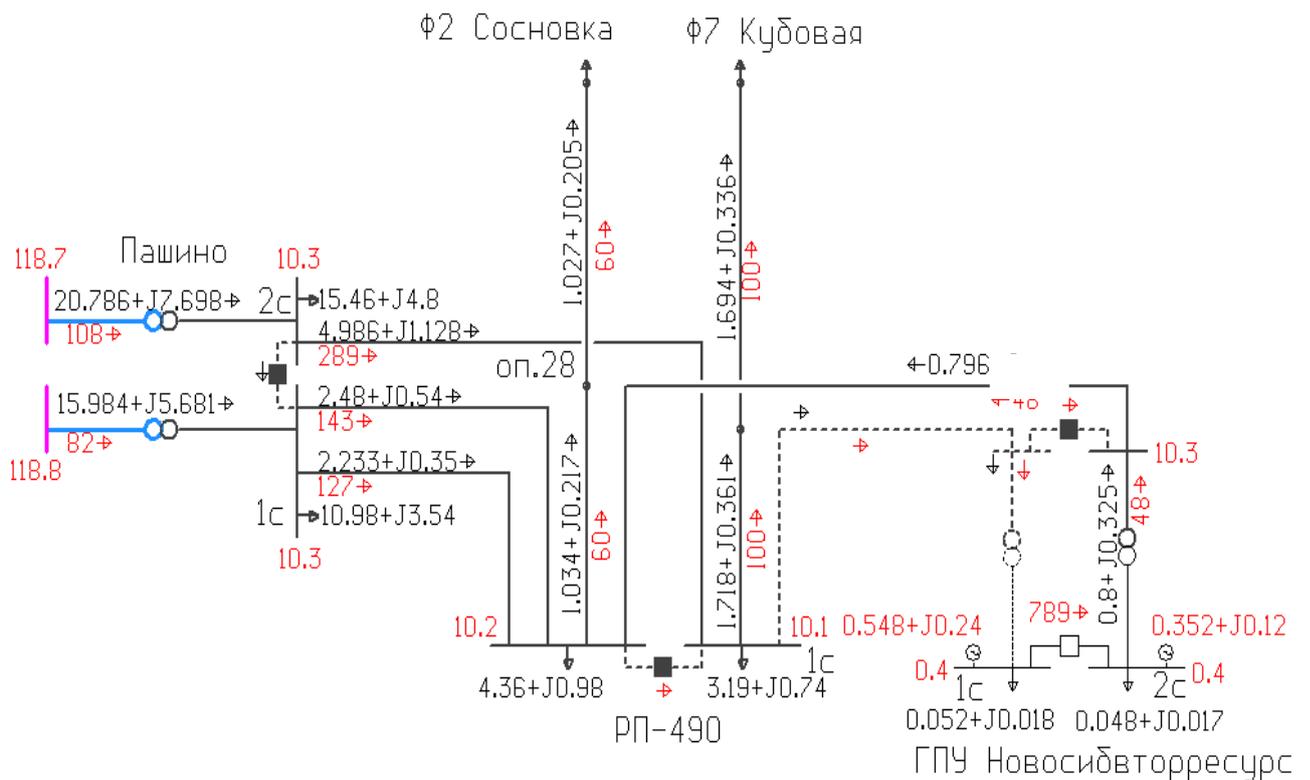


Рисунок 4.8 – Зимний максимум 2024 г. Отключение ВЛ 10 кВ РП-490 – ТП ГПУ №1 (СВ-0,4 кВ на ТП ГПУ включен). Вариант 2

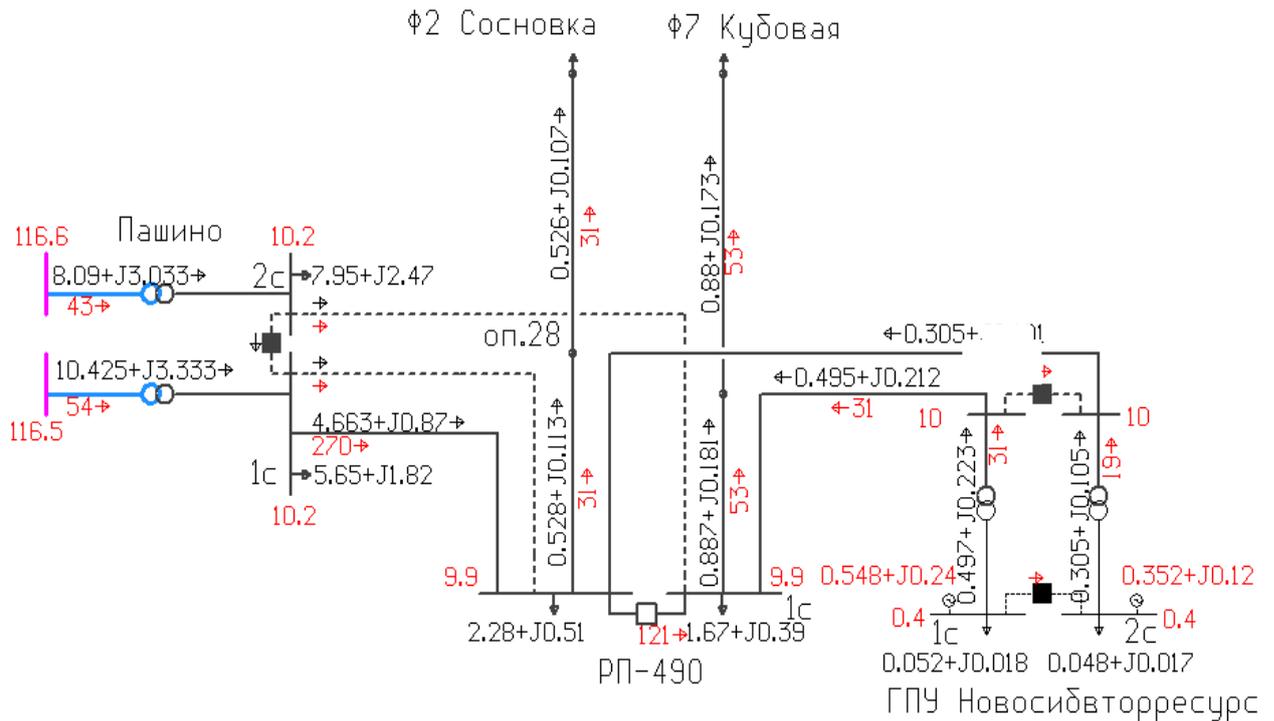


Рисунок 4.9 – Летний максимум 2024 г. Ремонт ф.10212 (СВ-10 кВ на РП-490 включен) и отключение ф.10229. Вариант 2

В связи с вышесказанным, для исключения токовой перегрузки кабельных линий связи также как и для варианта 1 требуется выполнение соответствующих мероприятий. Однако, также как и в варианте 1, высокая загрузка кабельных линий обусловлена нагрузкой данного района и не связана с вводом электростанции в работу. Напротив, ее ввод позволяет разгрузить перегружаемые фидера, т.к. при этом снижается переток по кабельным линиям связи 10 кВ ПС 110 кВ Пашино – РП-490 «Пашино» и, следовательно, снижается токовая перегрузка.

Загрузка остальных элементов сети 10 кВ рассматриваемого района, в том числе вновь сооружаемых ВЛ 10 кВ РП-490 – ТП ГПУ №1, №2, а также трансформаторов на ТП ГПУ не превышает допустимые параметры. Во всех рассмотренных режимах уровни напряжения не выходят за допустимые значения.

Этап 4

На заключительном этапе делаются выводы по результатам расчетов электрических режимов и необходимых мероприятиях для обеспечения нормальных условий для работы электрической сети. Также выполняется сравнение рассматриваемых вариантов и если варианты технически не равнозначные, то выполняется выбор варианта.

Для выполненных расчетов делаем следующие выводы:

1. Результаты расчетов электрических режимов показали, что каждый из рассмотренных вариантов технически реализуем и позволяет обеспечить выдачу всей располагаемой мощности электростанции.

2. В варианте 1 при отключении ф.2 или ф.7 произойдет выделение электростанции на изолированную работу с нагрузкой данных фидеров. При этом нагрузка может быть как сбалансированной с генерацией, так и резко отличаться от нее. В данных условиях требуется выполнение дополнительных мероприятий по противоаварийному управлению и ввод в работу дополнительных устройств противоаварийной автоматики (ПА). Кроме того, ввиду невозможности реализации отключения генерации напрямую с РП-490 требуется выполнение дополнительных мероприятий для реализации управляющего воздействия на отключение генерации.

4.6 Исследование режимов короткого замыкания

Расчеты токов КЗ выполняются в соответствии с разработанной в настоящей работе методикой, описанной выше, с помощью программного комплекса АРМ СРЗА, при полном составе генерирующего оборудования электрических станций.

Результаты расчётов токов короткого замыкания на шинах ТП ГПУ и на шинах энергообъектов прилегающей сети для рассматриваемых вариантов подключения электростанции к энергосистеме приведены в таблицах 4.2. и 4.3.

Таблица 4.2 – Результаты расчета токов короткого замыкания. Вариант 1.

Наименование энергообъекта	Шины РУ, кВ	без ГПУ		2021 г.		2024 г.	
		Расчетный ток КЗ, кА		Расчетный ток КЗ, кА		Расчетный ток КЗ, кА	
		3-ф	1-ф	3-ф	1-ф	3-ф	1-ф
ПС 110 кВ Пашино	110 (1 сек)	11,56	7,84	11,59	7,85	11,59	7,85
	110 (2 сек)	11,56	7,84	11,6	7,85	11,6	7,85
	10 (1 сек)	18,91	-	19,21	-	19,31	-
	10 (2 сек)	18,91	-	19,31	-	19,21	-
РП 490	10 (1 сек)	8,48	-	8,74	-	8,74	-
	10 (2 сек)	8,62	-	9,02	-	9,02	-
ТП ГПУ	10 (ввод 1Т)	-	-	3,75	-	3,75	-
	10 (ввод 2Т)	-	-	3,49	-	3,49	-
	0,4 (1 сек)	-	-	43,95	54,53	43,95	54,53
	0,4 (2 сек)	-	-	39,01	48,8	39,01	48,8

Таблица 4.3 – Результаты расчета токов короткого замыкания. Вариант 2.

Наименование энергообъекта	Шины РУ, кВ	без ГПУ		2019 г.		2024 г.	
		Расчетный ток КЗ, кА		Расчетный ток КЗ, кА		Расчетный ток КЗ, кА	
		3-ф	1-ф	3-ф	1-ф	3-ф	1-ф
ПС 110 кВ Пашино	110 (1 сек)	11,56	7,84	11,59	7,85	11,59	7,85
	110 (2 сек)	11,56	7,84	11,6	7,85	11,6	7,85
	10 (1 сек)	18,91	-	19,21	-	19,31	-
	10 (2 сек)	18,91	-	19,31	-	19,21	-
РП 490	10 (1 сек)	8,48	-	8,74	-	8,74	-
	10 (2 сек)	8,62	-	9,02	-	9,02	-
ТП ГПУ ООО «НовосибВторРесурс»	10 (ввод 1Т)	-	-	3,75	-	3,75	-
	10 (ввод 2Т)	-	-	3,49	-	3,49	-
	0,4 (1 сек)	-	-	43,95	54,53	43,95	54,53
	0,4 (2 сек)	-	-	39,01	48,8	39,01	48,8

Анализ результатов расчетов токов КЗ показал, что ввод в работу электростанции приводит к незначительному росту токов КЗ на шинах 10 кВ ПС 110 кВ Пашино и на шинах РП 490 (прирост токов КЗ - не более чем на 0,4 кА).

Таким образом, ввод в работу электростанции, с точки зрения токов короткого замыкания, не оказывает существенного влияния на режим работы электрической сети.

Далее выполняется выбор и проверка коммутационного оборудования по отключающей способности. При этом в некоторых случаях, когда уровни токов КЗ меняются незначительно, данная проверка может быть пропущена. Однако, для наглядности несмотря на то, что в рассматриваемом случае ввод в работу электростанции, с точки зрения токов короткого замыкания, не оказывает существенного влияния на режим работы электрической сети, в данной работе все равно выполним данную проверку.

Результаты проверки выключателей по отключающей способности приведены в таблице 4.4 и 4.5.

Таблица 4.4 – Проверка выключателей по отключающей способности. Вариант 1

Наименование энергообъекта	Шины РУ, кВ	Номинальный ток отключения, $I_{откл}$, кА	Максимальный ток КЗ $I_{КЗ}$, кА		Условие проверки на отключающую способность $I_{откл.ном} > I_{КЗ}$
			3-ф	1-ф	
ПС 110 кВ Пашино	110 (1 сек)	16,3	11,59	7,85	выполняется
	110 (2 сек)	18,3	11,6	7,85	выполняется
	10 (1 сек)	20	19,31	-	выполняется
	10 (2 сек)	20	19,21	-	выполняется
РП 490	10 (1 сек)	20	9,02	-	выполняется
	10 (2 сек)	20	8,74	-	выполняется

Таблица 4.5 – Проверка выключателей по отключающей способности. Вариант 2

Наименование энергообъекта	Шины РУ, кВ	Номинальный ток отключения, $I_{откл}$, кА	Максимальный ток КЗ $I_{КЗ}$, кА		Условие проверки на отключающую способность $I_{откл.ном} > I_{КЗ}$
			3-ф	1-ф	
ПС 110 кВ Пашино	110 (1 сек)	16,3	11,59	7,85	выполняется
	110 (2 сек)	18,3	11,6	7,85	выполняется
	10 (1 сек)	20	19,31	-	выполняется
	10 (2 сек)	20	19,21	-	выполняется
РП 490	10 (1 сек)	20	9,02	-	выполняется
	10 (2 сек)	20	8,74	-	выполняется

Проверка коммутационного оборудования показала, что на всем горизонте планирования значения токов КЗ не превышают номинальных токов отключения выключателей.

Максимальные расчетные величины токов короткого замыкания для выбора выключателей на ТП ГПУ приведены в таблице 4.6. Указанные в данной таблице значения токов короткого замыкания являются требованиями к коммутационной способности выключателей ТП ГПУ.

Таблица 4.6 – Расчетные величины токов короткого замыкания для выбора выключателей на ТП ГПУ

Наименование показателей	Наименование присоединения	
	10 кВ	0,4 кВ
Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ $I^{(3)}_{n0}$, кА	3,75	43,95
Начальное действующее значение периодической составляющей тока однофазного КЗ $I^{(1)}_{n0}$, кА	-	54,53

4.7 Технико-экономическое сравнение вариантов подключения

Стоимость сооружения ТП-10/0,4 кВ с двумя трансформаторами мощностью по 1600 кВА определена в соответствии со сметными нормативами для объектов капитального строительства непромышленного назначения [108].

Показатели норматива учитывают стоимость всего комплекса работ и затрат на возведение объектов электроэнергетики, за исключением стоимости прочих объектов, расположенных в пределах земельного участка, отведенного под застройку (линии электропередачи и т.п.). Расценками также не учтена стоимость строительства наружных инженерных сетей, благоустройства территории, строительства подъездных дорог, озеленения, которые должны учитываться дополнительно по соответствующим сборникам нормативов цены строительства.

В показателях норматива учтена вся номенклатура затрат, которые предусматриваются действующими нормативными документами в сфере ценообразования для выполнения основных, вспомогательных и сопутствующих этапов работ для объектов энергетики при строительстве в нормальных (стандартных) условиях, не осложненных внешними факторами.

Оплата труда рабочих-строителей и рабочих, управляющих строительными машинами, включает в себя все виды выплат и вознаграждений, входящих в фонд оплаты труда.

Показатели учитывают:

- стоимость строительных материалов,
- затраты на оплату труда рабочих и эксплуатацию строительных машин (механизмов),
- накладные расходы и сметную прибыль,
- затраты на строительство временных титульных зданий и сооружений,
- дополнительные затраты на производство работ в зимнее время,
- затраты на проектно-изыскательские работы и экспертизу проекта, строительный контроль,
- резерв средств на непредвиденные работы и затраты.

Стоимость сооружения ТП-10/0,4 кВ в блочно-модульном исполнении (здание из сэндвич-панелей) с двумя трансформаторами мощностью по 1600 кВА для варианта 1 оценивается в размере 7 452,64 тыс. руб., в том числе:

- стоимость технологического оборудования – 6 448,75 тыс. руб.,
- стоимость возведения фундаментов – 112,62 тыс. руб.,
- стоимость проектно-изыскательских работ – 127,49 тыс. руб.

Цены указаны по состоянию на 01.01.2017 г., без учета налога на добавочную стоимость (НДС).

Ориентировочная продолжительность строительства – 1 мес.

Для варианта 2 стоимость сооружения ТП-10/0,4 кВ с двумя трансформаторами мощностью по 1600 кВА принята по стоимости ТП для варианта 1, за вычетом затрат на РУ-10 кВ. Оценочно, стоимость выключателя 10

кВ в текущем уровне цен принята в размере 600 тыс. руб. Таким образом, стоимость сооружения ТП-10/0,4 кВ 2х1600 кВА составила 4 452,64 тыс. руб.

При реализации варианта 1 подключения ТП ГПУ к сетям 10 кВ ПС 110 кВ Пашино потребуется дополнительная установка устройств ПА. Дополнительные затраты по ПА для варианта 1 приведены оценочно по объектам-аналогам и ориентировочным договорным ценам предполагаемых поставщиков и приняты: 5 200 тыс. руб.

Капитальные затраты в строительство ВЛ 10 кВ по рассмотренным вариантам определены по Сборнику укрупненных показателей [109].

Укрупненные показатели стоимости (УПС) приведены в базисном уровне цен (по состоянию на 01.01.2000г.) и не учитывают НДС. Для пересчета УПС в текущий уровень цен (IV квартал 2017 года) согласно применяются следующие индексы изменения сметной стоимости [110]:

- строительно-монтажных работ – 4,44 для ВЛ; 6,74 для ПС и прочих объектов;
- пуско-наладочных работ – 13,09;
- проектных работ – 3,99 к ценам 2001г., для пересчета ПИР из цен на 01.01.2000 г. в цены 2001г. $K_{\text{проект.}} = 1,19$ (Письмо Госстроя РФ от 16.07.2003 г. № НЗ-4316/10);
- прочих работ и затрат – 8,74;
- оборудования – 4,44.

Для учета регионально-климатических условий осуществления строительства на итог расчета потребности в капитальных вложениях применяется коэффициент 1,09.

Капиталовложения с разбивкой по энергетическим объектам и их элементам помимо стоимости основного силового оборудования и строительно-монтажных работ учитывают:

- затраты на проектно-изыскательские работы, проведение экспертизы проектной документации и авторский надзор – 7,5%;

- содержание службы заказчика-застройщика, строительный контроль – 2,6%;
- затраты на благоустройство – 1,5%
- временные здания и сооружения – 2,5%;
- прочие работы и затраты – 5%,
- непредвиденные затрат – 3%.

В расчетах не учтены затраты, связанные с оформлением земельных участков и компенсационные выплаты при отводе земель под строительство, а также затраты, связанные со строительством ремонтно-производственной базы, жилищным строительством, использованием вертолетов и другие затраты непромышленного назначения.

Расчет потребности в капиталовложениях по рассмотренным вариантам в базовых ценах 2000 г. и текущем уровне цен представлен в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Расчет потребности в капитальных вложениях по вариантам подключения ТП ГПУ ООО «НВР»
к сетям 10 кВ ПС 110 кВ Пашино

Наименование объекта	Тип оборуд.	Колич. хар-ка (км, МВА, %)	Удельная стоимость в ценах на 01.01.2000 г. тыс. руб.	Коэфф. сопутств. затрат	Стоимость объекта в ценах на 01.01.2000 г., тыс. руб.	Удельный вес составл. стоимости, %					Индексы изменения сметной стоимости					Стоимость объекта в текущих ценах, тыс. руб.	Усложн. коэфф.		Итого, тыс.руб.
						СМР	Обор уд.	ПНР	Проч ие	ПИР	СМР	Обор уд.	ПНР	Проч ие	ПИР		Кгер	Кусл.	
Вариант 1																			
Сооружение ВЛ 10 кВ на ж/б опорах	2хСИП -70	0,05	385,1	1,221	23,51	80	4	0	9	7	4,44	4,44	13,09	8,74	4,75	113,99	1,09	1,35*	167,74
Всего капвложения (расчет 1)																			167,74
Вариант 2																			
Сооружение ВЛ 10 кВ на ж/б опорах	2хСИП -70	2	385,1	1,221	940,41	80	4	0	9	7	4,44	4,44	13,09	8,74	4,75	4559,66	1,09	1,00	4 970,03
Установка вакуумн. выкл. 10 кВ	10 кВ	2	313	1,221	764,3	19	60	4	9	8	6,74	4,44	13,09	8,74	4,75	4306,82	1,09	1,00	4 694,43
Всего капвложения (расчет 2)																			9 664,46

* - при расчете стоимости ответвлений линий (воздушных вставок, вводов) длиной менее 100 м к показателям стоимости ВЛ по Сборнику УПС дополнительно применяется коэффициент 1,35.

Сводные данные по капитальным затратам на реализацию рассмотренных вариантов в уровне цен 2017 года (без учета НДС) представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Сводные данные по капитальным затратам

№ п/п	Наименование	Капитальные затраты, в тыс. руб.	
		Вариант 1	Вариант 2
1	Варианты схемы выдачи мощности, в том числе:		
1.1	<i>Стоимость ТП-10/0,4 кВ 2х1600 кВА</i>	7 452,64	4 452,64
1.2	<i>Противоаварийная автоматика</i>	5 200,00	-
1.3	<i>Подключение ТП ГПУ ООО «НВР» к сетям 10 кВ ПС 110 кВ Пашино, в том числе:</i>	167,74	9 664,46
	<i>- ВЛ 10 кВ</i>	167,74	4 970,03
	<i>- Ячейки 10 кВ</i>	-	4 694,43
2	Итого капитальные затраты по СВМ	12 820,38	14 117,10
3	Соотношение вариантов	1	1,10

Согласно выполненным расчетам, наименее капиталоемким является Вариант 1 – организация схемы выдачи мощности ГПУ с подключением ТП посредством строительства отпаек от кабельно-воздушной линии (КВЛ) 10 кВ Ф 2 и от КВЛ 10 кВ Ф 7 до РУ 10 кВ ТП ГПУ протяженностью около 0,05 км, выполняемых самонесущим изолированным проводом СИП-3 сечением 70 мм².

Сооружение воздушной линии 10 кВ от ТП ГПУ до РП-490 с подключением к I с.ш. и II с.ш. 10 кВ протяженностью около 2 км, выполняемых самонесущим изолированным проводом СИП-3 сечением 70 мм², а также реконструкция РП-490 с установкой двух линейных ячеек 10 кВ для подключения новых ЛЭП 10 кВ приводит к удорожанию строительства по варианту 2 на 10%.

Выбор рекомендуемого варианта организации схемы выдачи мощности ГПУ выполнен на основании технико-экономического сравнения вариантов по критерию минимума дисконтированных затрат. Допустимость сравнения вариантов по величине затрат обусловлена тем, что рассматриваемые варианты обеспечивают одинаковый производственный эффект в нормальных режимах.

Суммарные дисконтированные затраты представляют собой сумму капвложений и эксплуатационных издержек за рассматриваемый период:

$$Z = \sum_{t=1}^{T_{расч}} Z_t (1 + E)^{t_0 - t} = \sum_{t=1}^{T_{расч}} (K_t + I_t) (1 + E)^{t_0 - t}, \quad (4.1)$$

где Z – сумма дисконтированных затрат;

Z_t – затраты в год t ;

K_t – капитальные затраты в год t ;

I_t – эксплуатационные издержки в год t ;

t – текущие годы проектирования, строительства и эксплуатации объекта;

t_0 – год приведения. За год приведения принят – год начала сооружения электросетевых объектов;

E – ставка дисконтирования. Расчет проводился для ставки дисконтирования $E=10\%$ [44].

$T_{расч}$ – рассматриваемый расчетный период, определяется как сумма периодов проектирования, строительства и 30 лет постоянной эксплуатации.

Расчет интегральных дисконтированных затрат выполнен в текущих ценах без учета налогов и инфляции.

Годовые эксплуатационные расходы по электросетевым объектам приняты в соответствии с [111]:

- для воздушных линий электропередачи – 0,8% от капитальных затрат;
- для электрооборудования до 150 кВ – 5,9 % от капитальных затрат.

В таблице 4.9 представлен расчет интегральных дисконтированных затрат по вариантам 1 и 2.

Таблица 4.9 – Интегральные дисконтированные затраты по вариантам 1 и 2 организации СВМ ГПУ ООО «НВР»

В тыс. руб.

Состав затрат по вариантам	Всего	Годы расчётного периода												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	20	30	31
Вариант 1														
Капитальные вложения	12820,4	12820,4												
Эксплуатационные затраты	22435,4		747,8	747,8	747,8	747,8	747,8	747,8	747,8	747,8	747,8	747,8	747,8	747,8
<i>в том числе: по ВЛ</i>	<i>40,3</i>		<i>1,3</i>											
<i>по оборудованию</i>	<i>22395,2</i>		<i>746,5</i>											
Итого затраты	35255,8	12820,4	747,8	747,8	747,8	747,8	747,8	747,8	747,8	747,8	747,8	747,8	747,8	747,8
Дисконтированные затраты 1	19870,3	12820,4	679,9	618,1	561,9	510,8	464,4	422,1	383,8	348,9	317,2	122,3	47,1	42,9
Вариант 2														
Капитальные вложения	14117,1	14117,1												
Эксплуатационные затраты	17383,1		579,4	579,4	579,4	579,4	579,4	579,4	579,4	579,4	579,4	579,4	579,4	579,4
<i>в том числе: по ВЛ</i>	<i>1192,8</i>		<i>39,8</i>											
<i>по оборудованию</i>	<i>16190,3</i>		<i>539,7</i>											
Итого затраты	31500,2	14117,1	579,4	579,4	579,4	579,4	579,4	579,4	579,4	579,4	579,4	579,4	579,4	579,4
Дисконтированные затраты 2	19579,4	14117,1	526,8	478,9	435,3	395,8	359,8	327,1	297,3	270,3	245,7	94,7	36,5	33,2
Примечание:														
1) Расчет затрат по вариантам приведен в текущих ценах														
2) Ставка дисконтирования = 10%														
3) Год приведения - год начала строительства объектов														

Сравнение суммарных дисконтированных затрат по вариантам в текущем уровне цен (без учета НДС) представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Сравнение вариантов

Вариант СВМ	Дисконтированные затраты, тыс. руб.	Соотношение вариантов
Вариант 1	19 870,3	1,01
Вариант 2	19 579,4	1,00

С экономической точки зрения, рассмотренные варианты 1 и 2 схемы выдачи мощности являются сопоставимыми. Однако, установка в варианте 1 дополнительного оборудования противоаварийной автоматики требует значительных капитальных затрат, а впоследствии усложняет обслуживание данных объектов и значительно увеличивает эксплуатационные издержки. При этом подключение ГПУ в варианте 2 к собственным ЛЭП 10 кВ небольшой протяженности существенно снижает риск аварийного отключения при коротком замыкании на питающей ЛЭП и тем самым сокращает время аварийного простоя, а, следовательно, является более надежным.

На основании выполненного технико-экономического сравнения рассмотренных вариантов схемы выдачи мощности ГПУ для дальнейшего рассмотрения принимается Вариант 2.

В таблице 4.11 представлены сводные капитальные вложения и эксплуатационные затраты по рекомендуемому варианту схемы выдачи мощности в текущем уровне цен с учетом НДС.

Таблица 4.11 – Сводные капитальные вложения и эксплуатационные затраты по рекомендуемому варианту схемы выдачи мощности ГПУ ООО «НВР»

Наименование показателя	Годы реализации проекта:	
	1	2-й и далее
	Строительство	Эксплуатация
ТП-10/0,4 кВ 2х1600 кВА	5 254,12	309,99
ВЛ 10 кВ	5 864,64	46,92
яч. 10 кВ на РП-490	5 539,43	326,83
ИТОГО, в тыс. руб. с НДС 18%	16 658,18	683,74

В тыс. руб., с учетом НДС

Формирование капитальных затрат проекта проводится в соответствии с [44].

Базовый размер инвестированного капитала определяется органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов при установлении долгосрочной цены (тарифа) как величина, равная минимуму из:

- затрат на строительство генерирующего объекта, включая расходы на проектно-изыскательские работы и технологическое присоединение к электрическим сетям;
- произведения величины установленной мощности генерирующего объекта и величины капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта, определенной по итогам конкурсного отбора проектов генерирующих объектов по производству электрической энергии с использованием ВИЭ;
- предельной величины капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта, установленной Правительством Российской Федерации для соответствующего вида генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ.

Предельные удельные капитальные вложения в генерирующие объекты, функционирующие на основе использования газа, выделяемого отходами производства и потребления на свалках таких отходов, мощностью от 1 до 5 МВт составляют 98 000 руб./кВт [112].

Для обеспечения стабильной работы электростанции предлагается к установке следующее оборудование:

- 1) 5 газопоршневых установок мощностью 250 кВт, на базе двигателя ТМЗ-8435 и генератора МЕСС ALTEECO38-3LN/4. Установленная мощность электростанции составит 1250 кВт. Располагаемая мощность 1000 кВт. В качестве сопутствующего оборудования будут установлены:
 - система синхронизации с сетью/блоками на основе процессора ComAp InteliCompact;

- глушитель низкошумный;
 - контейнер с технологическими системами.
- 2) Дизельная электростанция в контейнерном исполнении предназначена для аварийного резерва, а также для холодного пуска энергоблоков.
 - 3) Устройство очистки газа объемным расходом 600 м³/час позволяет очищать углеводородсодержащие газовые смеси от примесей сероводорода (H₂S). На выходе получается газ с общим содержанием сероводорода не более 0,02%, что приемлемо для использования в газопоршневых установках.

Состав оборудования представлен в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Состав оборудования устройства очистки газа

Наименование	Количество
Химическое оборудование	
Сепаратор газа СГ-300СД	2
Сепаратор газа СГо-300СД	2
Теплообменник охладительный ТОГ-300СД	2
Реактор абсорбции БАС-300СД	8
Блок окисления РОС-4СД	3
Резервная ёмкость раствора РР-3	1
Блок фильтрации раствора БОР-25	1
Электрическое оборудование	
насос жидкостной	8
воздуходувка	1
дренажный насос	4
холодильный блок	1
система управления АСУ КИП	1
Трубопроводы	
трубопроводная арматура	1
Трубопроводы	1
Блок-контейнеры 40 фут (Арктик)	2
Каркас	1
Сборочные работы	1
ПНР	1

- 4) Газосборная и газокompрессорная станция производительностью 500 м³/час - предназначены для сбора свалочного газа из тела полигона и его передачи в устройство очистки газа.
- 5) Высокотемпературная факельная установка термической мощностью 2,5 мВт, которая применяется для сжигания газа в периоды вывода ГПУ в ремонт.

- б) Сооружение распределительного устройства – ТП-10/0,4 кВ в блочно-модульном исполнении с двумя трансформаторами мощностью по 1600 кВА с подключением трех генераторов ГПУ на одну секцию РУ 0,4 кВ и двух генераторов на другую. РУ 10 кВ и 0,4 кВ предлагается выполнить по схеме «одна, секционированная выключателем, система шин», также необходимо предусмотреть к установке в РУ 0,4 кВ АВР на секционных выключателях.

Расчет объема капитальных затрат проекта представлен в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Капитальные затраты проекта

Наименование	Количество	Цена, тыс. руб.	Капитальные затраты, тыс. руб.
Блок генерации			
ГПУ GazEcos TM3 250 кВт	5	3 950	19 750
Система синхронизации с сетью/блоками	1	580	580
Глушитель низкошумный	5	150	750
Контейнер с технологическими системами	5	715	3 575
Пуско-наладочные работы	5	150	750
Помещение для обслуживающего персонала	1	100	100
Дизельная электростанция SDMO J130K	1	1 946	1 946
Газовый блок			
Проектно-изыскательские работы	1	3 000	3 000
Установка очистки газа	1	21 340	21 340
Газосборная станция	1	3 410	3 410
Сборники конденсата	1	2 390	4 780
Газокомпрессорная станция (500м ³ /ч)	1	17 870	17 870
Высокотемпературный факел	1	3 410	3 410
Устройство газосборных скважин и прокладка газосборных трубопроводов	10	2 221	22 210
Прокладка газотранспортных трубопроводов	600	14,835	8 901
Сетевые объекты			
ТП-10/0,4 кВ 2x1600 кВА	1	5 254,12	1 576
ВЛ 10 кВ х 2 км.	1	5 864,64	1 759
яч. 10 кВ на РП-490 х 2 шт.	1	5 539,43	1 662
Суммарные капитальные затраты			122 449,5

Рассчитанные удельные капитальные затраты на реализацию проекта составили 97,96 тыс. руб./кВт.

Капитальные затраты по ТП 0,4/10 кВ 2x1600 кВ, строительству линии и реконструкции РП-490 учитываются в размере 4 997,5 тыс. руб. на основании [49,

п.5], в связи с возможностью компенсации затрат на технологическое присоединение объектов на основе использования возобновляемых источников энергии.

4.8. Оценка экономически обоснованного тарифа на электрическую энергию и мощность

Как было сказано выше, в 2015 году Правительством РФ был запущен механизм поддержки объектов генерации на основе ВИЭ мощностью до 25 МВт, функционирующих на розничном рынке электроэнергии. Государственному регулированию подлежат цены на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования ВИЭ квалифицированных генерирующих объектах и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях [112].

Тариф на электрическую энергию (мощность), произведенную функционирующими на основе ВИЭ генерирующими объектами и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях определяется в соответствии с Приказом ФАС [47].

Формирование тарифа происходит на основании следующих долгосрочных параметров регулирования [112]:

- базовый размер инвестированного капитала;
- размер приведенного инвестированного капитала;
- базовый уровень доходности долгосрочных (10-летних) государственных обязательств;
- базовый уровень нормы доходности капитала, инвестированного в квалифицированный генерирующий объект, функционирующий на основе использования возобновляемых источников энергии равный 12%;
- срок возврата инвестированного капитала 15 лет.

Тариф долгосрочный и рассчитан на 15 лет. По истечении 15 лет орган исполнительной власти в области регулирования тарифов установит в отношении объекта ВИЭ новый тариф с применением метода экономически обоснованных расходов на электрическую энергию и мощность [112]. Базовый размер инвестированного капитала учитываться не будет, так как все инвестиции к тому времени будут возвращены.

Для целей установления органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов долгосрочной цены (тарифа) на электрическую энергию генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, при расчете объема выработки электрической энергии, в отношении которого устанавливается такая долгосрочная цена (тариф), должна быть использована наибольшая величина из величины нормативного индикатора коэффициента использования установленной мощности и величины проектного индикатора коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) для соответствующего генерирующего объекта.

В отношении генерирующих объектов на основе использования газа, выделяемого отходами производства и потребления на свалках таких отходов, величина нормативного индикатора КИУМ равна 0,65.

Для определения тарифа на электрическую энергию необходимо следовать формуле [47]:

$$НВВ_i^Д = P_i + BK_i + ДК_i + B_i, \quad (4.2)$$

где i - номер расчетного года периода регулирования, $i = 1, 2, 3...$

$НВВ_i^Д$ - необходимая валовая выручка, определяемая при установлении долгосрочной цены (тарифа) на год i ;

P_i - расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), определяемые на год i долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 9 Методических указаний (тыс.руб.);

BK_i - возврат инвестированного капитала, определяемый на год i долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 12 Методических указаний (тыс.руб.);

DK_i - доход на инвестированный капитал, определяемый на год i долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 13 Методических указаний (тыс.руб.);

V_i - расходы i -го года долгосрочного периода регулирования, связанные с компенсацией незапланированных расходов (со знаком «плюс») или полученного избытка (со знаком «минус»), выявленных по итогам последнего истекшего года долгосрочного периода регулирования, за который известны фактические значения параметров расчета тарифов.

Расходы, связанные с производством и передачей электроэнергии включают в себя:

- расходы, связанные с эксплуатацией оборудования (представлены в таблице 4.14);
- затраты на аренду земельного участка;
- налог на имущество, который рассчитывается каждый год тарифного регулирования (расчет представлен в таблице 4.15).

В соответствии с информацией собственника годовой размер арендной платы земельного участка полигона ТБО, используемого для работы ГПУ составит 616,9 тыс.руб. в год.

Расчет налога на имущество произведен исходя из того, что всё имущество, связанное со станцией – движимое. Налоговая ставка на движимое имущество для юридических лиц составляет 1,1% [113]. Расчет налога на имущество приведен в таблице 4.15. Суммарные расходы, связанные с производством электрической энергии, представлены в таблице 4.16.

Таблица 4.14 – Эксплуатационные издержки

Наименование		Затраты, тыс. руб./год
Затраты на персонал	Заработная плата	4 560,0
	Страховые взносы	1 368,0
Эксплуатация УОГ	Потери раствора	1 444,3
	Договор на годовое обслуживание	1 500,0
Эксплуатация ГПУ	Обслуживание ГПУ	2 400,0
	Кап. Ремонт (раз в 3 года)	4 937,5*
	Командировочные затраты	1 200,0
Эксплуатация ДЭС	Затраты на дизельное топливо	28,8
	Затраты на обслуживание ДЭС	57,6
Эксплуатация газосборной и газокompрессорной станции	Обслуживание	3 098,9
ВСЕГО		15 657,6*

** - Капитальный ремонт не включен в сумму по эксплуатационным издержкам, но учтен в таблице 4.16 в связи с тем, что он проводится 1 раз в 3 года*

Таблица 4.15 – Расчет налога на имущество

Год	Налогооблагаемая база, тыс.руб.	Налог на имущество, тыс. руб.
1	99 249,2	1 091,7
2	92 632,6	1 019,0
3	86 016,0	946,2
4	79 399,3	873,4
5	72 782,7	800,6
6	66 166,1	727,8
7	59 549,5	655,0
8	52 932,9	582,3
9	46 316,3	509,5
10	39 699,7	436,7
11	33 083,1	363,9
12	26 466,4	291,1
13	19 849,8	218,3
14	13 233,2	145,6
15	6 616,6	72,8

Таблица 4.16 - Суммарные расходы, связанные с производством электрической энергии

В тыс. руб.				
Год	Эксплуатационные затраты	Аренда земельного участка	Налог на имущество	Расходы, связанные с производством
1	15 657,6	616,9	1 091,7	17 366,2
2	15 657,6	616,9	1 019,0	17 293,4
3	20 595,1	616,9	946,2	22 158,2
4	15 657,6	616,9	873,4	17 147,9
5	15 657,6	616,9	800,6	17 075,1
6	20 595,1	616,9	727,8	21 939,8
7	15 657,6	616,9	655,0	16 929,5
8	15 657,6	616,9	582,3	16 856,8
9	20 595,1	616,9	509,5	21 721,5
10	15 657,6	616,9	436,7	16 711,2
11	15 657,6	616,9	363,9	16 638,4
12	20 595,1	616,9	291,1	21 503,1
13	15 657,6	616,9	218,3	16 492,8
14	15 657,6	616,9	145,6	16 420,1
15	20 595,1	616,9	72,8	21 284,8

Следующая составляющая для расчета тарифа – возврат инвестированного капитала. Возврат инвестированного капитала производится в течение 15 лет равными долями [47].

Также в необходимую валовую выручку включается доход на инвестированный капитал. Его размер определяется исходя из остаточного инвестированного капитала и нормы доходности [47]. Норма доходности ежегодно корректируется в соответствии с формулой [47]:

$$НД_i = \frac{(1+НД_{баз}) \cdot (1+ДГО_i)}{1+ДГО_{баз}} - 1, \quad (4.3)$$

Таким образом, норма доходности зависит от средней доходности 10-летних государственных обязательств. На сегодняшний день норма доходности определена как базовая, в размере 12%, в связи с отсутствием прогнозных значений доходности 10-летних государственных облигаций на 15-летний период расчета тарифа.

Расчет одноставочного тарифа осуществляется по формуле [47]:

$$T = \frac{НВВ}{\mathcal{E}_{Заяв}^{ВИЭ}}, \text{ руб за кВт.ч,} \quad (4.4)$$

В таблице 4.17 приведены расчеты одноставочного тарифа для минимальных и максимальных параметров газа. При этом минимальный тариф получается для параметров газа с максимальным содержанием метана.

Таблица 4.17 – Расчет одноставочного тарифа

Год	Расходы связанные с производством	Остаточная стоимость инвестированного капитала	Доход на инв. кап.	Возврат инв. кап.	Необход. валовая выручка	Одност. Тариф мин	Одност. Тариф max
№ n/n	тыс.руб.	тыс.руб.	тыс.руб.	тыс.руб.	тыс.руб.	руб./МВт.ч	руб./МВт.ч
1	17 366,2	137 143,4	16 457,2	9 142,9	42 966,3	6 031,2	11273,3
2	17 293,4	128 000,5	15 360,1	9 142,9	41 796,4	5 867,0	10966,4
3	22 158,2	118 857,6	14 262,9	9 142,9	45 564,0	6 395,8	11954,8
4	17 147,9	109 714,7	13 165,8	9 142,9	39 456,5	5 538,5	10352,3
5	17 075,1	100 571,8	12 068,6	9 142,9	38 286,6	5 374,3	10045,4
6	21 939,8	91 428,9	10 971,5	9 142,9	42 054,2	5 903,2	11034,0
7	16 929,5	82 286,0	9 874,3	9 142,9	35 946,8	5 045,9	9431,6
8	16 856,8	73 143,1	8 777,2	9 142,9	34 776,8	4 881,6	9124,5
9	21 721,5	64 000,2	7 680,0	9 142,9	38 544,4	5 410,5	10113,1
10	16 711,2	54 857,4	6 582,9	9 142,9	32 437,0	4 553,2	8510,7
11	16 638,4	45 714,5	5 485,7	9 142,9	31 267,0	4 389,0	8203,7
12	21 503,1	36 571,6	4 388,6	9 142,9	35 034,6	4 917,8	9192,1
13	16 492,8	27 428,7	3 291,4	9 142,9	28 927,2	4 060,5	7589,7
14	16 420,1	18 285,8	2 194,3	9 142,9	27 757,2	3 896,3	7282,8
15	21 284,8	9 142,9	1 097,1	9 142,9	31 524,8	4 425,2	8271,4

4.9. Оценка влияния объекта генерации на свалочном газе на снижение потерь электрической энергии в распределительной электрической сети

Одним из положительных эффектов подключения объекта генерации на свалочном газе к электроэнергетической системе является снижение потерь электрической энергии при передаче мощности. Для количественной оценки снижения потерь выполним дополнительные расчеты с учетом и без учета объекта генерации на свалочном газе.

Результаты расчетов приведены на рисунках 4.10-4.13 и в таблицах 4,18-4.19.

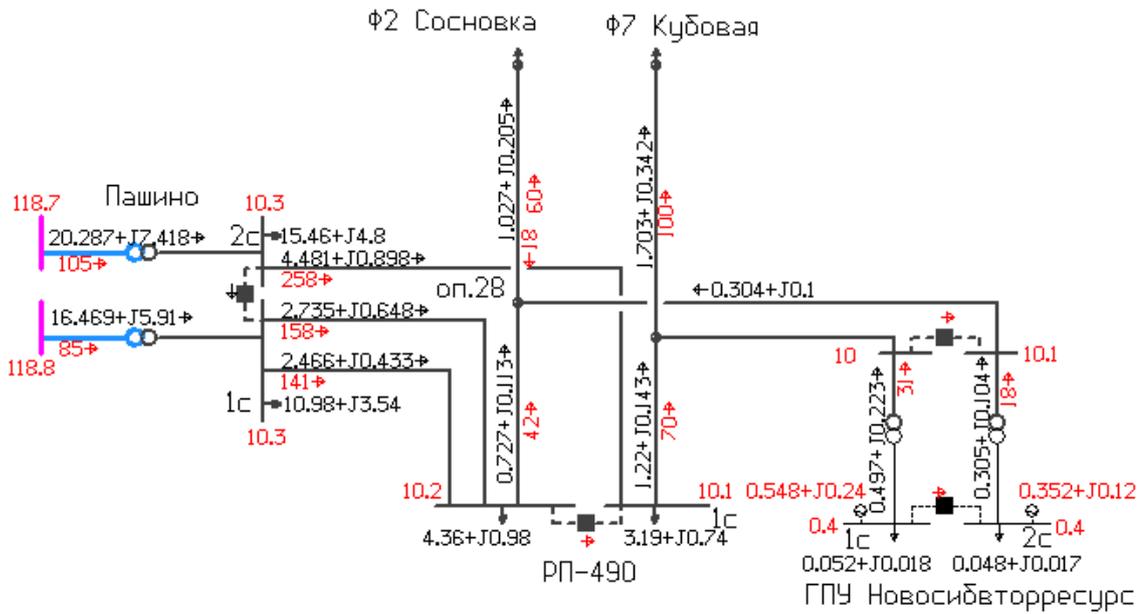


Рисунок 4.10 – Зимний максимум 2024 г. Нормальный режим с учетом ввода ГПУ. Вариант 1

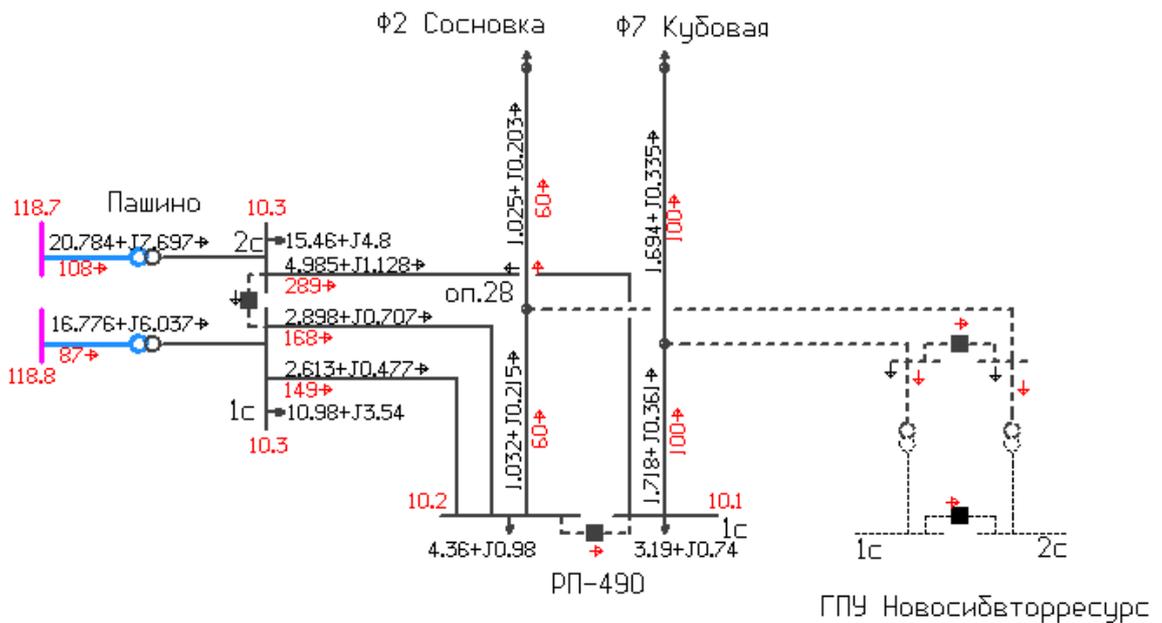


Рисунок 4.11 – Зимний максимум 2024 г. Нормальный режим без учета ввода ГПУ. Вариант 1

Таблица 4.18 – Расчетные значения мощности при оценке потерь для Варианта 1

	Р потр., МВт	ΔР, МВт	ΔР, %	Снижение потерь
Существующая схема	37,563	0,319	0,85%	12%
После ввода ГПУ	37,658	0,282	0,75%	

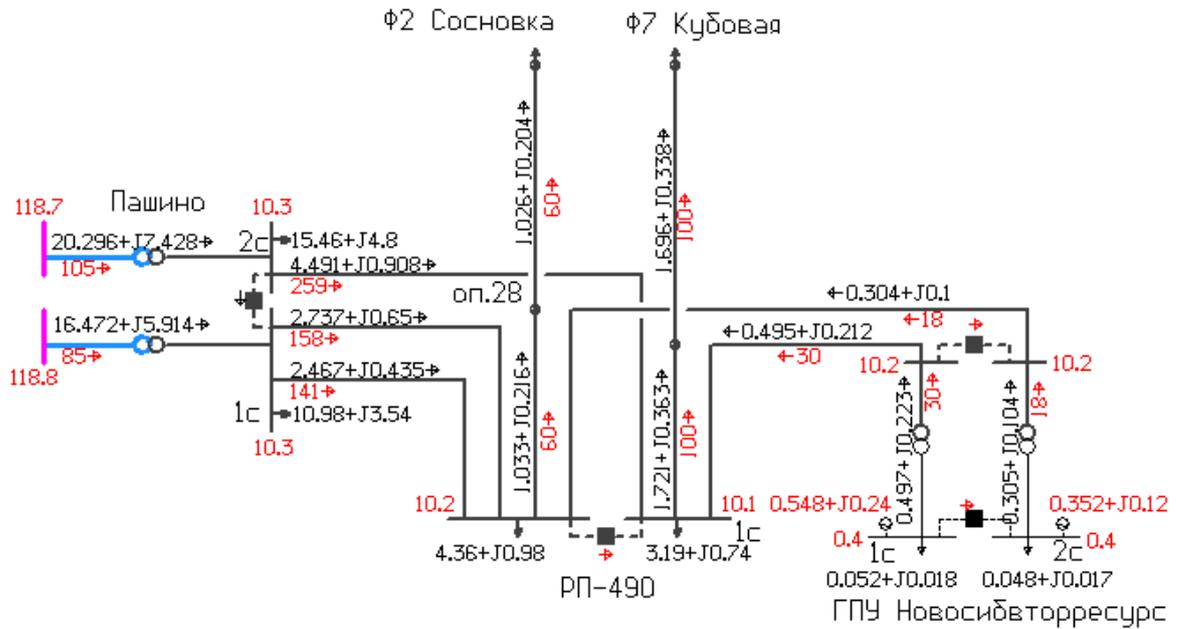


Рисунок 4.12 – Зимний максимум 2024 г. Нормальный режим с учетом ввода ГПУ. Вариант 2

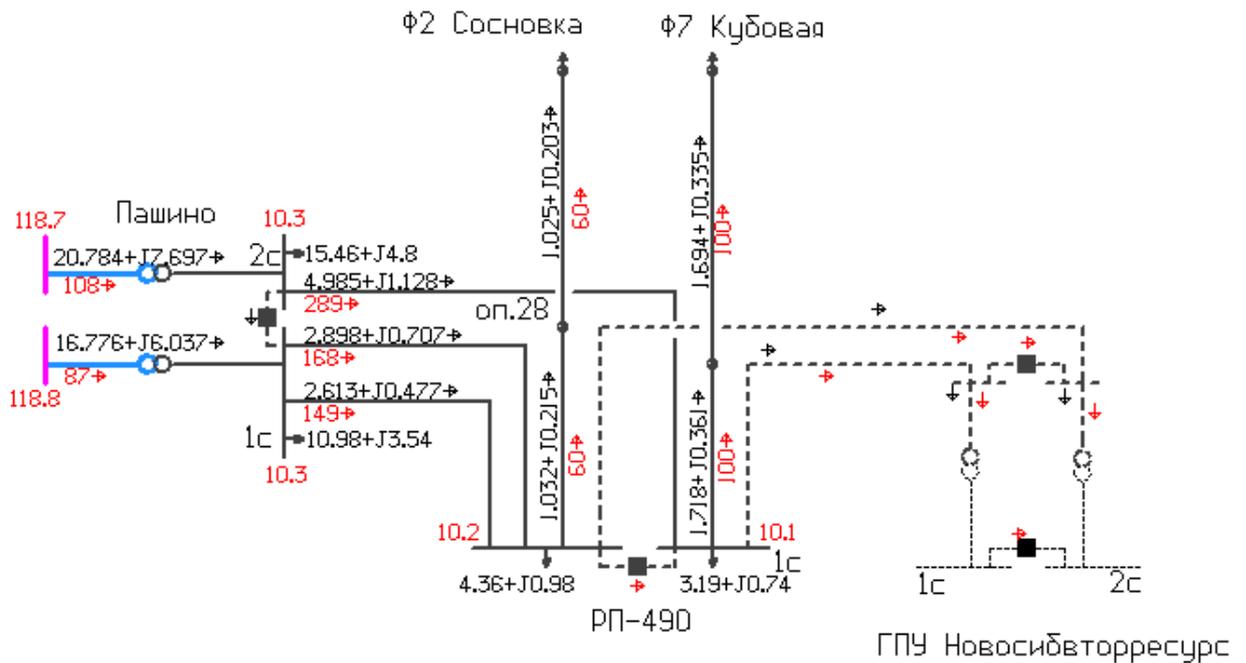


Рисунок 4.13 – Зимний максимум 2024 г. Нормальный режим без учета ввода ГПУ. Вариант 2

Таблица 4.18 – Расчетные значения мощности при оценке потерь для Варианта 2

	Р потр., МВт	ΔР, МВт	ΔР, %	Снижение потерь
Существующая схема	37,563	0,319	0,85%	6%
После ввода ГПУ	37,671	0,303	0,8%	

Результаты расчета подтверждают эффективность применения объекта генерации на свалочном газе для снижения потерь даже в сети незначительной протяженности. Также расчеты показали, что для варианта 1, в котором объект генерации подключен дальше от центра питания, снижение потерь в два раза больше, чем в варианте 2. Таким образом, эффективность объекта генерации на свалочном газе для снижения потерь электрической энергии возрастает тем сильнее, чем дальше она подключается в сеть от центра питания.

4.10. Использование объектов генерации на свалочном газе для выравнивания графика нагрузки в распределительной электрической сети

Режим работы объектов генерации на свалочном газе может быть принят не равномерным графиком, а повторять кривую потребления мощности потребителей, тем самым покрывая пики потребления и разгружая сетевое оборудование.

Так, например, для рассматриваемого примера в пик потребления недопустим ремонт питающих РП-490 кабельных линий электропередачи – ф. 10229, ф. 10227, ф.10212, т.к. загрузка оставшихся в работе кабельных линий электропередачи – ф. 10229 и ф. 10227 может превышать длительно допустимую и аварийно-допустимую величину (максимальная загрузка ф.10227 299 А, что составляет 121,6% от длительно допустимого тока КЛ).

То есть в настоящее время для обеспечения возможности ремонта линий электропередачи требуется реконструкция сети с увеличением пропускной способности кабельных линий.

Однако, анализируя график загрузки по ф. 10227, приведенный на рисунке 4.14, можно сделать вывод, что ток нагрузки превышает допустимый ток только 4-5 часов в сутки и проблему перегрузки можно решить не глобальной реконструкцией сети, а локальными мероприятиями в виде накопителя энергии, который будет отдавать запасаемую за сутки мощность в течение 4-5 пиковых часов.

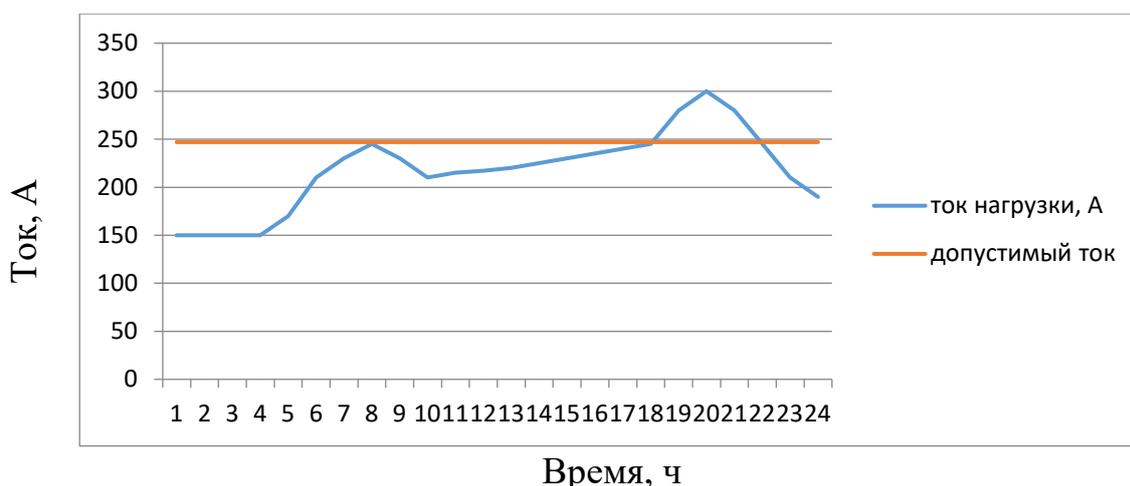


Рисунок 4.14 – Суточный график нагрузки по ф. 10227

При этом электростанция на свалочном газе также может выполнять роль такого накопителя, т.к. в течении суток может выкачивать газ из тела полигона и сжигать его, вырабатывая электроэнергию, не равномерным графиком, а в режиме работы накопителя – то есть в ночные часы минимума потребления снижать выдаваемую мощность, а в пиковые часы нагрузки увеличивать.

Так для рассматриваемого примера, для обеспечения возможности ремонта сетевого оборудования требуется увеличение количества ГПУ с 5 до 8 единиц. Расчеты загрузки сети для разного количества ГПУ приведены в таблице 4.19

Таблица 4.19 – Максимальная загрузки сети для разного количества ГПУ

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Идоп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229). ГПУ 5 блоков				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.491+J0.908	259	602	43,0
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	откл.	-	280	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	5.227+J1.105	300	247	121,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	1.023+J0.209	60	242	24,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.721+J0.363	100	342	29,3
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229). ГПУ 8 блоков				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.978+J1.115	300	602	50
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	откл.	-	280	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	4.229+J0.656	244	247	99
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	1.023+J0.209	60	242	24,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.721+J0.363	100	342	29,3
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	откл.	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	1.294+J0.524	18	375	4,8

Проведенный расчет показал, что добавление трех ГПУ и перевод их всех на одну СШ полностью решает вопросы токовой перегрузки кабельных линий и обеспечивает возможность проведения ремонта. Таким образом с технической точки зрения использование объекта генерации на свалочном газе для выравнивания графика нагрузки и увеличения пропускной способности сети является эффективным.

Для оценки экономической эффективности сравним затраты на увеличение количества ГПУ с 5 до 8 единиц с затратами на строительство классической системы накопления электрической энергии с использованием преобразователей энергии и аккумуляторных батарей.

Оценка стоимости расширения электростанции приведена в таблице 4.20.

Таблица 4.20 – Дополнительные капитальные затраты на расширение электростанции

Наименование	Количество	Цена, тыс. руб.	Капитальные затраты, тыс. руб.
ГПУ GazEcos ТМЗ 250 кВт	3	3 950	11 850
Глушитель низкошумный	3	150	450
Контейнер с технологическими системами	3	715	2 145
Пуско-наладочные работы	3	150	450
Итого			14 895

Для получения сопоставимого эффекта при использовании классической системы накопления электрической энергии с использованием преобразователей энергии и аккумуляторных батарей требуется система накопления мощностью 500 кВт и емкостью не менее 1500 кВт/ч. Приближенные капитальные затраты на реализацию такой системы накопления составят порядка 85 млн. руб. (17 500 тыс. руб. за преобразователь (принята удельная стоимость 35 тыс. руб. за кВт) и 67 500 тыс. руб. за накопитель (принята удельная стоимость 45 тыс. руб. за кВт/ч).

Таким образом, технико-экономическая оценка показала, что применение объекта генерации на свалочном газе для выравнивания графика нагрузки электрической сети более чем в 5 раз выгоднее применения классической системы накопления энергии при технически сопоставимых параметрах.

Выводы по главе 4

1. Для проведения исследования режимов работы ГПУ на свалочном газе в составе ЭЭС в качестве примера рассмотрена перспективная электростанция на базе ГПУ классического исполнения без применения электромагнитного вариатора проектной установленной мощностью 1,25 МВт в Новосибирской области.
2. Для проведения исследования разработана методика, состоящая из 7 этапов.
3. В рамках проведенного исследования по предложенной методике были разработаны 2 варианта технологического присоединения к энергосистеме ГПУ, функционирующей на свалочном газе.
4. Для рассматриваемых вариантов были проведены:
 - исследование установившихся электроэнергетических режимов;
 - исследование режимов короткого замыкания;
 - технико-экономическое сравнение вариантов.
5. По результатам исследований для предложенных вариантов определен перечень требуемых мероприятий.
6. На основании выполненного технико-экономического сравнения был принят рекомендуемый вариант подключения ГПУ к электрической сети.
7. Для рекомендуемого варианта были рассчитаны затраты на строительство и определен экономически обоснованный тариф на электрическую энергию. Проведенная оценка показала значительную зависимость тарифа от качества газа, что подтверждает ранее сделанные выводы о необходимости проведения предварительных исследований перед строительством электростанции.
8. В рамках проведенного исследования дополнительно выполнена оценка эффективности использования объектов генерации на свалочном газе для повышения энергоэффективности за счет снижения потерь электрической энергии и выравнивания графика нагрузки распределительной электрической сети, которая подтвердила положительное влияние объектов генерации на свалочном газе на энергоэффективность.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основными итогами выполненного исследования являются:

1. Разработана модель и выполнено исследование потенциала использования в мегаполисах объектов генерации на основе возобновляемых источников энергии. Показано, что в мегаполисах наиболее рационально применение объектов генерации на свалочном газе. Проведен анализ организационных и технических особенностей их работы.

2. Разработаны и верифицированы методика и модель оценки зависимости режима работы объекта генерации на свалочном газе от параметров используемого газа, создана укрупненная информационная карта такой зависимости для оценки эффективности объектов генерации на свалочном газе. Показано, что в зависимости от качества газа рабочая мощность генерирующего оборудования находится в диапазоне 42-68% от установленной мощности.

3. Разработана модель оценки эффективности применения электромагнитного вариатора для обеспечения динамической устойчивости объектов генерации на свалочном газе при их работе в составе электроэнергетической системы. Обосновано, что электромагнитный вариатор может считаться эффективным техническим мероприятием для обеспечения динамической устойчивости газопоршневой установки при аварийных возмущениях в электрической сети.

4. Предложена методика исследования режимов работы объектов генерации на свалочном газе в составе электроэнергетической системы, которая позволяет наиболее точно оценить объем необходимых мероприятий и капитальные затраты для строительства объекта генерации на свалочном газе, а также точно оценить экономический и технический эффект от данного строительства.

5. Выполнено исследование режимов работы объекта генерации на свалочном газе в составе электроэнергетической системы с учетом оценки установившихся электроэнергетических режимов и режимов короткого замыкания,

а также проведена технико-экономическая оценка вариантов его технологического присоединения к электрической сети, с определением капитальных и эксплуатационных затрат.

6. Установлена необходимость пересмотра действующей нормативной документации в части изменения значения коэффициента использования установленной мощности для объектов генерации на свалочном газе. Изменение действующей нормативной документации позволит исключить предъявляемые в настоящее время технически нереализуемые требования к таким объектам.

7. Обоснована зависимость тарифа на электрическую энергию и мощность от качества используемого газа, а, соответственно, и экономической эффективности генерирующих объектов, функционирующих на основе использования свалочного газа. Оценка показала, что в зависимости от качества газа экономическая эффективность генерирующих объектов, функционирующих на свалочном газе, может отличаться в 2 раза.

8. Подтверждена эффективность применения объектов генерации на свалочном газе для снижения потерь электрической энергии в распределительной электрической сети. Показано, что снижение потерь может составлять порядка 12% даже в сети незначительной протяженности. При этом чем дальше объект генерации устанавливается от центра питания, тем его эффективность выше.

9. Доказана эффективность использования объектов генерации на свалочном газе для выравнивания графика нагрузки распределительной электрической сети. Оценка показала, что применение объекта генерации на свалочном газе для этих целей экономичнее классической системы накопления электрической энергии более чем в пять раз.

Перспективы дальнейшей разработки темы исследования.

Выявленная возможность использования электромагнитного вариатора для обеспечения динамической устойчивости объектов генерации на свалочном газе может быть использована в дальнейшем для научных исследований по обеспечению динамической устойчивости объектов генерации других типов и

более глубоких научных исследований с построением опытных образцов и натурными испытаниями.

Использование разработанных методик, информационных карт, математических моделей и алгоритмов позволит существенно упростить процесс технико-экономической оценки, принятия решения, строительства и получения выгодного тарифа для генерирующих объектов, функционирующих на свалочном газе, что позволит существенно увеличить объем такой генерации в мегаполисах.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АСУ ТП	– Автоматизированная система управления технологическим процессом
АОДС	– Автоматическое опережающее деление сети
ВИЭ	– Возобновляемый источник энергии
ВЛ	– Воздушная линия
ВЭС	– Ветроэлектрическая станция
ВЭУ	– Ветроэнергетическая установка
ГПУ	– Газопоршневая установка
ГТУ	– Газотурбинная установка
ДВС	– Двигатель внутреннего сгорания
ДПМ	– Договор о предоставлении мощностей
ДЭС	– Дизельная электростанция
ГЭС	– Гидроэлектростанция
ЕЭС	– Единая энергосистема
КЗ	– Короткое замыкание
КИУМ	– Коэффициент использования установленной мощности
КВЛ	– Кабельно-воздушная линия
КЛ	– Кабельная линия
КПД	– Коэффициент полезного действия
ЛЭП	– Линия электропередачи
НП	– Научное предприятие
НТД	– Нормативно-техническая документация
НТИ	– Национальная технологическая инициатива
ОИВ	– Органы исполнительной власти
ПАО	– Публичное акционерное общество
ПГУ	– Парогазовая установка
ПВК	– Программно-вычислительный комплекс

ПА	– Противоаварийная автоматика
РЗ	– Релейная защита
РГ	– Распределенная генерация
РУ	– Распределительное устройство
СВ	– Секционный выключатель
СВМ	– Схема выдачи мощности
СН	– Собственные нужды
СиПР	– Схема и программа развития электроэнергетики
СЭС	– Солнечная электростанция
Т	– Трансформатор
ТКО	– Твердые коммунальные отходы
ТУ на ТП	– Технические условия на технологическое присоединение
ТЭО	– Технико-экономическое обоснование
ТП	– Трансформаторная подстанция
ТЭЦ	– Теплоэлектроцентраль
УОГ	– Установка очистки газа
УПС	– Укрупненные показатели стоимости
Ф	– Фидер
ФЭМ	– Фотоэлектрический модуль
ФЭП	– Фотоэлектрический преобразователь
ЧЧИ	– Число часов использования
ШБМ	– Шина бесконечной мощности
ЭВ	– Электромагнитный вариатор
ЭТ	– Электромагнитная трансмиссия
ЭЭС	– Электроэнергетическая система
RTDS	– Real Time Digital Simulator

СПИСОК ОПРЕДЕЛЕНИЙ

- Возобновляемые источники энергии** – энергия солнца, энергия ветра, энергия вод (в том числе энергию сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электроэнергетических станциях, энергия приливов, энергия волн водных объектов, в том числе водоемов, рек, морей, океанов, геотермальная энергия с использованием природных подземных теплоносителей, низкопотенциальная тепловая энергия земли, воздуха, воды с использованием специальных теплоносителей, биомасса, включающая в себя специально выращенные для получения энергии растения, в том числе деревья, а также отходы производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива, биогаз, газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов, газ, образующийся на угольных разработках
- Устойчивость электроэнергетической системы** – способность электроэнергетической системы сохранять синхронную работу электрических станций после отключений линий электропередачи, оборудования объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок
- Статическая устойчивость** – возможность обеспечения устойчивости при нормативном возмущении в установившемся режиме
- Динамическая устойчивость** – возможность обеспечения устойчивости при нормативном возмущении в переходном процессе
- Свалочный газ** – газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. MICROGRIDS Evolution Roadmap TF C6.22, 2012 г. CIGRE Study Committee C6, «Distribution Systems and Dispersed Generation».
2. Е.В. Дмитриева/Мир знаний/Перспективы распределенной генерации в России. Ссылка на источник: <http://mirznanii.com/a /195858/perspektivy-raspredelelnoy-generatsii-v-rossii>.
3. Федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ (ред. от 27.12.2018) "Об электроэнергетике" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2019).
4. Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 N 937 (ред. от 08.12.2018) "Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации".
5. Приказ Министерства энергетики РФ от 3 августа 2018 г. № 630 "Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Методические указания по устойчивости энергосистем".
6. Свободная пресса/ История энергетики России. Ссылка на источник: <https://svpressa.ru/energy/>.
7. Круглый стол на тему: «Распределенная энергетика как важное направление развития современной энергетики», организованный Аппаратом Комитета по энергетике Государственной Думы при участии НП «Распределенная энергетика». Ссылка на источник: <https://energy.s-kon.ru/raspredelelennaya-energetika-kak-vazhnoe-napravlenie-razvitiya-sovremennoj-energetiki/>.
8. Выступление Михаила Лифшица на конференции «Российская энергетика: новый инвестиционный цикл», организованной газетой «Ведомости». Ссылка на источник: <http://zaorotec.ru/#e11593>.

9. Е. Алексеёнок/Региональная энергетика и энергосбережение №3/2017/Возобновляемая энергетика на Дальнем Востоке. Ссылка на источник: <https://energy.s-kon.ru/a-a-kaplun-vozobnovlyаемая-energetika-na-dalнем-vostoke/>.
10. Постановление правительства РФ «Об утверждении Перечня районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей с ограниченными сроками завоза грузов (продукции)» от 23 мая 2000 г. № 402.
11. Постановление правительства РФ «О внесении изменений в перечень районов Крайнего Севера и приравненных к ним местностей с ограниченными сроками завоза грузов (продукции)» от 6 декабря 2016 г. № 1305.
12. Kiseleva S., J. Rafikova, and V. Shakun 2015. Estimating Renewable Energy Resources of Russia: Goals and Perspectives.
13. IFC. 2012. Renewable energy policy in Russia. Waking the Green Giant. IFC.
14. И. Башмаков. Публикации ЦЭНЭФ-XXI. Анализ нынешнего положения изолированных систем энергоснабжения с высокими затратами на энергию (http://www.cenef.ru/file/Discussion_paper1.pdf).
15. Суржикова О.А./ Региональная экономика: теория и практика/2010/ Обеспечение электроэнергией труднодоступных, малонаселенных и удаленных регионов.
16. Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Ижбулдин А.К./Пространственная экономика/2018/Автономные энергоисточники на севере дальнего востока: характеристика и направления диверсификации.
17. Башмаков И.А./ Энергосбережение/2017/Повышение эффективности энергоснабжения в северных регионах России.
18. Метеоданные солнечной и ветровой активности NASA RetScreen data meteorology [Электронные ресурс]. – Режим доступа: <https://power.larc.nasa.gov/>.
19. Программный комплекс оптимизации гибридных систем HOMER [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.homerenergy.com>.
20. Удалов С. Н. Возобновляемые источники энергии, Новосибирский государственный технический университет. – 2009.

21. Статья в интернет издании Переток.ру
<http://peretok.ru/news/generation/18273/>.

22. Статья в интернет издании Переток.ру
<http://peretok.ru/news/generation/18180/>.

23. Орлова Я.Ю. Геотермальная энергетика как пример рационального использования природных ресурсов// Сборник трудов Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов «Экология и безопасность в техносфере: современные проблемы и пути решения. – Изд-во: НИТПУ. – 2015. – с.160-162.

24. Арнс В.Ж. Физико-химическая геотехнология: Учеб.пособие. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2001. – 656 с.

25. Возобновляемые источники энергии: термины и определения. Издание второе, дополненное. Под общей редакцией Рустамова Н.А. Авторский коллектив: Андреев Т.И, Горнов В.Ф., Городничев Р.М., Киселева С.В., Коробкова Т.П., Нефедова Л.В., Рустамов Н.А., Тугов А.Н., Чернова Н.И., Усачев И.Н. – М.: Изд-во ООО «Франтера», 2019. – 114с.

26. Солнечная панель – модуль HVL-370/HJT [сайт]: Группа компаний «Хевел» // URL: <http://www.hevelsolar.com/catalog/good/hvl-370-hjt/>.

27. ГОСТ Р 51237-98. Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Термины и определения.

28. ГОСТ Р 51991-2002. Нетрадиционная энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Общие технические требования.

29. ГОСТ Р 54531-2011. Нетрадиционные технологии. Возобновляемые и альтернативные источники энергии. Термины и определения.

30. ГОСТ Р 54418.1-2012. Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Часть 1. Технические требования.

31. ГОСТ Р 54418.2-2014. Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Установки ветроэнергетические. Часть 2. Технические требования к малым ветроэнергетическим установкам.

32. СТО 70238424.27.100.059-2009. Ветроэлектростанции (ВЭС). Условия создания. Нормы и требования.
33. СТО РусГидро 03.01.102-2013. Ветроэлектростанции. Основные требования, критерии выбора ветроэнергетического оборудования для ветроэлектростанций.
34. СНиП II-12-77. Защита от шума.
35. В. И. Чарыков, А. А. Городских. Концепция использования ветроэнергетических установок в Курганской области // Приоритетные направления развития энергетики в АПК: сборник статей по материалам II Всероссийской (национальной) научно-практической конференции. (Курган, 2018).
36. Гигиенические проблемы размещения современных ветровых электростанций при их проектировании. И.С. Киреева и др. // ГУ «Институт гигиены и медицинской экологии им. А. Н. Марзеева» Национальной академии медицинских наук Украины, Киев, 2013.
37. Wind turbines manufacturers [Электронный ресурс] // URL: <https://en.wind-turbine-models.com/manufacturers>.
38. Ветряная электрическая станция в Ульяновской области [сайт]: ПАО «Фортум» // URL: <https://www.fortum.ru/vetryanaya-elektricheskaya-stanciya-v-ulyanovskoy-oblasti>.
39. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2017 году». М.: Минприроды России; НПП «Кадастр», 2018. 888 с.
40. Приложение к журналу «Коммунальщик» № 02/2011 «Твердые бытовые отходы».
41. В.Московенко Интерактивная карта свалок России: этапы большого пути [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://gosvopros.ru/>.
42. «Оценка новой системы извлечения свалочного газа» - Multriwell B.V., 2015 г.

43. GazEcos – промышленная компания, занимающаяся производством электростанций по собственной запатентованной технологии и их продажей конечным потребителям [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gazecos.ru/>.

44. Постановление Правительства РФ от 23.01.2015 N 47 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии на розничных рынках электрической энергии».

45. Положение о признании генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии, квалифицированным генерирующим объектом (утверждено 29 июля 2014 года Протоколом № 17/2014 заседания Наблюдательного совета НП «Совет рынка»).

46. «Поддержка ВИЭ на розничных рынках: сигнал к действию» - ООО «ВЫГОН Консалтинг», 2017 г.

47. Постановление Правительства РФ от 23.09.2016 №961 "О порядке предоставления субсидий из федерального бюджета на государственную поддержку технологического присоединения генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии".

48. Положение о порядке ведения реестра выдачи и погашения сертификатов, подтверждающих объем производства электрической энергии на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах (утверждено 19 сентября 2014 года Протоколом № 22/2014 заседания Наблюдательного совета НП «Совет рынка»).

49. Распоряжение Правительства РФ от 8 января 2009 года N 1-р «Об утверждении Основных направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года» (с изменениями на 28 февраля 2017 года).

50. Постановление Правительства РФ от 03.06.2008 N 426 (ред. от 02.04.2021) "О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии".

51. Доклад Энергетического центра Московской школы управления СКОЛКОВО «Распределенная энергетика в России: потенциал развития» - 2019г.

52. Фишов, А. Г. Мультиагентное регулирование напряжения в электрических сетях с распределенной генерацией и активными потребителями / С. Т. Исмоилов, С. С. Труфакин, А. Г. Фишов // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: труды 4-й Междунар. науч.-практ. конф. – Екатеринбург: Изд-во Российский нац. комитет СИГРЭ. - 2013 г. - С. 99-100.

53. Arshad Saleem. Multiagent based protection and control in decentralized electric power systems. / Arshad Saleem, Morten Lind, Manuela M. Veloso // 9th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems AAMAS. - 2010.

54. Jignesh M. Solanki. Multi-agent-based reconfiguration for restoration of distribution systems with distributed generators / Jignesh M. Solanki, Sarika Khushalani Solanki, Noel Schulz // Integrated Computer-Aided Engineering. – 2010. - №17. - P 331–346.

55. Jignesh M. Solanki. A Multi-Agent Solution to Distribution Systems Restoration / Jignesh M. Solanki, Sarika Khushalani, Noel N. Schulz // IEEE transactions on Power Systems. – 2007. - № 22 (3). – P. 1026-1034.

56. McArthur. Multi-Agent Systems for Power Engineering Applications / McArthur, S. D. J. and Davidson, E. M. and Catterson, V. M. and Dimeas, A. L. and Hatziargyriou, N. D. Ponci, F. Funabashi, T. // Multi-agent systems for power engineering applications - part 2: technologies, standards and tools for building multi-agent systems. IEEE Transactions on Power Systems. - 2007. - 22 (4). P. 1753-1759.

57. Alexandra von Meier, David Culler, Alex McEachern. Micro-Synchrophasors for Distribution Systems//Draft (version April 19, 2013).

58. Андреев В. А. Использование абсолютного угла для управления переходными режимами энергосистемы // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2011. – №. 65. – С. 27-42.
59. Андреев В. А., Асанбаев Ю. А., Сказыбаева Н. С. Динамическая устойчивость энергосистемы при регулировании мощности турбин генераторов по абсолютному углу // Электрические станции. – 2005. – №. 12. – С. 11-16.
60. Aho J.P., Kraft L.G. Control of a Wind Turbine with a Magnetic Continuously Variable Transmission for Mitigation of Torque Variations // Proc. of the 2011 AIAA/ASME Wind Symposium. – USA, Orlando, 2011. – 28 p.
61. Polinder H. Trends in Wind Turbine Generator Systems // IEEE Journal of emerging and selected topics in power electronics. – 2013 September. – V. 1. – № 3. – pp. 174–185.
62. Udalov S. N., Pristup A. G., Achitaev A. A. Research of magnetic transmission with variable gear ratio in a wind-driven generator for improving dynamic stability stroke // BULLETIN OF THE TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY-GEO ASSETS ENGINEERING. – 2015. – Т. 326. – №. 10. – С. 123-134.
63. Thompson S., Sawyer J., Bonam R., Valdivia J.E. Building a better methane generation model: Validating models with methane recovery rates from 35 Canadian landfills // Waste Management, 29 (7), 2009, p. 2085-2091.
64. Программный комплекс оптимизации гибридных систем HOMER [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.homerenergy.com>.
65. Борисенко А. Н. и др. Математическое моделирование дизель-генератора как объекта регулирования скорости с учетом случайного характера ее девиации, измерения фаз топливоподачи и дополнительного воздухообеспечения // Вестник Национального технического университета Харьковский политехнический институт. Серия: Информатика и моделирование. – 2010. – №. 21.
66. Ostapenko O. P. Energy efficiency of energy supply systems, based on combined cogeneration heat pump installations and peak sources of heat // Scientific Works of Vinnytsia National Technical University. № 1. – 2016.

67. Kosov V. V. et al. Effect of torrefaction on properties of solid granulated fuel of different biomass types //High Temperature. – 2014. – Т. 52. – №. 6. – С. 907-912.
68. Filippov S. P. Small-capacity power engineering in Russia //Thermal engineering. – 2009. – Т. 56. – №. 8. – С. 665-672.
69. Omar M. et al. Modelling and System Identification of Gas Fuel Valves in Rowen’s Model for Dry Low Emission Gas Turbine //2018 IEEE Conference on Big Data and Analytics (ICBDA). – IEEE, 2018. – С. 33-37.
70. Приказ Федеральной антимонопольной службы от 30.09.2015 № 900/15 "Об утверждении Методических указаний по установлению цен (тарифов) и (или) предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях".
71. А.А. Жидков. Специфика использования свалочного газа с полигонов ТКО для генерации и продажи электроэнергии. Национальная технологическая инициатива EnergyNet. VII Международный форум технологического развития «Технопром-2019» (Новосибирск 2019).
72. Rasmussen P.O. Development of a high-performance magnetic gear. IEEE Transactions on Industry Applications, 2005, vol. 41, no. 3, pp. 764–770.
73. Wang J., Atallah K., Carvley S.D. A magnetic continuously variable transmission device // Magnetics, IEEE. – 2011. – Т. 47. – № 10. – pp. 2815–2818.
74. Montague R., Bingham C., Atallah K. Servo control of magnetic gears // Mechatronics, IEEE/ASME Transactions on. – 2012. – Т. 17. – №. 2. – pp. 269-278.
75. Bouheraoua M., Wang J., Atallah K. Speed Control for a Pseudo Direct Drive Permanent-Magnet Machine With One Position Sensor on Low-Speed Rotor //Industry Applications, IEEE Transactions on. – 2014. – Т. 50. – №. 6. – pp. 3825-3833.
76. J. Wang and K. Atallah, «Modeling and control of ‘pseudo’ direct-drive brushless permanent magnet machines,» in Proc. IEEE IEMDC, 2009, pp. 870–875.

77. Atallah K., Calverley S. D., Howe D. High-performance magnetic gears // *Journal of Magnetism and Magnetic Materials*. – 2004. – Т. 272. – pp. E1727-E1729.
78. K. Atallah et al. A novel «Pseudo» direct-drive brushless permanent magnet machine // *Magnetics, IEEE Transactions on*. – 2008. – Т. 44. – № 11. – pp. 4349–4352.
79. Atallah K., Wang J. A brushless permanent magnet machine with integrated differential // *IEEE Transactions on Magnetics*. – 2011. – Т. 47. – №. 10. – pp. 4246-4249.
80. Neuland A.H. Apparatus for transmitting power. US Patent 1171351, Feb. 1916.
81. L. Jian et al. Comparison of coaxial magnetic gears with different topologies // *Transaction on Magnetics, IEEE*. – 2009. – Т. 45. – № 10. – pp. 4526–4529.
82. K. Atallah et al. A novel «Pseudo» direct-drive brushless permanent magnet machine // *Magnetics, IEEE Transactions on*. – 2008. – Т. 44. – № 11. – pp. 4349–4352.
83. Peng S., Fu W.N., Ho S.L. A Novel High Torque-Density Triple-Permanent-Magnet-Excited Magnetic Gear // *Magnetics, IEEE*. – 2014. – Т. 50. – № 11. – pp. 1–4.
84. Kobayashi H. et al. Design of axial-flux permanent magnet coreless generator for the multi-megawatts wind turbines // *EWEC2009*. – 2009.
85. Atallah K., Calverley S.D., Howe D. High-performance magnetic gears // *Journal of Magnetism and Magnetic Materials*, 2004, vol. 272, pp. E1727–E1729.
86. Афанасьев А. А., Ефимов В. В., Никитин В. М. Численное математическое моделирование одноступенчатого магнитного редуктора // *Электричество*. – 2014. – №. 4. – С. 62-68.
87. Афанасьев А. А. Расчет магнитного мультипликатора // *Электричество*. – 2013. – №. 9. – С. 42-48.
88. Афанасьев А. А. и др. Стабилизация напряжения и частоты электрогенератора ветроэнергетической установки с помощью магнитного редуктора // *Вестник Чувашского университета*. – 2017. – №. 1.
89. Enomoto Y. et al. Magnetic gear mechanism: пат. 9385581 США. – 2016.
90. Molokanov O. et al. Dynamic model of coaxial magnetic planetary gear // *Electrical Machines and Systems (ICEMS), 2015 18th International Conference on*. – IEEE, 2015. – С. 944-948.

91. Molokanov O. et al. Study on cogging torque in coaxial planetary magnetic gear //Power Electronics Conference (SPEC), IEEE Annual Southern. – IEEE, 2016. – C. 1-5.
92. Molokanov O. et al. Analyses and experimental validation of coaxial magnetic planetary gear //Electrical Apparatus and Technologies (SIELA), 2014 18th International Symposium on. – IEEE, 2014. – C. 1-4.
93. Dergachev P. A., Kurbatov P. A., Molokanov O. N. A magnetic multiplier with a controllable reduction ratio for wind and small hydroelectric power plants //Russian Electrical Engineering. – 2013. – T. 84. – №. 4. – C. 206-211.
94. Jafari, Seyyed Hosein, Mahdi Raoofat, and Haidar Samet. "Improving transient stability of double fed induction generator using fuzzy controller."International Transactions on Electrical Energy Systems 24.8 (2014): 1065-1075.
95. Sapsalev A. V. et al. Structural model of a magnetic gearbox //Micro/Nanotechnologies and Electron Devices (EDM), 2017 18th International Conference of Young Specialists on. – IEEE, 2017. – C. 568-571.
96. Huber J., Kopecek H., Hofbauer M. Sensor selection for fault parameter identification applied to an internal com-bustion engine //2014 IEEE Conference on Control Applica-tions (CCA). – IEEE, 2014. – C. 89-96.
97. L. Guzzella and C. H. Onder, Introduction to Model-ing and Control of Internal Combustion Engine Systems. Springer, 2007.
98. Moghaddam T. V., Yadavar Nikraves S. K., Khosravi M. A. Adaptive constrained sliding mode control of uncertain nonlinear fractional-order input affine systems //Journal of Vibration and Control. – 2019. – C. 1077546319879484.
99. Udalov, S. N., Achitaev, A. A., Pristup, A. G., Bochenkov, B. M., Pankratz, Y., & Tarbill, R. D. Increasing the regulating ability of a wind turbine in a local power system using magnetic continuous variable transmission //Wind Engi-neering. – 2018. – T. 42. – №. 5. – C. 411-435.
100. Li J., Yang Q., Yao P., Sun Q., Zhang Z., Zhang M., & Yuan W. A Novel use of the Hybrid Energy Storage System for Primary Frequency Control in a Microgrid. Energy Proce-dia, 2016, 103, pp. 82-87.

101. Montague R., Bingham C., Atallah K. Servo control of magnetic gears //IEEE/Asme Transactions on Mechatronics. – 2011. – Т. 17. – №. 2. – С. 269-278.
102. Dalpian G. M. et al. Phenomenological band structure model of magnetic coupling in semiconductors //Solid state communications. – 2006. – Т. 138. – №. 7. – С. 353-358.
103. A. V. Sapsalev, A. A. Achitaev, V. V. Bogdanov, N. P. Savin and O. B. Davydenko, "Structural model of a magnetic coupling," 2016 17th International Conference of Young Specialists on Micro/Nanotechnologies and Electron Devices (EDM), Erlagol, 2016, pp. 555-558.
104. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
105. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» // СТО 56947007-29.060.20.020-2009 Методические указания по применению силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10-35 кВ.
106. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
107. ГОСТ 1516.3-96 «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции».
108. НЦС 81-02-21-2017. Сборник № 21. Объекты энергетики (за исключением линейных)», утвержден Приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 01.06.2017 № 833/пр.
109. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК» (утвержден Приказом ОАО «Холдинг МРСК» от 20.09.2012 г. № 488).
110. Письмо Министерства строительства и ЖКХ РФ № 45082-ХМ/09 от 05.12.2017г.
111. Справочник по проектированию электрических сетей под редакцией Д.Л. Файбисовича, М.: 2012 г.

112. Приказ ФАС N 900/15 от 30.09.2015 г. «Об утверждении Методических указаний по установлению цен (тарифов) и (или) предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях».

113. Федеральный закон № 335-ФЗ от 27.11.2017 «О внесении изменений в части первую и вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации».

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Результаты расчетов электрических режимов в сети 10 кВ района размещения вновь сооружаемой электростанции для двух вариантов подключения электростанции к энергосистеме Новосибирской области

Описание режимов работы, прилегающей к электростанции, сети.

Вариант 1

Для проверки работоспособности и загрузки сети 10 кВ выполнены расчеты для характерных нормальных, послеаварийных и ремонтных схем в режимах максимальных и минимальных нагрузок зимнего и летнего периодов. Результаты расчетов приводятся по форме таблиц, разработанной в рамках расчетной методики, предложенной в настоящей работе. Загрузка элементов сети 10 кВ рассматриваемого района на 2019-2021 г. приведена в таблице А.1, на 2024 г. выполнялись аналогичные расчеты.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов для нормальных схем 2021 г. приведены на рисунках А.1-А.4, для нормальных схем 2024 г. – на рисунках А.5-А.8.

Описание режимов работы, прилегающей к электростанции сети.

Вариант 2

Для варианта 2 подключения электростанции к сети выполнены аналогичные расчеты. Загрузка элементов сети 10 кВ рассматриваемого района на 2021 г. приведена в таблице А.2, на 2024 г. выполнялись аналогичные расчеты.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов для нормальных схем 2019 г. приведены на рисунках А.9-А.12, для нормальных схем 2024 г. – на рисунках А.13-А.16.

Таблица А.1 – Загрузка элементов сети в 2021 г. Вариант 1

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Идоп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
Зимний максимум 2019 г.				
Нормальный режим				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.245+J0.733	243	602	40,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.598+J0.614	150	280	53,6
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.342+J0.41	133	247	53,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.678+J0.103	39	242	16,1
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.143+J0.124	65	342	19,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ №1	0.495+J0.212	31	375	8,3
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ	0.305+J0.104	18	88	20,5
Послеаварийные режимы				
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	откл.	-	602	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.599+J0.614	150	280	53,6
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.342+J0.41	133	247	53,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.678+J0.103	39	242	16,1
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	откл.	-	342	-
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ №1	откл.	-	375	-
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ	0.305+J0.104	18	88	20,5
Ремонт КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212). Включение СВ-10 кВ на РП-490				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	откл.	-	602	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)*	4.845+J1.067	279	280	99,8
			315	88,6
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)*	4.363+J0.695	248	247	100,6
			277	89,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.669+J0.096	39	242	16,1
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.13+J0.116	65	342	19,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ №1	0.495+J0.213	31	375	8,3
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ №2	0.305+J0.101	19	375	5,1
1Т ТП ГПУ	0.497+J0.224	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ	0.305+J0.104	19	88	21,6

Продолжение таблицы А.1

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Идоп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.245+J0.733	243	602	40,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	откл.	-	280	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)*	4.96+J1.045	284	247	115,2
			277	102,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.668+J0.096	39	242	16,1
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.143+J0.124	65	342	19,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ №1	0.495+J0.212	31	375	8,3
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ №2	0.305+J0.101	19	375	5,1
1Т ТП ГПУ	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ	0.305+J0.104	19	88	21,6
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.245+J0.733	243	602	40,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)*	4.954+J1.051	284	280	101,6
			315	90,2
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	откл.	-	247	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.671+J0.098	39	242	16,1
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.143+J0.124	65	342	19,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	31	375	8,3
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.305+J0.101	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Отключение 1 СШ 10 кВ на ПС 110 кВ Пашино				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.249+J0.736	242	602	40,2
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	откл.	-	280	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	откл.	-	247	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	откл.	-	242	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.144+J0.125	65	342	19,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	31	375	8,3
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	откл.	-	375	-
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
Ремонт 1 СШ 10 кВ на ПС 110 кВ Пашино. Включение СВ-10 кВ на РП-490				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	9.146+J1.93	528	602	87,7
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	J0.038	2	280	0,7
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	J0.034	2	247	0,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.664+J0.093	39	242	16,1
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.123+J0.111	65	342	19,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.496+J0.213	31	375	8,3
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.305+J0.101	19	375	5,1
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.498+J0.224	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.105	19	88	21,6
Отключение 1 секции 10 кВ на РП-490				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.247+J0.734	242	602	40,2
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	-J0.041	2	280	0,7
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	-J0.036	2	247	0,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	откл.	-	242	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.143+J0.125	65	342	19,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	31	375	8,3
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	откл.	-	375	-
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-

Продолжение таблицы А.1

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Идоп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
Ремонт 1 секции 10 кВ на РП-490. Включение СВ-10 кВ на ТП ГПУ ООО "НВР", перевод питания нагрузки с 1 секции 10 кВ РП-490 на 2 секцию 10 кВ РП-490				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	9.14+J1.926	528	602	87,7
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	-J0.041	2	280	0,7
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	-J0.036	2	247	0,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	+J0.003	0	242	0,0
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.786+J0.203	104	342	30,4
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.158-J0.131	12	375	3,2
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.959+J0.182	57	375	15,2
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.498+J0.224	32	88	36,4
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.306+J0.105	19	88	21,6
Отключение КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.246+J0.733	243	602	40,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.236+J0.549	129	280	46,1
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.017+J0.371	115	247	46,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	откл.	-	242	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.143+J0.124	65	342	19,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	31	375	8,3
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	откл.	-	375	-
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
Ремонт КВЛ 10 кВ ф.2 (на участке от РП-490 до ближайшей ТП). Перевод питания нагрузки ф.2 на ф.7 (включение резервной связи между ф.2 и ф.7). Включение СВ-10 кВ на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.926+J0.848	281	602	46,7
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.236+J0.549	129	280	46,1
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.017+J0.371	115	247	46,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	откл.	-	242	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.814+J0.223	104	342	30,4
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.8+J0.313	50	375	13,3
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	откл.	-	375	-
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	19	88	21,6
Ремонт выключателя КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2) на РП-490. Включение СВ-10 кВ на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.926+J0.851	281	602	46,7
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.236+J0.549	129	280	46,1
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.017+J0.371	115	247	46,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	+J0.004	0	242	0,0
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.814+J0.226	104	342	30,4
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.169-J0.12	12	375	3,2
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.969+J0.193	57	375	15,2
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	19	88	21,6
Отключение КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	3.092+J0.587	177	602	29,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.598+J0.614	150	280	53,6
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.342+J0.41	133	247	53,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.678+J0.103	39	242	16,1
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	откл.	-	342	-
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	откл.	-	375	-
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5

Продолжение таблицы А.1

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Идоп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
Ремонт КВЛ 10 кВ ф.7 (на участке от РП-490 до ближайшей ТП). Перевод питания нагрузки ф.7 на ф.2 (включение резервной связи между ф.2 и ф.7). Включение СВ-10 кВ на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	3.092+J0.587	177	602	29,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	3.209+J0.698	184	280	65,8
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.89+J0.453	164	247	66,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	1.816+J0.228	104	242	43,0
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	откл.	-	342	-
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	откл.	-	375	-
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.8+J0.313	49	375	13,1
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Ремонт выключателя КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7) на РП-490. Включение СВ-10 кВ на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	3.092+J0.587	177	602	29,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	3.209+J0.699	184	280	65,8
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.89+J0.453	164	247	66,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	1.816+J0.229	104	242	43,0
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	+J0.001	0	342	0,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	1.622+J0.323	95	375	25,3
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.822+J0.01	47	375	12,5
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Отключение 1Т на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.749+J0.963	273	602	45,3
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.598+J0.614	150	280	53,6
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.342+J0.41	133	247	53,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.678+J0.103	39	242	16,1
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.641+J0.342	95	342	27,8
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0	0	375	0,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Ремонт 1Т на ТП ГПУ ООО "НВР". Включение СВ-0,4 кВ на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.749+J0.963	273	602	45,3
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.338+J0.501	134	280	47,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.105+J0.323	119	247	48,3
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.188-J0.096	12	242	5,0
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.641+J0.342	95	342	27,8
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	-J	0	375	0,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.796+J0.3	48	375	12,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.801+J0.326	48	88	54,6
Отключение 2Т на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.245+J0.733	243	602	40,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.76+J0.673	159	280	56,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.489+J0.453	142	247	57,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.983+J0.206	57	242	23,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.143+J0.124	65	342	19,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	31	375	8,3
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0	0	375	0,0
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-

Продолжение таблицы А.1

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Идоп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
Ремонт 2Т на ТП ГПУ ООО "НВР". Включение СВ-0,4 кВ на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	3.941+J0.638	225	602	37,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.761+J0.673	159	280	56,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.489+J0.453	142	247	57,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.983+J0.206	57	242	23,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.841+J0.036	48	342	14,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.797+J0.3	49	375	13,1
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	+J	0	375	0,0
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.801+J0.327	49	88	55,7
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
Зимний минимум 2019 г.				
Нормальный режим				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	2.687+J0.489	151	602	25,1
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	1.814+J0.434	103	280	36,8
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	1.635+J0.291	91	247	36,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.406+J0.06	23	242	9,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.605+J0.022	34	342	9,9
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.494+J0.212	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.303+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.222	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Послеаварийные режимы				
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	откл.	-	602	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	1.814+J0.434	103	280	36,8
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	1.635+J0.291	91	247	36,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.406+J0.06	23	242	9,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	откл.	-	342	-
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	откл.	-	375	-
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.303+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Ремонт КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212). Включение СВ-10 кВ на РП-490				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	откл.	-	602	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	3.231+J0.755	183	280	65,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.912+J0.502	163	247	66,1
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.402+J0.056	23	242	9,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.599+J0.018	33	342	9,7
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.222	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	2.687+J0.489	151	602	25,1
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	откл.	-	280	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	3.456+J0.755	194	247	78,7
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.401+J0.056	23	242	9,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.605+J0.022	34	342	9,9
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.494+J0.212	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.222	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5

Продолжение таблицы А.1

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Идоп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	2.687+J0.489	151	602	25,1
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	3.454+J0.756	194	280	69,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	откл.	-	247	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.402+J0.057	23	242	9,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.605+J0.022	34	342	9,9
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.494+J0.212	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.222	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Отключение 1 СШ 10 кВ на ПС 110 кВ Пашино				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	2.687+J0.489	151	602	25,1
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	откл.	-	280	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	откл.	-	247	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	откл.	-	242	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.605+J0.022	34	342	9,9
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.494+J0.212	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	откл.	-	375	-
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.222	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
Ремонт 1 СШ 10 кВ на ПС 110 кВ Пашино. Включение СВ-10 кВ на РП-490				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	6.11+J1.323	346	602	57,5
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	+J0.041	2	280	0,7
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	+J0.036	2	247	0,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.399+J0.054	23	242	9,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.596+J0.015	33	342	9,7
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.223	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Отключение 1Т на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	3.186+J0.71	181	602	30,1
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	1.814+J0.434	103	280	36,8
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	1.635+J0.291	91	247	36,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.406+J0.06	23	242	9,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.1+J0.236	62	342	18,1
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	+J	0	375	0,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.303+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Ремонт 1Т на ТП ГПУ ООО "НВР". Включение СВ-0,4 кВ на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	3.186+J0.71	181	602	30,1
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	1.556+J0.323	88	280	31,5
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	1.401+J0.206	78	247	31,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.083+J0.142	9	242	3,7
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.1+J0.236	62	342	18,1
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	+J	0	375	0,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.795+J0.299	47	375	12,5
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.799+J0.324	47	88	53,4

Продолжение таблицы А.1

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Идоп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
Летний максимум 2019 г.				
Нормальный режим				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	1.973+J0.286	114	602	18,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	1.27+J0.27	74	237	31,2
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	1.144+J0.173	66	209	31,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.21+J0.007	12	205	5,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.362-J0.036	21	265	7,9
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	31	310	10,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Послеаварийные режимы				
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	откл.	-	602	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	1.27+J0.27	74	237	31,2
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	1.144+J0.173	66	209	31,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.21+J0.007	12	205	5,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	откл.	-	265	-
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	откл.	-	310	-
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Ремонт КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212). Включение СВ-10 кВ на РП-490				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	откл.	-	602	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.311+J0.479	134	237	56,5
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.08+J0.305	119	209	56,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.208+J0.005	12	205	5,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.358-J0.038	21	265	7,9
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	31	310	10,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	1.973+J0.286	114	602	18,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	откл.	-	237	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.417+J0.477	140	209	67,0
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.207+J0.005	12	205	5,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.362-J0.036	21	265	7,9
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	31	310	10,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	1.973+J0.286	114	602	18,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.416+J0.476	140	237	59,1
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	откл.	-	209	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.208+J0.005	12	205	5,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.362-J0.036	21	265	7,9
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	31	310	10,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5

Продолжение таблицы А.1

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Идоп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
Ремонт КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212) (СВ-10 кВ на РП-490 включен) и отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	откл.	-	602	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	откл.	-	237	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)*	4.402+J0.806	254	209 235	121,5 108,1
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.203+J0.001	12	205	5,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.351+J0.044	21	265	7,9
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.496+J0.213	31	310	10,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.305+J0.101	19	310	6,1
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.224	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.105	19	88	21,6
Ремонт КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212) (СВ-10 кВ на РП-490 включен) и отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	откл.	-	602	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)*	4.398+J0.81	254	237 267	107,2 95,1
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	откл.	-	209	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.204+J0.002	12	205	5,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.353+J0.042	21	265	7,9
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.213	31	310	10,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.305+J0.101	19	310	6,1
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.224	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.105	19	88	21,6
Отключение 1 СШ 10 кВ на ПС 110 кВ Пашино				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	1.973+J0.286	114	602	18,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	откл.	-	237	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	откл.	-	209	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	откл.	-	205	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.362+J0.036	21	265	7,9
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	31	310	10,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	откл.	-	310	-
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
Ремонт 1 СШ 10 кВ на ПС 110 кВ Пашино. Включение СВ-10 кВ на РП-490				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.374+J0.823	254	602	42,2
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	+J0.039	2	237	0,8
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	+J0.034	2	209	1,0
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.207+J0.004	12	205	5,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.356+J0.04	21	265	7,9
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	31	310	10,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.305+J0.101	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Отключение 1 секции 10 кВ на РП-490				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	1.973+J0.286	114	602	18,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	-J0.04	2	237	0,8
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	-J0.035	2	209	1,0
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	откл.	-	205	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.362+J0.036	21	265	7,9
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	31	310	10,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	откл.	-	310	-
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-

Продолжение таблицы А.1

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Идоп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
Ремонт 1 секции 10 кВ на РП-490. Включение СВ-10 кВ на ТП ГПУ ООО "НВР", перевод питания нагрузки с 1 секции 10 кВ РП-490 на 2 секцию 10 кВ РП-490				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.374+J0.819	254	602	42,2
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	-J0.04	2	237	0,8
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	-J0.035	2	209	1,0
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	+J0.004	0	205	0,0
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.562+J0.04	32	265	12,1
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.29+J0.213	21	310	6,8
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.51+J0.1	30	310	9,7
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	19	88	21,6
Отключение 2Т на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	1.973+J0.286	114	602	18,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	1.431+J0.328	84	237	35,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	1.29+J0.217	74	209	35,4
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.515+J0.108	30	205	14,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.362+J0.036	21	265	7,9
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	31	310	10,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0	0	310	0,0
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
Ремонт 2Т на ТП ГПУ ООО "НВР". Включение СВ-0,4 кВ на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	1.672+J0.196	96	602	15,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	1.431+J0.328	84	237	35,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	1.29+J0.217	74	209	35,4
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.515+J0.108	30	205	14,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.062+J0.123	8	265	3,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.797+J0.3	48	310	15,5
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0	0	310	0,0
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.801+J0.326	48	88	54,6
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
Летний минимум 2019 г.				
Нормальный режим				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	0.819+J0.03	45	602	7,5
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	0.608+J0.104	34	237	14,3
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	0.547+J0.06	31	209	14,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.025+J0.043	3	205	1,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.039+J0.11	6	265	2,3
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.494+J0.212	30	310	9,7
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.303+J0.099	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.222	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Послеаварийные режимы				
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	откл.	-	602	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	0.608+J0.104	34	237	14,3
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	0.547+J0.06	31	209	14,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.025+J0.043	3	205	1,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	откл.	-	265	-
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	откл.	-	310	-
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.303+J0.099	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5

Продолжение таблицы А.1

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Идоп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
Ремонт КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212). Включение СВ-10 кВ на РП-490				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	откл.	-	602	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	1.039+J0.17	58	237	24,5
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	0.934+J0.097	52	209	24,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.025+J0.043	3	205	1,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.04+J0.111	7	265	2,6
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.494+J0.212	30	310	9,7
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.303+J0.099	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.222	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	0.819+J0.03	45	602	7,5
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	откл.	-	237	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	1.155+J0.204	65	209	31,1
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.025+J0.044	3	205	1,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.039+J0.11	6	265	2,3
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.494+J0.212	30	310	9,7
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.303+J0.099	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.222	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	0.819+J0.03	45	602	7,5
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	1.155+J0.2	65	237	27,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	откл.	-	209	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.025+J0.043	3	205	1,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.039+J0.11	6	265	2,3
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.494+J0.212	30	310	9,7
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.303+J0.099	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.222	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Ремонт КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212) (СВ-10 кВ на РП-490 включен) и отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	откл.	-	602	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	откл.	-	237	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	1.973+J0.303	110	209	52,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.026+J0.044	3	205	1,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.042+J0.112	7	265	2,6
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.494+J0.212	30	310	9,7
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.222	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Ремонт КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212) (СВ-10 кВ на РП-490 включен) и отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	откл.	-	602	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	1.973+J0.3	110	237	46,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	откл.	-	209	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.026+J0.044	3	205	1,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.042+J0.112	7	265	2,6
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.494+J0.212	30	310	9,7
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.303+J0.1	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.222	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Идоп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
Отключение 1Т на ТП ГПУ				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	1.312+J0.243	74	602	12,3
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	0.608+J0.104	34	237	14,3
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	0.547+J0.06	31	209	14,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.025+J0.043	3	205	1,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.454+J0.102	26	265	9,8
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0	0	310	0,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.303+J0.099	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Ремонт 1Т на ТП ГПУ. Включение СВ-0,4 кВ на ТП ГПУ				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	1.312+J0.243	74	602	12,3
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	0.353-J0.007	19	237	8,0
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	0.314-J0.025	17	209	8,1
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.514+J0.242	31	205	15,1
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.454+J0.102	26	265	9,8
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.7) - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0	0	310	0,0
ВЛ 10 кВ оп.28 (ф.2) - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.795+J0.299	46	310	14,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.799+J0.323	46	88	52,3

Примечание:
* - для КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227, ф. 10229) в числителе приведен длительно допустимый ток в нормальном режиме, в знаменателе - с учетом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме

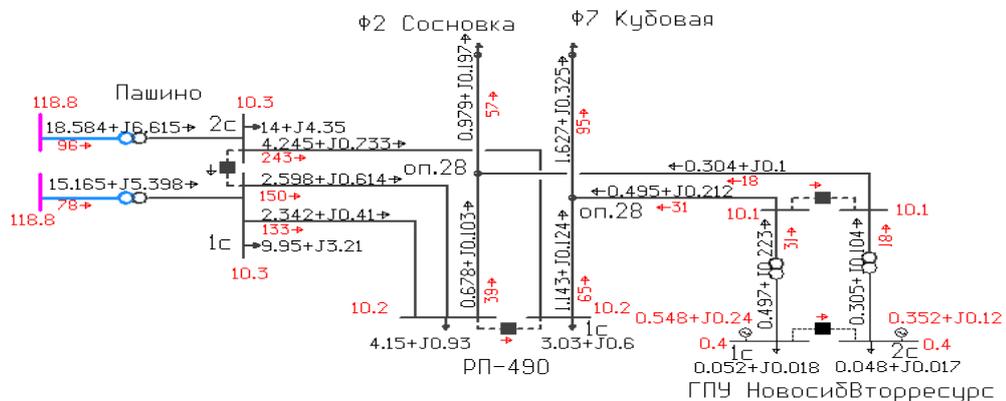


Рисунок А.1 – Зимний максимум 2021 г. Нормальный режим. Вариант 1



Рисунок А.2 – Зимний минимум 2021г. Нормальный режим. Вариант 1

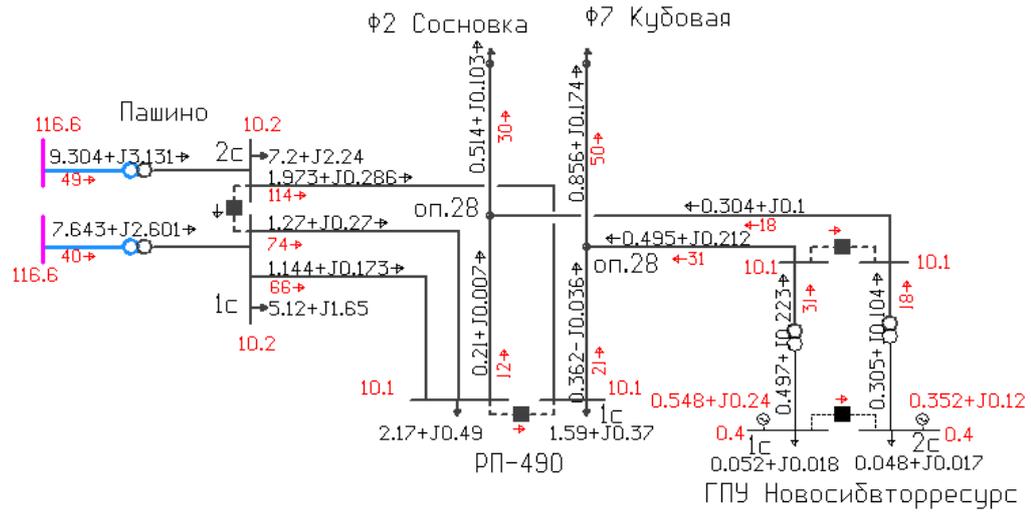


Рисунок А.3 – Летний максимум 2021 г. Нормальный режим. Вариант 1

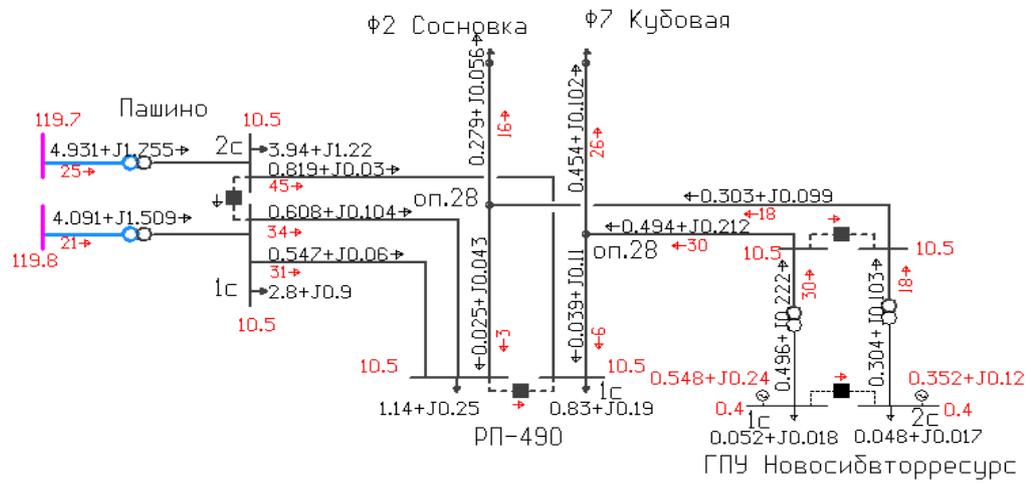


Рисунок А.4 – Летний минимум 2021 г. Нормальный режим. Вариант 1

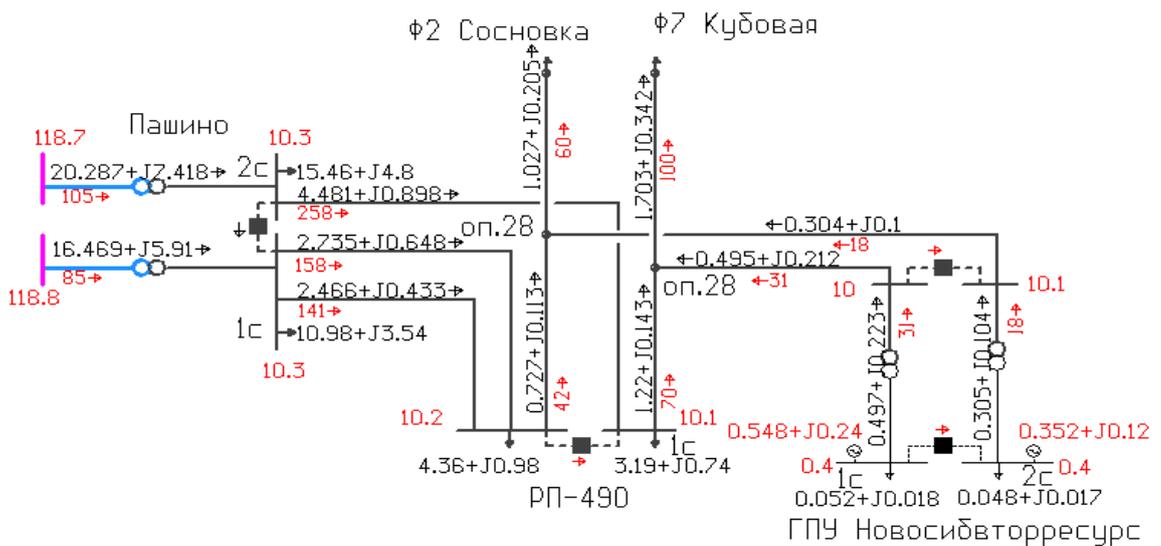


Рисунок А.5 – Зимний максимум 2024 г. Нормальный режим. Вариант 1

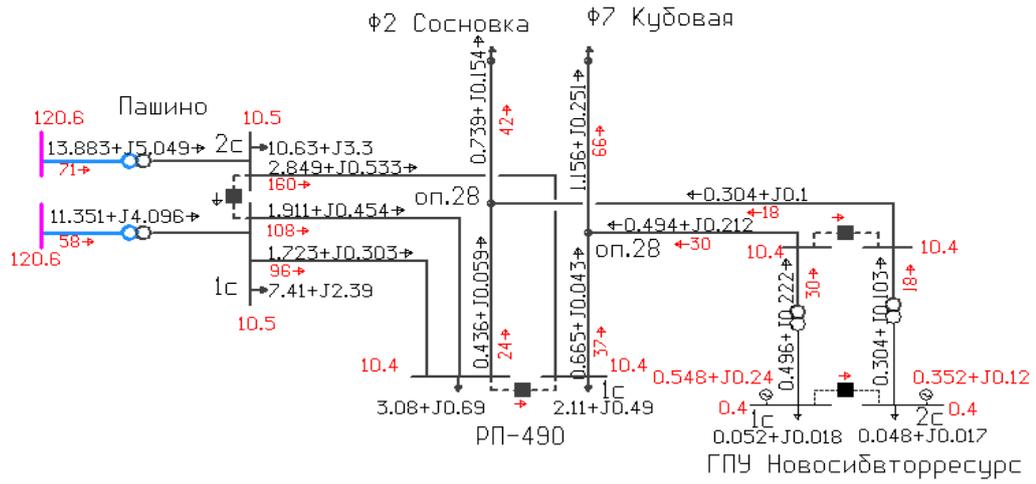


Рисунок А.6 – Зимний минимум 2024 г. Нормальный режим. Вариант 1

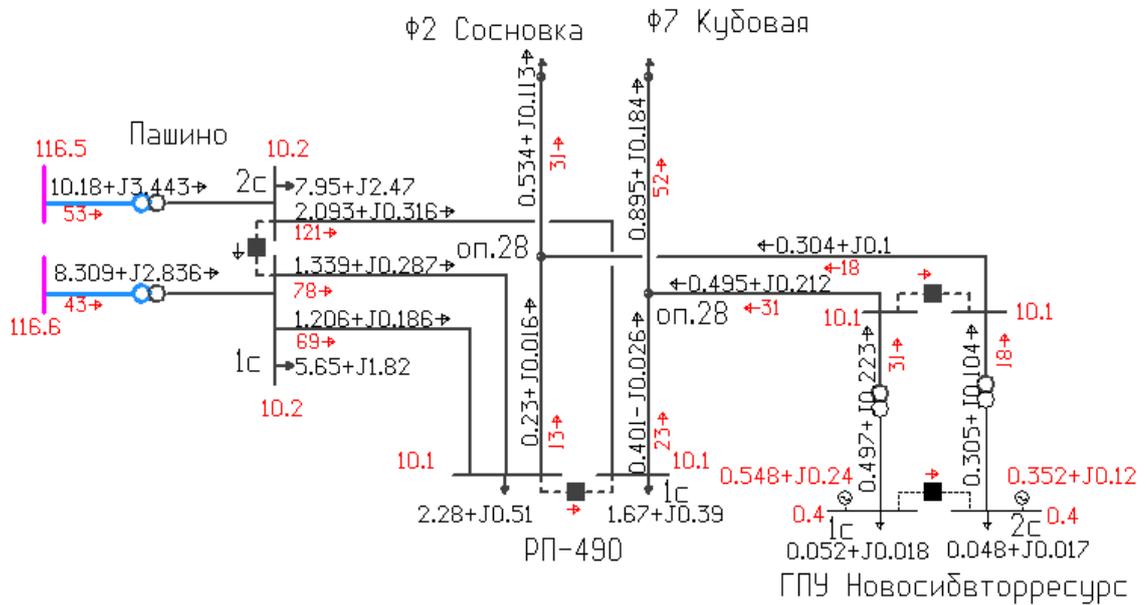


Рисунок А.7 – Летний максимум 2024 г. Нормальный режим. Вариант 1

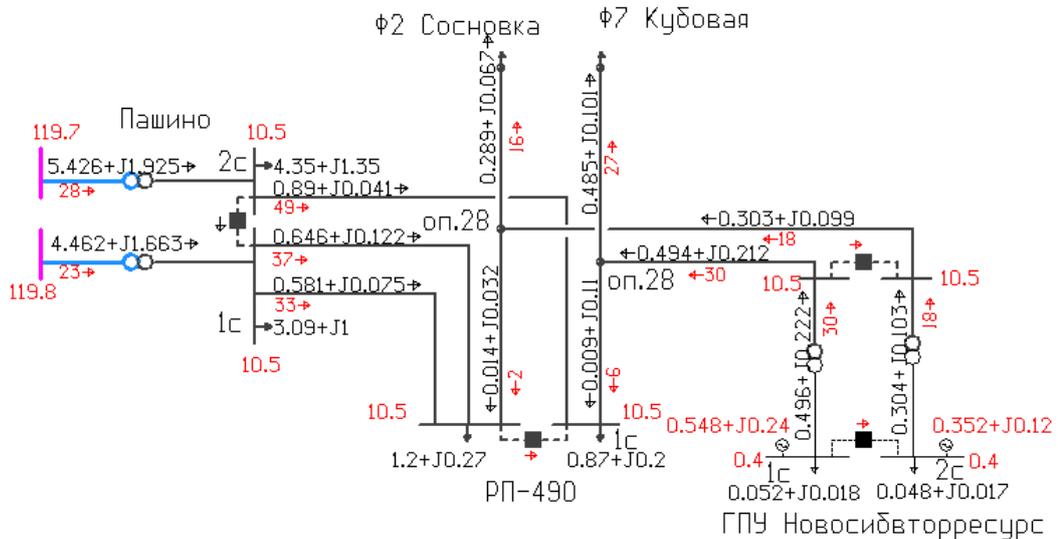


Рисунок А.8 – Летний минимум 2024 г. Нормальный режим. Вариант 1

Таблица А.2 – Загрузка элементов сети 10 кВ в 2019 г. Вариант 2

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Доп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
Зимний максимум 2019 г.				
Нормальный режим				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.254+J0.742	243	602	40,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.6+J0.616	150	280	53,6
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.343+J0.411	133	247	53,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.984+J0.206	57	242	23,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.643+J0.344	95	342	27,8
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.223	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Послеаварийные режимы				
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	откл.	-	602	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.6+J0.616	150	280	53,6
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.344+J0.412	133	247	53,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.984+J0.206	57	242	23,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	откл.	-	342	-
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	откл.	-	375	-
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Ремонт КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212). Включение СВ-10 кВ на РП-490				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	откл.	-	602	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)*	4.852+J1.074	279	280	99,8
			315	88,6
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)*	4.369+J0.701	249	247	101,0
			277	89,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.975+J0.2	57	242	23,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.631+J0.336	96	342	28,1
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	31	375	8,3
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.254+J0.742	243	602	40,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	откл.	-	280	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)*	4.963+J1.048	284	247	115,2
			277	102,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.975+J0.2	57	242	23,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.643+J0.344	95	342	27,8

Продолжение таблицы А.2

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Идоп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.21 2	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.22 3	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.10 4	18	88	20,5
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.254+J0.74 2	243	602	40,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)*	4.957+J1.05 4	284	280	101,6
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	откл.	-	315	90,2
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	откл.	-	247	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.977+J0.20 1	57	242	23,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.643+J0.34 4	95	342	27,8
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.21 2	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.22 3	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.10 4	18	88	20,5
Отключение 1 СШ 10 кВ на ПС 110 кВ Пашино				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.258+J0.74 5	243	602	40,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	откл.	-	280	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	откл.	-	247	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	откл.	-	242	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.645+J0.34 5	95	342	27,8
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.21 2	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	откл.	-	375	-
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.22 3	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-

Продолжение таблицы А.2

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Идоп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
Ремонт 1 СШ 10 кВ на ПС 110 кВ Пашино. Включение СВ-10 кВ на РП-490				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	9.159+J1.94 4	528	602	87,7
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	+J0.038	2	280	0,7
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	+J0.034	2	247	0,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.971+J0.19 7	57	242	23,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.625+J0.33 1	96	342	28,1
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.21 2	31	375	8,3
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.305+J0.10 1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.22 3	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.10 4	18	88	20,5
Отключение 1 секции 10 кВ на РП-490				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.255+J0.74 3	243	602	40,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	-J0.041	2	280	0,7
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	-J0.036	2	247	0,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	откл.	-	242	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.644+J0.34 4	95	342	27,8
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.21 2	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	откл.	-	375	-
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.22 3	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
Ремонт 1 секции 10 кВ на РП-490. Включение СВ-0,4 кВ на ТП ГПУ ООО "НВР", перевод питания нагрузки с 1 секции 10 кВ РП-490 на 2 секцию 10 кВ РП-490				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	9.167+J1.96 6	530	602	88,0
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	-J0.041	2	280	0,7
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	-J0.036	2	247	0,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	откл.	-	242	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	2.602+J0.53 8	154	342	45,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.797+J0.3	49	375	13,1
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	откл.	-	375	-
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.802+J0.32 7	49	88	55,7
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-

Продолжение таблицы А.2

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Идоп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
Отключение КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.254+J0.743	243	602	40,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.076+J0.492	120	280	42,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	1.872+J0.329	107	247	43,4
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	откл.	-	242	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.644+J0.344	95	342	27,8
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.223	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Ремонт КВЛ 10 кВ ф.2 (на участке от РП-490 до ближайшей ТП). Перевод питания нагрузки ф.2 на ф.7 (включение резервной связи между ф.2 и ф.7)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	5.251+J0.977	301	602	50,0
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.076+J0.492	120	280	42,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	1.871+J0.329	107	247	43,4
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	откл.	-	242	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	2.627+J0.554	153	342	44,8
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	31	375	8,3
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Отключение КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	2.599+J0.371	148	602	24,6
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.6+J0.616	150	280	53,6
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.344+J0.411	133	247	53,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.984+J0.206	57	242	23,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	откл.	-	342	-
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.222	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Ремонт КВЛ 10 кВ ф.7 (на участке от РП-490 до ближайшей ТП). Перевод питания нагрузки ф.7 на ф.2 (включение резервной связи между ф.2 и ф.7)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	2.599+J0.371	148	602	24,6
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	3.479+J0.828	201	280	71,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	3.136+J0.554	179	247	72,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	2.625+J0.557	153	242	63,2
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	откл.	-	342	-
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.222	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Отключение ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.749+J0.963	273	602	45,3
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.6+J0.616	150	280	53,6
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.343+J0.411	133	247	53,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.984+J0.206	57	242	23,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.641+J0.342	95	342	27,8
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	откл.	-	375	-
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5

Продолжение таблицы А.2

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Доп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
Ремонт ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1. Включение СВ-0,4 кВ на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.749+J0.963	273	602	45,3
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.343+J0.505	134	280	47,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.109+J0.327	120	247	48,7
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.985+J0.207	57	242	23,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.641+J0.342	95	342	27,8
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	откл.	-	375	-
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.796+J0.3	48	375	12,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.8+J0.325	48	88	54,6
Отключение ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.254+J0.742	243	602	40,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.76+J0.673	159	280	56,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.489+J0.453	142	247	57,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.983+J0.206	57	242	23,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.643+J0.344	95	342	27,8
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	откл.	-	375	-
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.223	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
Ремонт ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2. Включение СВ-0,4 кВ на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	3.955+J0.652	226	602	37,5
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.761+J0.673	159	280	56,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.489+J0.453	142	247	57,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.983+J0.206	57	242	23,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.645+J0.345	95	342	27,8
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.796+J0.3	48	375	12,8
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	откл.	-	375	-
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.8+J0.325	48	88	54,6
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
Отключение 1Т на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.749+J0.963	273	602	45,3
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.6+J0.616	150	280	53,6
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.343+J0.411	133	247	53,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.984+J0.206	57	242	23,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.641+J0.342	95	342	27,8
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0	0	375	0,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Ремонт 1Т на ТП ГПУ ООО "НВР". Включение СВ-0,4 кВ на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.749+J0.963	273	602	45,3
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.343+J0.505	134	280	47,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.109+J0.327	120	247	48,7
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.985+J0.207	57	242	23,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.641+J0.342	95	342	27,8
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0	0	375	0,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.796+J0.3	48	375	12,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.8+J0.325	48	88	54,6
Отключение 2Т на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.254+J0.742	243	602	40,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.76+J0.673	159	280	56,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.489+J0.453	142	247	57,6

Продолжение таблицы А.2

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Идоп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.983+J0.206	57	242	23,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.643+J0.344	95	342	27,8
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0	0	375	0,0
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.223	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
Ремонт 2Т на ТП ГПУ ООО "НВР". Включение СВ-0,4 кВ на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	3.955+J0.652	226	602	37,5
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.761+J0.673	159	280	56,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.489+J0.453	142	247	57,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.983+J0.206	57	242	23,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.645+J0.345	95	342	27,8
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.796+J0.3	48	375	12,8
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	-J	0	375	0,0
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.8+J0.325	48	88	54,6
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
Зимний минимум 2019 г.				
Нормальный режим				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	2.693+J0.495	151	602	25,1
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	1.815+J0.436	103	280	36,8
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	1.636+J0.292	92	247	37,3
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.711+J0.161	40	242	16,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.102+J0.238	62	342	18,1
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.494+J0.212	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.303+J0.099	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.222	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Послеаварийные режимы				
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	откл.	-	602	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	1.815+J0.436	103	280	36,8
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	1.636+J0.292	92	247	37,3
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.711+J0.161	40	242	16,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	откл.	-	342	-
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	откл.	-	375	-
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.303+J0.099	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Ремонт КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212). Включение СВ-10 кВ на РП-490				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	откл.	-	602	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	3.235+J0.759	183	280	65,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.915+J0.506	163	247	66,1
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.707+J0.158	40	242	16,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.097+J0.233	63	342	18,4
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.494+J0.212	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.222	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	2.693+J0.495	151	602	25,1
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	откл.	-	280	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	3.459+J0.757	195	247	79,1
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.706+J0.157	40	242	16,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.102+J0.238	62	342	18,1

Продолжение таблицы А.2

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Идоп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.494+J0.212	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.222	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	2.693+J0.495	151	602	25,1
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	3.456+J0.758	195	280	69,7
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	откл.	-	247	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.707+J0.158	40	242	16,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.102+J0.238	62	342	18,1
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.494+J0.212	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.222	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Отключение 1 СШ 10 кВ на ПС 110 кВ Пашино				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	2.693+J0.495	151	602	25,1
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	откл.	-	280	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	откл.	-	247	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	откл.	-	242	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.102+J0.238	62	342	18,1
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.494+J0.212	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	откл.	-	375	-
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.222	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
Ремонт 1 СШ 10 кВ на ПС 110 кВ Пашино. Включение СВ-10 кВ на РП-490				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	6.118+J1.331	346	602	57,5
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	+J0.041	2	280	0,7
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	+J0.036	2	247	0,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.704+J0.156	40	242	16,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.093+J0.231	63	342	18,4
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.494+J0.212	30	375	8,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.222	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Отключение 1Т на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	3.186+J0.71	181	602	30,1
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	1.815+J0.436	103	280	36,8
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	1.636+J0.292	92	247	37,3
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.711+J0.161	40	242	16,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.1+J0.236	62	342	18,1
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	+J	0	375	0,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.303+J0.099	18	375	4,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Ремонт 1Т на ТП ГПУ ООО "НВР". Включение СВ-0,4 кВ на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	3.186+J0.71	181	602	30,1
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	1.559+J0.325	88	280	31,5
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	1.404+J0.208	78	247	31,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.712+J0.162	40	242	16,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	1.1+J0.236	62	342	18,1
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	+J	0	375	0,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.795+J0.299	46	375	12,3
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.799+J0.323	46	88	52,3

Продолжение таблицы А.2

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Доп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
Летний максимум 2019 г.				
Нормальный режим				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	1.978+J0.29	114	602	18,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	1.271+J0.271	74	237	31,2
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	1.144+J0.174	66	209	31,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.515+J0.108	30	205	14,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.859+J0.179	50	265	18,9
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	31	310	10,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Послеаварийные режимы				
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	откл.	-	602	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	1.271+J0.271	74	237	31,2
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	1.144+J0.174	66	209	31,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.515+J0.108	30	205	14,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	откл.	-	265	-
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	откл.	-	310	-
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Ремонт КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212). Включение СВ-10 кВ на РП-490				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	откл.	-	602	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.314+J0.482	134	237	56,5
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.083+J0.308	120	209	57,4
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.513+J0.106	30	205	14,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.855+J0.177	50	265	18,9
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	31	310	10,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	1.978+J0.29	114	602	18,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	откл.	-	237	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.419+J0.479	140	209	67,0
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.513+J0.106	30	205	14,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.859+J0.179	50	265	18,9
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	31	310	10,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	1.978+J0.29	114	602	18,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	2.418+J0.477	140	237	59,1
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	откл.	-	209	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.513+J0.106	30	205	14,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.859+J0.179	50	265	18,9
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	31	310	10,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5

Продолжение таблицы А.2

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Идоп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
Отключение ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	2.471+J0.50 5	144	602	23,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	1.271+J0.27 1	74	237	31,2
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	1.144+J0.17 4	66	209	31,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.515+J0.10 8	30	205	14,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.857+J0.17 8	50	265	18,9
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	откл.	-	310	-
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.10 4	18	88	20,5
Отключение ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1. Включение СВ-0,4 кВ на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	2.471+J0.50 5	144	602	23,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	1.015+J0.16	59	237	24,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	0.912+J0.08 9	52	209	24,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.516+J0.10 8	30	205	14,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.857+J0.17 8	50	265	18,9
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	откл.	-	310	-
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.796+J0.3	48	310	15,5
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.801+J0.32 6	48	88	54,6
Ремонт КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212) (СВ-10 кВ на РП-490 включен) и отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	откл.	-	602	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	откл.	-	237	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)*	4.409+J0.81 2	255	209	122,0
			235	108,5
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.509+J0.10 3	30	205	14,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.848+J0.17 2	50	265	18,9
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.21 2	31	310	10,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.305+J0.10 1	19	310	6,1
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.22 3	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.10 5	19	88	21,6

Продолжение таблицы А.2

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Доп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
Ремонт КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212) (СВ-10 кВ на РП-490 включен) и отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	откл.	-	602	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)*	4.405+J0.81 7	254	237	107,2
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	откл.	-	267	95,1
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	откл.	-	209	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.509+J0.10 4	30	205	14,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.85+J0.173	50	265	18,9
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.21 2	31	310	10,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.305+J0.10 1	19	310	6,1
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.22 3	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.10 4	19	88	21,6
Ремонт КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229) и отключение ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	1.978+J0.29	114	602	18,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	откл.	-	237	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.727+J0.57 9	158	209	75,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.512+J0.10 6	30	205	14,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.859+J0.17 9	50	265	18,9
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.21 2	31	310	10,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	откл.	-	310	-
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.22 3	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-

Продолжение таблицы А.2

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Доп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
Ремонт КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229) и отключение ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2. Включение СВ-0,4 кВ на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	1.68+J0.203	97	602	16,1
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	откл.	-	237	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	2.727+J0.579	158	209	75,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.512+J0.106	30	205	14,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.859+J0.179	50	265	18,9
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.796+J0.3	48	310	15,5
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	откл.	-	310	-
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.801+J0.326	48	88	54,6
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
Отключение 1 СШ 10 кВ на ПС 110 кВ Пашино				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	1.978+J0.29	114	602	18,9
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	откл.	-	237	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	откл.	-	209	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	откл.	-	205	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.859+J0.179	50	265	18,9
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	31	310	10,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	откл.	-	310	-
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
Ремонт 1 СШ 10 кВ на ПС 110 кВ Пашино. Включение СВ-10 кВ на РП-490				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	4.381+J0.829	254	602	42,2
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	+J0.039	2	237	0,8
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	+J0.034	2	209	1,0
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.512+J0.105	30	205	14,6
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.854+J0.175	50	265	18,9
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.495+J0.212	31	310	10,0
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.304+J0.1	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.497+J0.223	31	88	35,2
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.305+J0.104	18	88	20,5
Летний минимум 2019 г.				
Нормальный режим				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	0.821+J0.032	46	602	7,6
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	0.609+J0.104	34	237	14,3
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	0.547+J0.061	31	209	14,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.279+J0.06	16	205	7,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.454+J0.103	26	265	9,8
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.494+J0.212	29	310	9,4
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.303+J0.099	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.221	29	88	33,0
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Послеаварийные режимы				
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	откл.	-	602	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	0.609+J0.104	34	237	14,3
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	0.547+J0.061	31	209	14,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.279+J0.06	16	205	7,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	откл.	-	265	-
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	откл.	-	310	-
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.303+J0.099	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5

Продолжение таблицы А.2

Элементы сети	Переток, МВА	Загрузка ВЛ, КЛ, Т(ВН), А	Доп.ВЛ, КЛ, ИномТ, А	% загрузки ВЛ, КЛ, Т
Ремонт КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212). Включение СВ-10 кВ на РП-490				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	откл.	-	602	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	1.041+J0.171	58	237	24,5
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	0.935+J0.098	52	209	24,9
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.278+J0.06	16	205	7,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.454+J0.102	26	265	9,8
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.494+J0.212	30	310	9,7
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.303+J0.099	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.222	30	88	34,1
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	0.821+J0.032	46	602	7,6
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	откл.	-	237	-
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	1.156+J0.205	65	209	31,1
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.278+J0.06	16	205	7,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.454+J0.103	26	265	9,8
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.494+J0.212	29	310	9,4
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.303+J0.099	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.221	29	88	33,0
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Отключение КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	0.821+J0.032	46	602	7,6
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	1.156+J0.201	65	237	27,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	откл.	-	209	-
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.278+J0.06	16	205	7,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.454+J0.103	26	265	9,8
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	0.494+J0.212	29	310	9,4
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.303+J0.099	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.496+J0.221	29	88	33,0
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Отключение ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	1.312+J0.243	74	602	12,3
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	0.609+J0.104	34	237	14,3
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	0.547+J0.061	31	209	14,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.279+J0.06	16	205	7,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.454+J0.102	26	265	9,8
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	откл.	-	310	-
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.303+J0.099	18	310	5,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.304+J0.103	18	88	20,5
Отключение ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1. Включение СВ-0,4 кВ на ТП ГПУ ООО "НВР"				
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10212)	1.312+J0.243	74	602	12,3
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10229)	0.354-J0.007	20	237	8,4
КЛ 10 кВ ПС 110 кВ Пашино - РП-490 (ф.10227)	0.316-J0.024	17	209	8,1
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.17) - оп.28 (ф.2)	0.279+J0.061	16	205	7,8
КВЛ 10 кВ РП-490 (яч.7) - оп.28 (ф.7)	0.454+J0.102	26	265	9,8
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №1	откл.	-	310	-
ВЛ 10 кВ РП-490 - ТП ГПУ ООО "НВР" №2	0.794+J0.299	46	310	14,8
1Т ТП ГПУ ООО "НВР"	откл.	-	88	-
2Т ТП ГПУ ООО "НВР"	0.798+J0.323	46	88	52,3

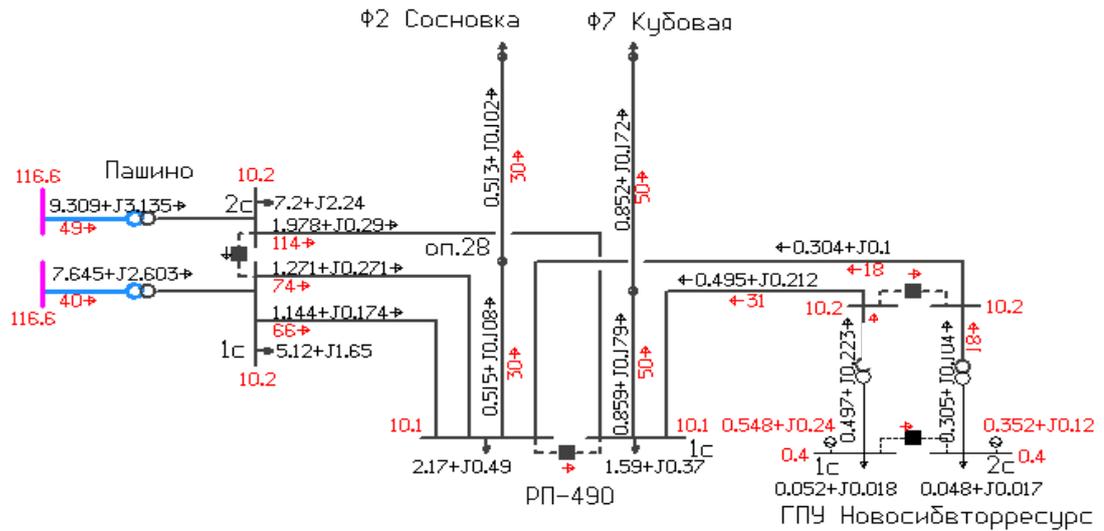


Рисунок А.11 – Летний максимум 2021 г. Нормальный режим. Вариант 2

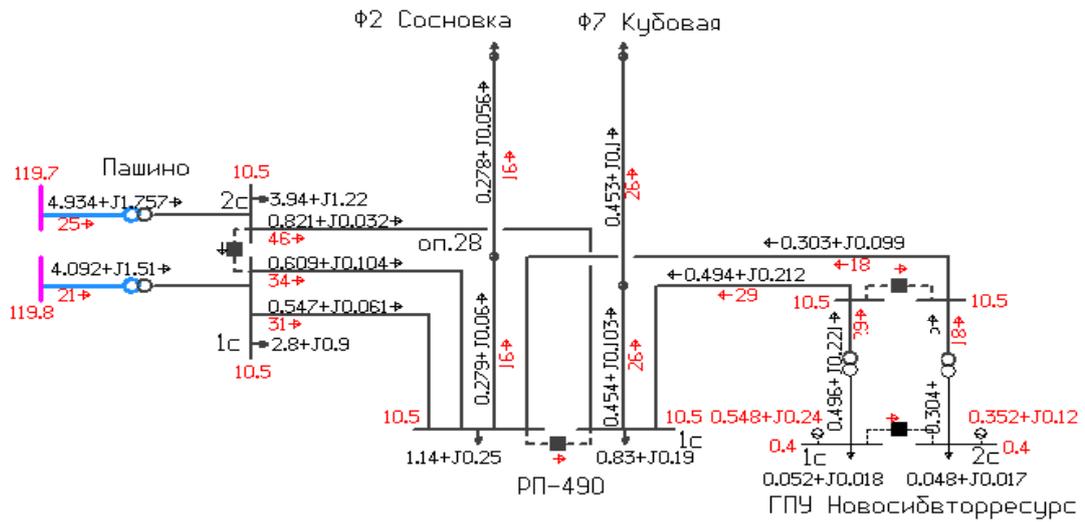


Рисунок А.12 – Летний минимум 2021 г. Нормальный режим. Вариант 2

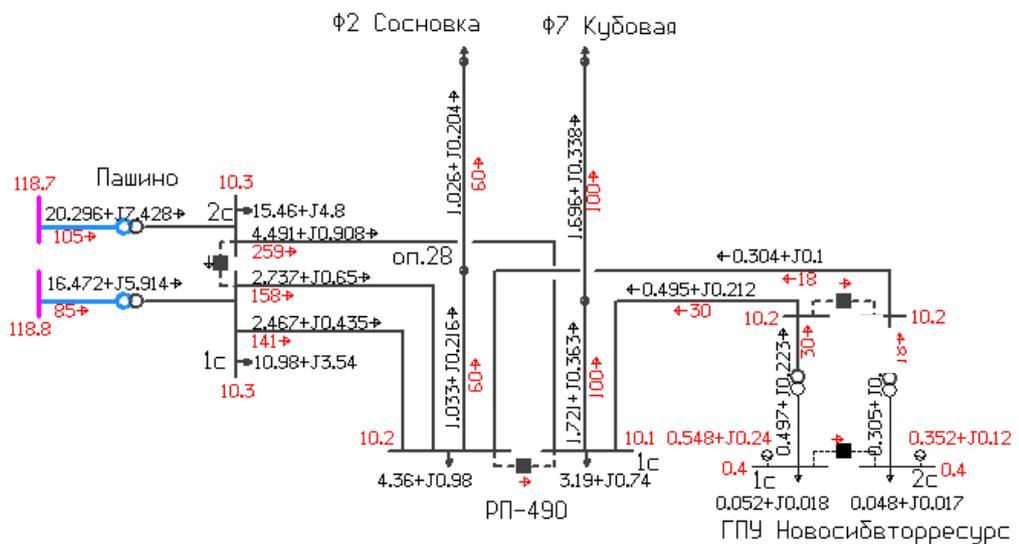


Рисунок А.13 – Зимний максимум 2024 г. Нормальный режим. Вариант 2

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Акты внедрения результатов диссертационной работы



ИНПЭС
институт проектирования
энергетических систем

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ИНСТИТУТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
СИСТЕМ»
630007, Россия, г. Новосибирск, ул. Коммунистическая 35, д. 35,
офис 416
ИНН 5404519457 КПП 540601001 ОГРН 1145476104322
Р/с 40702810123000002574 в АО «АЛЬФА-БАНК» Филиал
«Новосибирский»
тел/факс (383) 349-92-02, e-mail post@inpes.ru

АКТ

О внедрении результатов диссертационной работы Жидкова Алексея Александровича в
производственный процесс ООО «ИНПЭС»

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационной работы Жидкова Алексея Александровича на тему «Развитие принципов применения распределенной малой генерации на свалочном газе» в производственный процесс департамента развития энергетических систем ООО "ИНПЭС".

Разработанные в диссертационной работе модель оценки возможного потенциала разных видов ВИЭ с единицы поверхности, методика исследования режимов работы ГПУ на свалочном газе в составе электроэнергетической системы и методика оценки зависимости параметров ГПУ от параметров используемого газа использовались при выполнении следующих проектов:

- Научно-исследовательская работа с подготовкой технико-экономического обоснования «Разработка оптимальной схемы энергообеспечения потребителей о.Парамушир до 2030 года с оценкой энергopotенциала острова Парамушир».
- Схема выдачи мощности ГПУ ООО "НОВОСИБВТОРРЕСУРС".
- Информационно-теоретическое исследование в рамках НИОКР «Разработка и апробация инновационных технологий по снижению расхода на собственные нужды подстанций в рамках реализации мероприятий Дорожной карты Национального проекта "Энергоэффективная подстанция". Раздел «Использование возобновляемых источников энергии».
- Предпроектное обследование схемы электроснабжения полигона ТКО "Кучино".

*Заместитель генерального директора –
директор департамента проектирования
электрических сетей*

Д. В. Лобанов

УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по учебной работе

к.т.н., доцент

С.С. Чернов

2022г.



АКТ

О внедрении результатов диссертационной работы Жидкова Алексея Александровича в учебный процесс Новосибирского государственного технического университета

Настоящим актом подтверждается внедрение результатов диссертационной работы Жидкова Алексея Александровича на тему «Развитие принципов применения распределенной малой генерации на свалочном газе» в учебный процесс кафедры Систем электроснабжения предприятий Новосибирского государственного технического университета.

Разработанные в диссертационной работе модель оценки возможного потенциала разных видов возобновляемых источников энергии с единицы поверхности и методика исследования режимов работы электростанций на свалочном газе в составе электроэнергетической системы излагаются в дисциплинах «Возобновляемые источники энергии» (бакалавриат 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника, профиль Электроэнергетика) и «Выбор и принятие решений в электроэнергетике» (магистратура 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника, профиль Системы электроснабжения и управление ими).

Материалы диссертационной работы успешно используются при написании квалификационных работ бакалавров и магистерских диссертаций, а также в исследованиях аспирантов.

Заведующий кафедрой СЭСП
к.т.н., доцент

Павлюченко Д.А.