

На правах рукописи



Самойленко Владислав Олегович

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ БАЛАНСОВ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ
С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ**

05.14.02 – Электрические станции и
электроэнергетические системы

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Екатеринбург – 2017

Работа выполнена на кафедре «Автоматизированные электрические системы» Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Паздерин Андрей Владимирович

Официальные оппоненты: **Воропай Николай Иванович**, доктор технических наук, профессор, член-корреспондент Российской академии наук, ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, г. Иркутск, научный руководитель;

Илюшин Павел Владимирович, кандидат технических наук, ФГАОУ ДПО «Петербургский энергетический институт повышения квалификации», г. Санкт-Петербург, проректор по научной работе

Ведущая организация: ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», г. Томск

Защита состоится «29» ноября 2017 г. в 15:00 ч на заседании диссертационного совета Д 212.285.03 на базе ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина» по адресу: 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19, ауд. И-420 (зал Ученого совета).

С диссертацией и авторефератом можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»,
<http://lib.urfu.ru/mod/data/view.php?id=51&rid=273140> .

Автореферат разослан « ____ » _____ 2017 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Зюзев Анатолий Михайлович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Существует общемировая тенденция развития и распространения распределенной генерации (РГ). Под термином «распределенная генерация» в работе понимается совокупность модульных генерирующих установок мощностью до 25 МВт, вырабатывающих электрическую энергию (ЭЭ) вблизи точки потребления. В Единой энергетической системе России (ЕЭС) большинство объектов РГ подключается к распределительным сетям и системам внутреннего электроснабжения потребителей на классы напряжения 0,4-110 кВ. В ЕЭС РГ представлена, прежде всего, установками на углеводородном топливе, в зарубежных странах преимущественно развивается РГ на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Планирование и поддержание балансов мощности и энергии в энергосистеме (ЭС) осуществляется структурами коммерческого и системного операторов (СО) на основе правил и регламентов оптового рынка путем прогнозирования графиков нагрузки, планирования графиков генерации и их оперативной коррекции. Одним из главных признаков РГ является ее неучастие в работе оптового рынка. Кроме того, в настоящее время в функции электросетевых компаний не входит планирование балансов мощности, а также краткосрочное планирование балансов энергии. Таким образом, РГ непосредственно не входит в структурную иерархию формирования балансов мощности и энергии. В ЕЭС России исторически генерирующие агрегаты установленной мощностью до 5 МВт находятся в технологическом управлении своих собственников и не учитываются в рамках объектного подхода к формированию балансов. Единичная мощность установок РГ по системным меркам незначительна. Однако, с учетом развития РГ, потенциальное количество установок РГ в системе может достигать десятков и сотен единиц.

Возникает весомая составляющая балансов мощности и энергии, формирующаяся за рамками системной иерархии. По оценкам, представленным в работе, к 2016 г. доля РГ в балансе мощности Свердловской области может составлять 4,16 %, Пермского края – 4,68 %, что сопоставимо с погрешностью прогноза нагрузки на уровне ЭС в 4 %. РГ уменьшает нагрузочную часть балансов мощности и энергии и косвенно учитывается СО при прогнозировании нагрузки в целом по ЭС. Однако, в отличие от электрической нагрузки, РГ является активной составляющей балансов: мощность, выработка энергии, стратегии загрузки, ремонтные графики РГ нерегулярны и могут изменяться на коротких интервалах времени. Отсутствие диспетчерского ведения и управления в отношении РГ, самостоятельное определение РГ своего графика работы приводят к увеличению неравномерности графиков нагрузки в ЭС и увеличению погрешности их прогнозирования. Мировой опыт показывает, что распространение РГ, особенно на основе ВИЭ, приводит к возникновению погрешности прогноза мощности нагрузки и плана генерации в десятки процентов.

Увеличение общей погрешности прогноза нагрузки по ЭС приводит и к неравномерному увеличению погрешностей прогноза мощности отдельных

узлов – центров питания распределительных сетей. Системные и сетевые ограничения на этапе планирования режимов контролируются на основе расчета данных режимов с прогнозными значениями нагрузок узлов. Увеличение погрешностей прогноза узловых мощностей ведет к погрешности расчета режимных параметров, к невозможности контроля сетевых ограничений, к потенциальной перегрузке оборудования. Потребность контроля сетевых ограничений возникает и в распределительных сетях, где ранее выполнение ограничений закладывалось на этапе проектирования. В условиях ненаблюдаемой РГ точные расчеты и контроль ограничений невозможны.

Вышеперечисленные особенности требуют коррекции существующих подходов к обеспечению балансов ЭЭ и мощности в ЭС с РГ. Ключевая проблема встраивания РГ в существующую иерархическую структуру оперативно-диспетчерского управления – возможность и обоснованность информационного взаимодействия отдельных объектов РГ с диспетчерскими центрами. Решение балансовых задач целесообразно с учетом особенностей основных информационных систем, применяемых для контроля балансов мощности и ЭЭ. К таким системам относятся автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ), автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). Погрешность планирования и контроля РГ данными системами в значительной мере будет зависеть от диспетчерского интервала (ДИ) – отрезка времени, определяющего периодичность смены заданной мощности генераторов.

Объекты РГ обладают короткими сроками ввода в эксплуатацию, отсюда актуальны вопросы долгосрочного планирования и перспективного развития ЭС с РГ. На выбор оптимальных параметров РГ и стратегии загрузки влияют параметры нагрузки, а также ценовые сигналы рынков ЭЭ.

В работе рассматривается компенсация увеличения погрешности прогноза графиков нагрузки при росте доли РГ за счет сокращения зон контроля балансов, уменьшения диспетчерского и коммерческого интервалов и коррекции тарифных моделей для коммерческого управления РГ и координации ее перспективного развития. Хотя в работе расчетные примеры и их количественные результаты приведены, прежде всего, для более распространенной в ЕЭС в настоящее время углеводородной РГ, принципиально положения работы и качественные оценки применимы для всех видов РГ.

Цель работы – разработка принципов и методов обеспечения балансов мощности и энергии электроэнергетических систем с распределенной генерацией. Для достижения цели в рамках работы решались **следующие задачи**:

1. Анализ влияния РГ на балансы мощности и энергии ЭС. Оценка эффективности существующей и перспективной структурной иерархии диспетчерского управления РГ.

2. Исследование влияния диспетчерского интервала АСДУ на погрешность планирования балансовых и технико-экономических показателей РГ;

3. Решение балансовых задач распределительных сетей при осуществлении контроля РГ с помощью АСКУЭ.

4. Анализ влияния составляющих тарифных моделей рынка ЭЭ на стратегию загрузки, мощность и выработку энергии РГ в составе ПЭ.

Научная новизна работы:

1. Показано влияние РГ на формирование балансов мощности и энергии в ЭС и точность их прогнозирования;

2. Обоснован переход от объектного принципа формирования балансов к территориально-сетевому с сокращением зон контроля за балансами;

3. Выявлена целесообразность уменьшения диспетчерского интервала при интеграции объектов РГ в существующие и новые уровни иерархии диспетчерского управления;

4. Показана эффективность учета влияния РГ на потоки и потери ЭЭ в распределительных сетях с использованием модифицированной методики энергораспределения;

5. Разработан комплексный подход к определению оптимальных технико-экономических параметров объектов РГ с учетом их нагрузок на основе составляющих тарифных моделей рынков ЭЭ: мощности, энергии и отклонения фактического электропотребления от планового, а также перспективной составляющей, направленной на снижение дисперсии мощности ПЭ.

Практическая значимость заключается в повышении точности планирования и поддержания балансов мощности и энергии в ЭС, что ведет к повышению точности поддержания частоты, перетоков мощности и энергии. В балансах учитываются источники мощности и энергии в виде РГ. Обеспечиваются наблюдаемость и управляемость большинства объектов генерации. Предложенная структура оперативно-диспетчерского управления позволяет не допустить роста информационной загрузки ее традиционных уровней, что потенциально ведет к повышению скорости и безошибочности управления. Использование собственниками РГ представленной в работе методики выбора оптимальных параметров РГ ведет к снижению затрат и получению экономической выгоды. Учет балансовых свойств РГ ведет к улучшению технико-экономических параметров распределительных сетей.

Методы исследований. В ходе выполнения работы использовались методы системного анализа; методы теоретических основ электротехники; методы математического моделирования, параметрической оптимизации, математической статистики; для расчетов использовались программные комплексы RASTR и «Баланс v.4.0».

Основные положения диссертации, выносимые на защиту:

1. Результаты анализа влияния РГ на балансы мощности и ЭЭ, влияния диспетчерского интервала на точность поддержания балансов ПЭ и РГ.

2. Территориально-сетевой принцип формирования балансов мощности и энергии распределительных сетей с РГ.

3. Методика для определения параметров РГ, загрузки элементов сети и потерь ЭЭ в распределительных сетях с РГ на основе измерений величин ЭЭ.

4. Методика определения оптимальных параметров РГ в зависимости от составляющих тарифных моделей рынков ЭЭ.

Личный вклад автора: теоретические и методические положения работы, данные численных экспериментов и расчетных примеров были получены лично автором. Концептуальные положения работы, постановка задачи и анализ результатов обсуждались совместно с научным руководителем.

Достоверность результатов обеспечена корректным использованием математического аппарата, соответствием результатов теоретического анализа и вычислительных экспериментов, успешным использованием положений диссертации в ходе выполнения научно-исследовательских работ для энергокомпаний, обсуждением положений и результатов работы с зарубежными и российскими специалистами в ходе конференций и научных мероприятий.

Апробация работы: основные положения и результаты диссертационной работы представлены на Всероссийском семинаре «Проблемы подключения и эксплуатации малой генерации» в рамках деятельности подкомитета С6 РНК СИГРЭ (http://cigre.ru/activity/conference/seminar_c6/), заседание 16.03.2017, г. Екатеринбург. Отдельные положения работы представлены на заседаниях семинара 25.02.2016, 27.11.2015, 23.04.2015.

Положения работы представлены на конференциях:

- 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 2016, Рига, Латвия;

- International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'16), Мадрид, Испания;

- 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), 2016, Челябинск, Россия;

- IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT-2015), 2015, Севилья, Испания;

- 1st International Conference on Mathematical Methods & Computational Techniques in Science & Engineering (MMCTSE), 2014, Афины, Греция;

- CIGRE SC C6 2013 Colloquium Yokohama, 2013, Токио, Япония; и др.

Публикации автора по теме диссертации.

Содержание диссертационной работы отражено в 22 публикациях, в числе которых 5 статей в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК; 7 статей в источниках, индексируемых базой Scopus, и 3 статьи в источниках, индексируемых базой Web of Science.

Внедрение результатов работы. Методика выбора мощности и состава генерирующего оборудования РГ, расчета технико-экономических показателей использована в рамках НИР «Разработка и внедрение автономных систем электроснабжения для повышения качества и надежности электроснабжения удаленных потребителей мощностью до 100 кВт» (договор № 112/2014 от 01 июня 2014 года). Положения главы 3 работы в части расчета потоков и потерь энергии использованы в НИР «Разработка методик и математического обеспечения по расчету режимов энергораспределения и локализации нетехнических потерь электроэнергии. Пилотный проект МРСК Урала» (договор № 164/2015 от 21 июля 2015 года).

Объем и структура диссертации. Работа включает введение, 4 главы, заключение и список литературы. Материал изложен на 207 страницах, включает 88 рисунков, 46 таблиц. Список литературы включает 184 позиции.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулированы цель и задачи исследования, показана научная новизна исследований и практическая значимость их результатов, представлены положения, выносимые на защиту, а также структура работы.

Первая глава посвящена аналитическому обзору международного и российского опыта подключения и эксплуатации РГ, проблем обеспечения балансов мощности и энергии в условиях распространения РГ.

РГ в ЕЭС – преимущественно потребительская генерация на углеводородном топливе в виде газопоршневых и газотурбинных установок. Объект РГ целесообразно рассматривать в комплексе с его нагрузкой (рисунок 1) в рамках потребительской энергосистемы (ПЭ) – комплекса электроустановок в виде генерации, нагрузки и систем внутреннего электроснабжения.

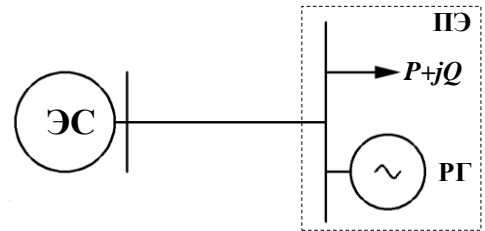


Рисунок 1 – РГ и ПЭ

Оценки степени распространения РГ в ЕЭС, полученные в работе для нескольких ЭС, представлены в таблице 1. Доля РГ относительно мощности нагрузки сопоставима с погрешностью прогноза на уровнях ЕЭС.

Таблица 1 – Сопоставление доли РГ и погрешности прогноза нагрузки

Доля РГ в балансе мощности, %		Погрешность прогноза мощности нагрузки, %	
Оренбургская ЭС	3,75	Энергосистема (РДУ)	2,0 - 6,0
Свердловская ЭС	4,16	Объединение ЭС (ОДУ)	0,5 - 2,0
Пермская ЭС	4,68	Единая ЭС (СО ЕЭС)	~ 0,4

Общеизвестно, что в квазиустановившемся режиме в ЭС существует баланс мощности, влияющий на частоту и перетоки мощности:

$$P_l + \Delta P \pm P_{ex} = P_{ga} - P_r, \quad (1)$$

где P_l – мощность нагрузки; ΔP – потери мощности; P_{ga} – располагаемая мощность (установленная за вычетом ограничений) генерации; P_r – мощность резервов; P_{ex} – мощность обмена с соседними ЭС.

Интегральным показателем активной мощности за рассматриваемый период времени является активная энергия. Соответствующий баланс:

$$W_l + W_{aux} + \Delta W \pm W_{ex} = W_{ga}, \quad (2)$$

где W_l – электропотребление нагрузки; W_{aux} – электропотребление на собственные нужды электростанций, а также котельных, осуществляющих выработку тепловой энергии; ΔW – потери электроэнергии; W_{ex} – величина обмена электроэнергией с соседними ЭС; W_{ga} – выработка электроэнергии, соответствующая располагаемой мощности генерации.

В рамках диссертационной работы был выполнен сбор и анализ статистики влияния РГ различных видов на прогнозирование и планирование балансов мощности и ЭЭ (таблица 2).

В отличие от электрической нагрузки, характеристики и параметры РГ: мощность, выработка ЭЭ, стратегии загрузки, ремонтные графики, - нерегу-

лярны и могут изменяться на коротких интервалах времени. Косвенный учет РГ в составе нагрузки, а также отсутствие возможности диспетчерского или коммерческого управления при перспективном росте доли РГ приводит к увеличению погрешности прогноза и поддержания балансов мощности и ЭЭ.

Таблица 2 – Сопоставление характеристик прогноза мощности и энергии нагрузки и РГ

Характеристика	Составляющая балансов			
	Электрическая нагрузка на уровне ЭС-ЕЭС	РГ ВИЭ	Углеводородная РГ с утилизацией вторичных продуктов	Все виды РГ с точки зрения аварийности
Погрешность централизованного прогноза на сутки вперед, %	0,4-6,0	10,0-27,0 (до 80)	-25...+60 % (до 100)	до 100
Характер изменения величины мощности	Циклический устойчивый	Резкопеременный нерегулярный	Нерегулярный	Нерегулярный
Типичные постоянные времени	Сутки, месяц, год	Минута, 12 ч., 4 суток	Зависят от технологического цикла	В 5-8 раз меньше, чем для системной генерации
Примеры статистического математического распределения	Нормальное	Соответствует виду ВИЭ (Вейбулла, различные бимодальные и др.)	Соответствует виду продукта утилизации (Коши и др.)	Биномиальное, Пуассона

Международный опыт показывает, что рост погрешности планирования и поддержания балансов мощности и энергии при неучете или косвенном учете РГ в составе нагрузки может приводить к общесистемным балансовым эффектам: вытеснению системной генерации из базовой части графика нагрузки и снижению (в странах ЕС с 58 % до 36,5 % за 5 лет) коэффициента использования ее установленной мощности (КИУМ) ввиду сравнительно низких маневренности и мобильности крупного оборудования (рисунок 2). В системе возникает дефицит резерва на разгрузку. Уменьшение базовой части системного графика нагрузки приводит к росту вариации графиков мощности и увеличению относительной скорости набора и сброса нагрузки (рисунок 3). Возможны локальные эффекты, связанные с «маскировкой нагрузки» РГ: набросы мощности на сечения распределительных сетей (для ЕЭС 8-25 %) при отключении ненаблюдаемой РГ, снижение фактических запасов по статической устойчивости нагрузочного узла.

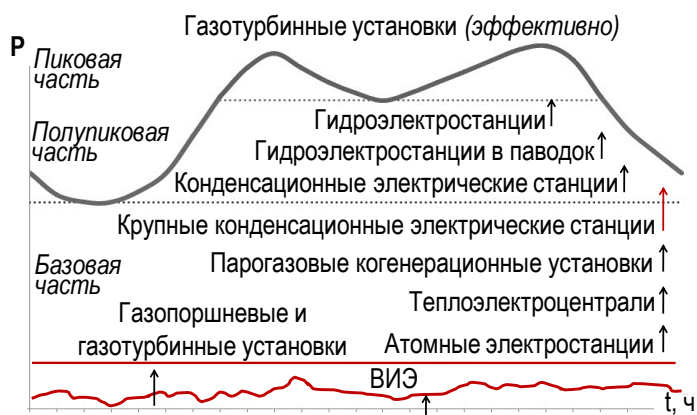


Рисунок 2 – Вытеснение нагрузки ЭС из базы

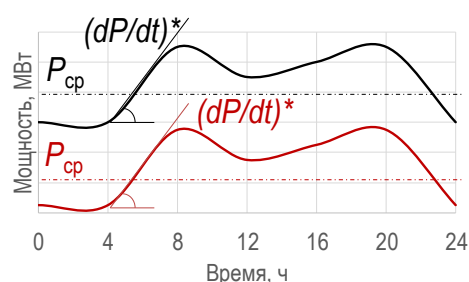


Рисунок 3 – Увеличение вариации графиков мощности и относительной скорости набора/сброса нагрузки

Во второй главе выполняется разработка и обоснование подходов к ведению и управлению РГ в условиях специфики ЕЭС.

В отношении РГ предлагается: 1) переход от объектного подхода к формированию балансов, применяемого в отношении отдельных генерирующих агрегатов и узлов нагрузки в ЭС, к территориально-сетевому; 2) сокращение зон контроля за балансами между РГ и нагрузкой от уровня РДУ до уровня ПО, в отдельных случаях РЭС. Сокращение зон контроля обусловлено следующими причинами.

1. Возможность использования существующих систем учета ЭЭ (АС-КУЭ) в качестве источников информации о РГ, минимальное расширение списка задействованных программно-технических средств и персонала.

2. Возможность локальной коррекции прогноза ВИЭ и учета параметров оборудования уменьшает погрешность в 2-3 раза и дает преимущество перед обобщенным централизованным прогнозом с эффектом масштаба, при котором погрешность уменьшается с ростом мощности и протяженности ЭС.

3. Сохранение количества объектов на уровень (~30), допустимого для ведения и управления диспетчером с применением АСДУ. Управление РГ и обратная связь практически осуществимы только на местных уровнях – ПЭ, ВЭ, РЭС и ПО. В работе произведен расчет гипотетического роста информационной загрузки РДУ при ведении РГ, возрастающей до 10^6 раз, при неэффективности управления объектами с разницей в мощности в 10^3 раз.

4. Повышение точности прогноза и плана на уровнях РЭС и ПО. Реализация плановых балансов может быть затруднена ввиду меньшей связности распределительных сетей и их преимущественно радиальной структуры.

С учетом сокращения зон контроля целесообразно дополнение текущей структуры ведения и управления (рисунок 4).

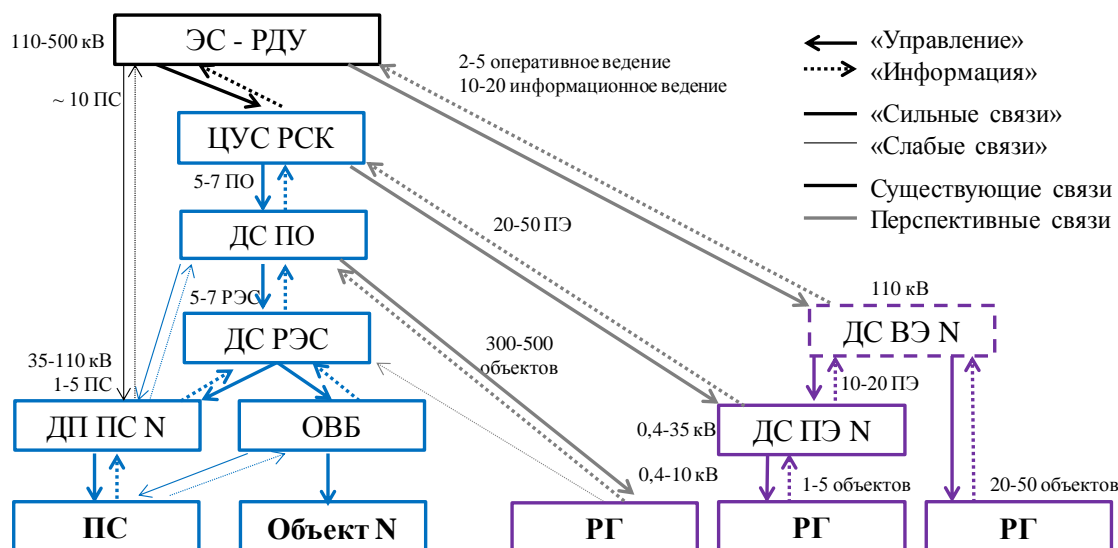


Рисунок 4 – Фрагмент перспективной структуры управления и контроля РГ

Предложено создание новых уровней в виде центров управления ПЭ и центров управления виртуальными энергосистемами (ВЭ). В ПЭ отдельными потребителями выполняется координация собственных нагрузок и генерации. Виртуальные энергосистемы отражают положения концепции виртуальных

электростанций Virtual Power Plant. Виртуальная энергосистема – совокупность объектов РГ и ПЭ, интегрированная в распределительные сети и объединенная на основе картельного принципа для получения эффективных технико-экономических условий работы.

Принципиально возможны информационное ведение РГ (получение информации о текущих параметрах), коммерческое управление (с помощью ценовых сигналов), диспетчерское ведение (управление собственником при согласовании граничных значений электрических параметров) и диспетчерское (директивное) управление объединениями РГ. Критерии введения отдельных мер представлены в таблице 3. Информационное ведение объектов РГ и их нагрузок может выполняться на уровне ПО, в отдельных случаях на уровне РЭС, с помощью АСКУЭ. ПЭ и объекты РГ, вызывающие рассмотренные локальные балансовые эффекты, могут учитываться на уровне центров управления сетями распределительных сетевых компаний (ЦУС РСК). В ведении РДУ необходимо находиться ВЭ, достаточно мощным для оказания влияния на балансы ЭС и узлов системообразующей сети – центров питания распределительных сетей. АСДУ ВЭ выполняет поддержание заданного РДУ диспетчерского графика, изменяя мощность объектов РГ и их нагрузок.

Таблица 3 – Сопоставление доли РГ и действий по ведению и управлению РГ

Доля РГ	Доля РГ, %	Действие
Сопоставимо с величиной погрешности планирования балансов мощности и энергии	≤ 4	Нет (информационное ведение отдельных объектов РГ)
1) Больше величины погрешности планирования, но меньше величины регулярных колебаний нагрузки; 2) Сопоставимо с величиной оперативного резерва	6-15	Информационное ведение, коммерческое управление
Сопоставимо с величиной регулярных колебаний нагрузки в ЭС, величиной резервов	20-30	+ Диспетчерское ведение групп РГ

Помимо сокращения зон контроля за балансами, целесообразно сокращение коммерческого интервала (КИ) и диспетчерского интервала на уровне РГ и ПЭ. На уровне преобладающих классов напряжений РГ в 0,4-35 кВ и нагрузок до 25 МВт постоянные времени технологических процессов нагрузок и генерации меньше. Неравномерность графиков нагрузок и относительная скорость изменения нагрузки выше в 2 и 8 раз, соответственно (таблица 4, рисунок 5). Относительные маневренность и мобильность установок РГ, соответственно, на 10-50 % и до 10 раз выше, чем у генерирующего в ЭС.

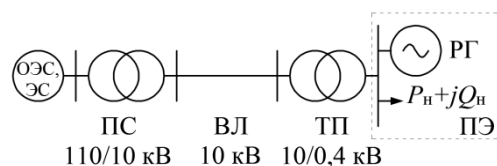


Таблица 4 – Свойства нагрузки в ЕЭС и ПЭ

Объект	Минимум графика, %	Относительная скорость изменения мощности за 1 ч/1 с, %
ОЭС	85,3	4,46 / $0,22 \cdot 10^{-6}$
ЭС, ПС 110 кВ	47,3	28,45 / 0,01
ТП 10 кВ	45,1	- / 34,25

При сокращении КИ и ДИ также повышается точность прогноза и планирования мощности для объектов РГ на основе ВИЭ и утилизируемых вто-

ричных продуктов; в оперативном порядке учитывается вывод оборудования в ремонт и ввод в работу, заявляется необходимый сетевой резерв для ПЭ.

Уменьшение КИ на розничном рынке позволит энергосбытовым компаниям активно вовлекать РГ и влиять на ценовые и балансовые показатели на розничном рынке, соответствуя планируемому интегральному значению для КИ оптового рынка (рисунок 6). Мировой опыт показывает, что в ЭС различных стран мира выполняется переход на КИ и ДИ 5-15 минут ($КИ \geq ДИ$). Прогноз и план электрических и технико-экономических показателей ЭС выполняются для ДИ, а тарификация величин – на КИ.

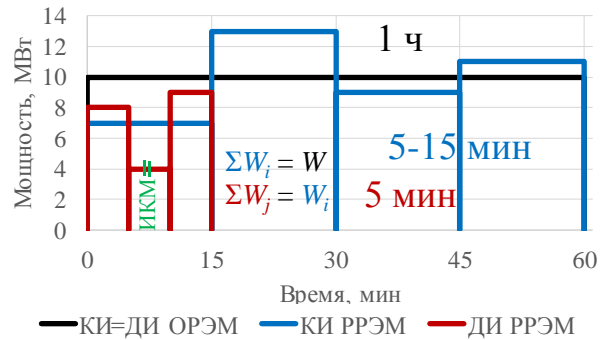


Рисунок 6 – Сокращение ДИ и КИ

При уменьшении ДИ и КИ повышается роль оперативного планирования, граница между оперативными задачами и задачами реального времени размывается. Оперативный прогноз мощности в ЭС осуществляется, как правило, с помощью регрессионной модели (тренда) с использованием ретроспективных данных, соответствующих нескольким предыдущим интервалам. На основании прогноза осуществляется план генерации на ДИ. При наличии колебаний нагрузки, сопоставимых по величине колебаний регулировочному диапазону РГ, а по периоду колебаний – ДИ РГ, усреднение нагрузки на длительных интервалах ведет к потере информации о минимумах и максимумах графика, параметрах его вариативности (рисунок 7, а; график измерен на ТП 10/0,4 кВ малого промышленного предприятия с современными станками и роботизированными манипуляторами, схема на рисунке 6). При прохождении фактического негладкого и неравномерного графика взамен планового из-за ограничений по мобильности и маневренности возникают погрешности δ , связанные с балансом мощности (dP/dt , P_{min} , P_{max} , P_{cp}) или энергии (t_p , W), рисунок 7, б. Это приводит к необходимости автоматической коррекции мощности генерации для соблюдения плановых балансовых показателей на ДИ, осуществляемой на интервале коррекции мощности (ИКМ).

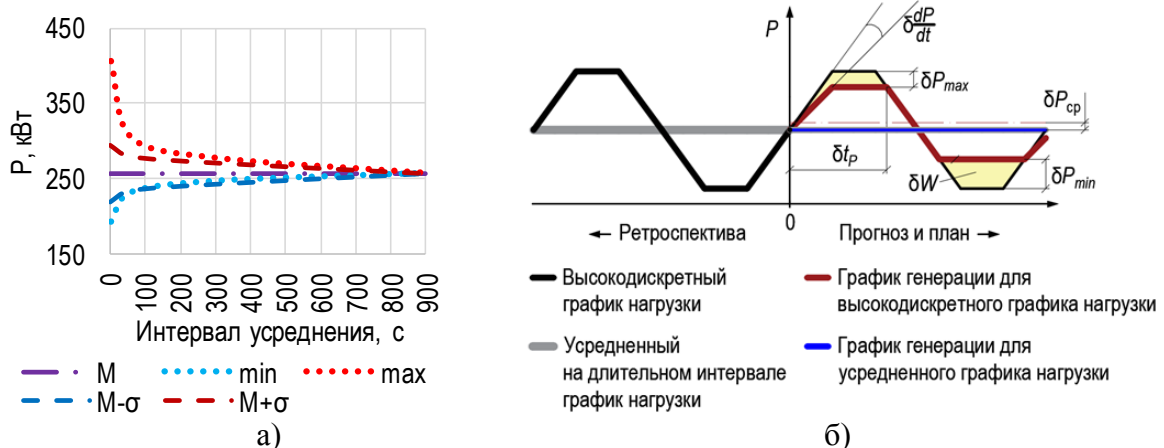


Рисунок 7 – Графики нагрузки РГ: а) усреднение; б) погрешность покрытия

Рассмотренные погрешности тем меньше, чем меньше ИКМ РГ. Также они отличаются для различных оперативных стратегий загрузки установок РГ, моделируемых в работе. РГ в составе ПЭ работает в соответствии с:

$$W_g \rightarrow W_l \quad , \quad (3)$$

$$P_g \rightarrow P_l \quad , \quad (4)$$

где W_g и P_g – выдача ЭЭ и мощности установкой РГ, соответственно; W_l и P_l – потребление ЭЭ и мощности нагрузкой, соответственно. При текущих ценах на потребление ЭЭ и мощности, значительно более высоких, чем на выдачу, а также в условиях ограничений по выдаче мощности ПЭ условие (3) вытекает из условия (4). Оно обеспечивается стратегией следования генерации за нагрузкой. При этом установка РГ работает в пределах регулировочного диапазона, верхняя граница которого равна номинальной мощности $P_{g,r}$, нижняя граница различных установок составляет n_p [%] от $P_{g,r}$:

$$n_p \cdot P_{g,r} \leq P_g \leq P_{g,r} \quad . \quad (5)$$

У установки имеются допустимые величины скорости набора ΔP_g^+ и снижения ΔP_g^- нагрузки:

$$\Delta P_g^+ \leq n_{\Delta P^+} \quad , \quad (6)$$

$$\Delta P_g^- \leq n_{\Delta P^-} \quad , \quad (7)$$

где $n_{\Delta P^+}$ и $n_{\Delta P^-}$ – максимальные установленные производителем величины скорости набора и снижения нагрузки, соответственно.

1. Моделируются четыре разновидности стратегии следования за нагрузкой: 1.1) стратегия нулевого экспорта ЭЭ с ограничением скорости набора нагрузки; 1.2) стратегия ограничения экспорта и импорта ЭЭ с $\Delta P_g=0,5$ %/сек (период регулярных колебаний нагрузки с $T=200$ с); 1.3) стратегия ограничения экспорта и импорта ЭЭ с $\Delta P_g=0,1$ %/сек ($T=1000$ с); 1.4) работа установки с «набросами» нагрузки, при которой величина допустимого наброса нагрузки (6) моделируется типовой зависимостью от текущей загрузки с координатами вершин $\{0;35\}, \{40;15\}, \{80;15\}, \{100;0\}$ %.

2. Моделируется постоянная загрузка: 2.1) по базовой части графика нагрузки; 2.2) по средней нагрузке с выдачей мощности. Соответственно:

$$P_g = \min(P_l) \quad , \quad (8)$$

$$P_g = M(P_l) \quad . \quad (9)$$

3. Моделируется трехступенчатая стратегия ограничения экспорта и импорта ЭЭ: минимальной $n_p \cdot P_{g,r}$, серединой регулировочного диапазона $P_{g,av}$ и максимальной $P_{g,r}$. При изменении перетока по сети генератор выполняет переход на наиболее близкую к усредненному значению перетока уставку. В качестве входного сигнала используется сигнал по мощности, усредненный на интервале 5 с методом скользящего среднего.

В примере использована газопоршневая установка номинальной мощностью 333 кВт. Установки близкой мощности поставляются рядом производителей, в т.ч. Caterpillar, GE Jenbacher, Cummins и др. Значение n_p составля-

ет 50 %. Для оценки технико-экономических параметров РГ в работе рассмотрены зависимости КПД установок РГ различного типа от степени загрузки, получены типовые тренды для аппроксимации и их численные характеристики. Показано, что для газопоршневых установок на регулируемом диапазоне характеристику КПД при расчетах возможно задавать зависимостью вида $\eta(P)=aP_i^2+bP_i+c$. В примере используются «мягкая» и «жесткая» характеристики КПД, рисунок 8.

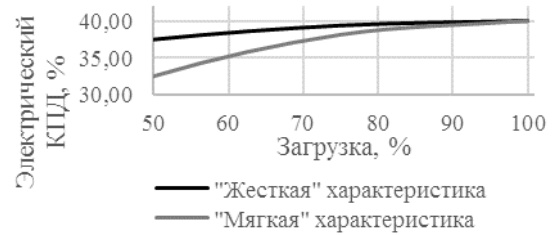


Рисунок 8 – Характеристики КПД

Погрешность планирования балансов ПЭ с РГ оценивается путем изменения ИКМ от 1 с (рисунок 9) до 15 мин при покрытии графика нагрузки. Последнее значение соответствует максимальному рассматриваемому ДИ.

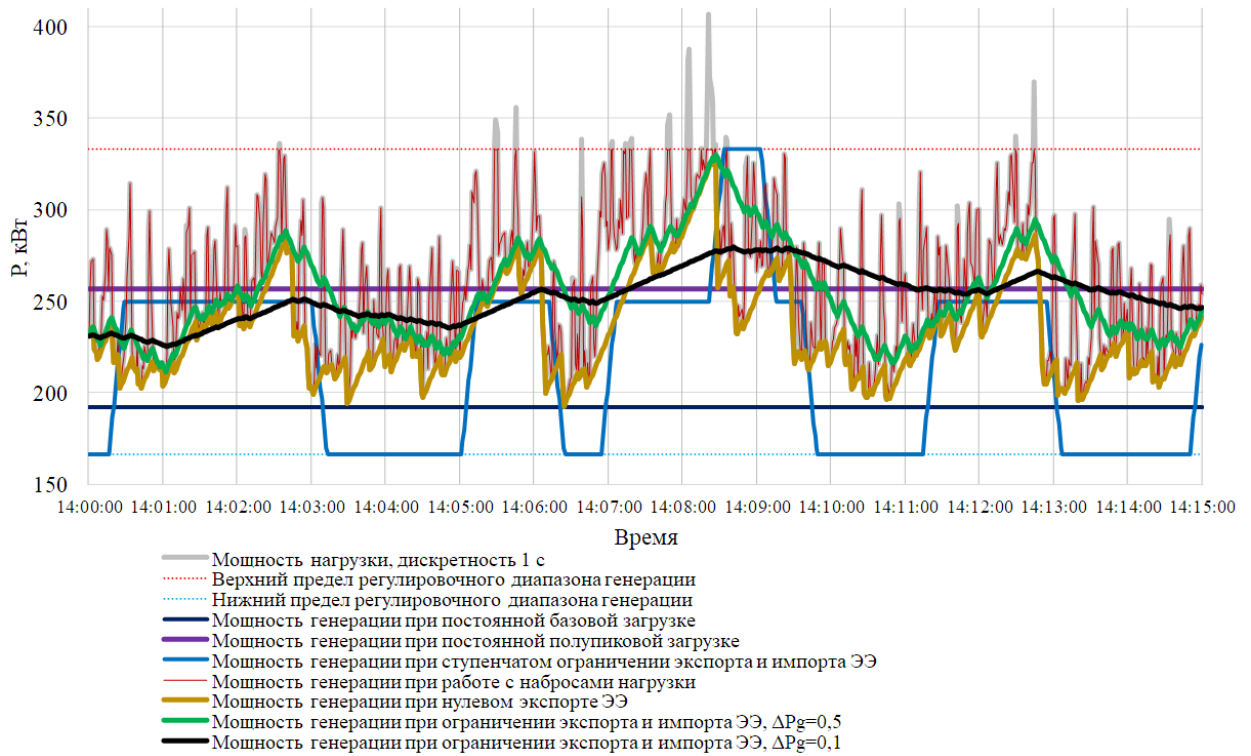


Рисунок 9 – Покрытие нагрузки ПЭ установкой РГ (ИКМ 1 с)

Результаты моделирования представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Погрешность планирования и поддержания параметров ПЭ с РГ

Параметр*	Стратегия следования за нагрузкой			Постоянная загрузка		Ступенчатая загрузка
	ограничение экспорта и импорта ЭЭ ($\Delta P_g = 0,1$ %/с)	Нулевого экспорта ЭЭ	с набросами нагрузки	базовая	полупиковая	ограничение экспорта и импорта ЭЭ
δP_{cp}	12,32 (14,33)	9,69	1,98	14,78	14,78	14,46
δt_P	95,67 (99,22)	78,25	5,55	99,89	0,00	0,00
δW	0,84 (1,67)	8,88	0,32	25,16	0,00	12,86
$\delta \eta 1$	0,33 (0,33)	1,09	0,31	3,31	0,00	2,00
$\delta \eta 2$	1,03 (1,03)	3,43	0,95	10,94	0,00	6,60

* Обозначения в соответствии с рисунком 7

Результаты моделирования показывают, что при увеличении ИКМ до уровня ДИ возникает значительная погрешность планирования и поддержания балансовых параметров ПЭ. Варьирование номинальной мощности установки в двукратном диапазоне и количества установок дает дополнительную погрешность до 12 % в зависимости от параметра и стратегии загрузки. ПЭ с РГ требуют наименьших ИКМ, а также ДИ меньших, чем принятый в ЕЭС 1 час. Минимальная продолжительность ИКМ может выбираться с учетом заданных производителем мобильности установок РГ, а также с учетом отстройки от переходных процессов.

Реализация автоматического управления балансами ПЭ с РГ эффективна для решения сопутствующих задач СО и РСК. Снижаются дисперсионные составляющие перетоков мощности, вызванные нерегулярными составляющими графиков нагрузок и погрешностями прогноза по отдельным узлам. Смоделированное в работе уменьшение дисперсий перетоков мощности составляет 48-70 % для сечений «ПЭ-ЭС» и до 57,5 % для вышестоящих сечений в зависимости от типа нагрузки и стратегии загрузки. СО это дает возможность точнее соблюдать режимные ограничения по перетокам. РСК это дает возможность или применять оборудование меньшей пропускной способности для выполнения технологического присоединения ПЭ (в том числе, вышестоящих сечений для группы ПЭ), или снижать потери ЭЭ для того же оборудования. При снижении уровня дисперсионной составляющей результирующее термическое воздействие тока и потери по сечению связи с ЭС уменьшаются пропорционально:

$$\frac{\Delta P_{\sigma_1}}{\Delta P_{\sigma_2}} = \frac{\Delta W_{\sigma_1}}{\Delta W_{\sigma_2}} \approx \frac{P_{\sigma_1}^2}{P_{\sigma_2}^2} \approx \frac{I_{\sigma_1}^2}{I_{\sigma_2}^2} = \frac{I_{av}^2 + \sigma_1^2}{I_{av}^2 + \sigma_2^2} = \frac{1 + \nu_1^2}{1 + \nu_2^2}, \quad (10)$$

где индексами « σ_1 » и « σ_2 » отмечены значения до и после снижения дисперсии, соответственно; ΔP и ΔW – потери мощности и энергии на интервале усреднения, соответственно; P и I – переток и ток по линии «ПЭ-ЭС», соответственно; I_{av} – усредненный ток по сети; ν – вариация перетока (тока).

При уменьшении ν на 0,3-0,5, что соответствует условиям вышеприведенного расчетного эксперимента, уменьшение сечения линии или мощности трансформаторного оборудования может составлять минус один пункт номенклатуры (-13...-25 % затрат), а снижение потерь (-1,5...-2,5 % затрат) эквивалентно увеличению сечения на плюс один пункт номенклатуры. Эффективно стимулирование РГ к стратегиям следования за нагрузкой для уменьшения дисперсий перетоков мощности путем введения соответствующей тарифной составляющей рынка ЭЭ. ПЭ с РГ это позволяет более точно заявлять и оплачивать значение мощности технологического присоединения, а также соблюдать договорные обязательства во избежание штрафных мер.

В третьей главе рассматриваются проблемы и задачи информационного ведения РГ в распределительных сетях. Существуют следующие балансовые проблемы в отношении ПЭ с РГ.

1. Незначительное распространение системной телеметрии в распределительных сетях не обеспечивает наблюдаемость элементов сети и РГ. Ос-

новными источниками информации являются счетчики ЭЭ, объединяемые в системы коммерческого учета ЭЭ - АСКУЭ (Automatic Meter Reading).

2. В условиях низкой оснащенности средствами учета ЭЭ существует проблема достоверизации перетоков ЭЭ в сетях с РГ.

Для решения вышеперечисленных проблем предложено использовать получающую распространение в электроэнергетике методику энергораспределения (ЭР), основанную на теории оценивания состояния. Методика позволяет получать расчетные аналоги, соответствующие абсолютно сбалансированной модели, для измеренных значений ЭЭ, содержащих погрешности.

В любой момент времени в сети существует баланс потоков ЭЭ. Уравнения для баланса потоков ЭЭ по ветвям и по узлам, соответственно:

$$\sum_{j \in \omega_i} W_{ij} + W_i = 0, \quad i = 1, 2, \dots, N, \quad (11)$$

$$W_{ij} + W_{ji} + \Delta W_{ij} = 0, \quad i = 1, 2, \dots, M, \quad (12)$$

где W_i - узловые инъекции или расход ЭЭ в узле i ; W_{ij} - перетоки ЭЭ по ветвям, соединенным с узлом i ; ω_i - множество всех узлов, смежных с узлом i ; W_{ij} - перетоки ЭЭ в начале ветвей; W_{ji} - перетоки ЭЭ в конце ветвей; ΔW_{ij} - потери ЭЭ в ветвях; N - общее число узлов сети, M - число ветвей. Перетоки ЭЭ представляются в сальдированном (прием минус отдача) виде.

Шунтовые и нагрузочные потери активной энергии, соответственно:

$$\Delta W_i^g = (\bar{U}_i^2 + \sigma_{U_i}^2) \cdot g_i \cdot (T - t_{\text{откл}}), \quad (13)$$

$$\Delta W_{ij}^r = (\bar{I}_{ij}^2 + \sigma_{I_{ij}}^2) \cdot r_{ij} \cdot (T - t_{\text{откл}}), \quad (14)$$

где \bar{U}_i и \bar{I}_{ij} - среднее значение модулей напряжения и тока, соответственно; $\sigma_{U_i}^2$ и $\sigma_{I_{ij}}^2$ - дисперсии напряжения для узла i и тока для ветви $i-j$, соответственно, за время T ; g_i - активная проводимость на землю узла i , r_{ij} - активное сопротивление ветви $i-j$; $t_{\text{откл}}$ - длительность отключения элемента. Дисперсионные составляющие могут быть рассчитаны по профилям соответствующих величин, записываемых современными счетчиками ЭЭ.

Формируется система уравнений, в которой часть переменных измеряется на основе показаний приборов учета ЭЭ, а часть переменных относится к условно-постоянным параметрам сети. В ходе решения ЭР получают расчетные оценки для всех измеренных и неизмеренных потоков ЭЭ. Набор измерений может быть недостаточным (количество решений бесконечно, сеть ненаблюдаема), базовым (единственное решение, сглаживание ошибок невозможно) или избыточным. В последнем случае единственность решения обеспечивается при минимизации суммы квадратов ошибок измерений:

$$F = \sum_{i=1}^k r_i \left(\frac{W_i^{\text{изм}} - W_i^{\text{расч}}}{W_i^{\text{расч}}} \right)^2 \rightarrow \min, \quad (15)$$

где k - общее количество измерений; $W_i^{\text{изм}}$ - i -ое измерение ЭЭ, а $W_i^{\text{расч}}$ - соответствующие i -ому измерению расчетное значение (оценка) потока ЭЭ; r_i - весовой коэффициент доверия к измерению, обратно пропорциональные квадрату ошибки δ_i измерительного комплекса, равно $r_i = 1/\delta_i^2$.

Тестовый расчет проведен на примере здания УрФУ. Схема и результат расчета представлены на рисунке 10, а) и б).

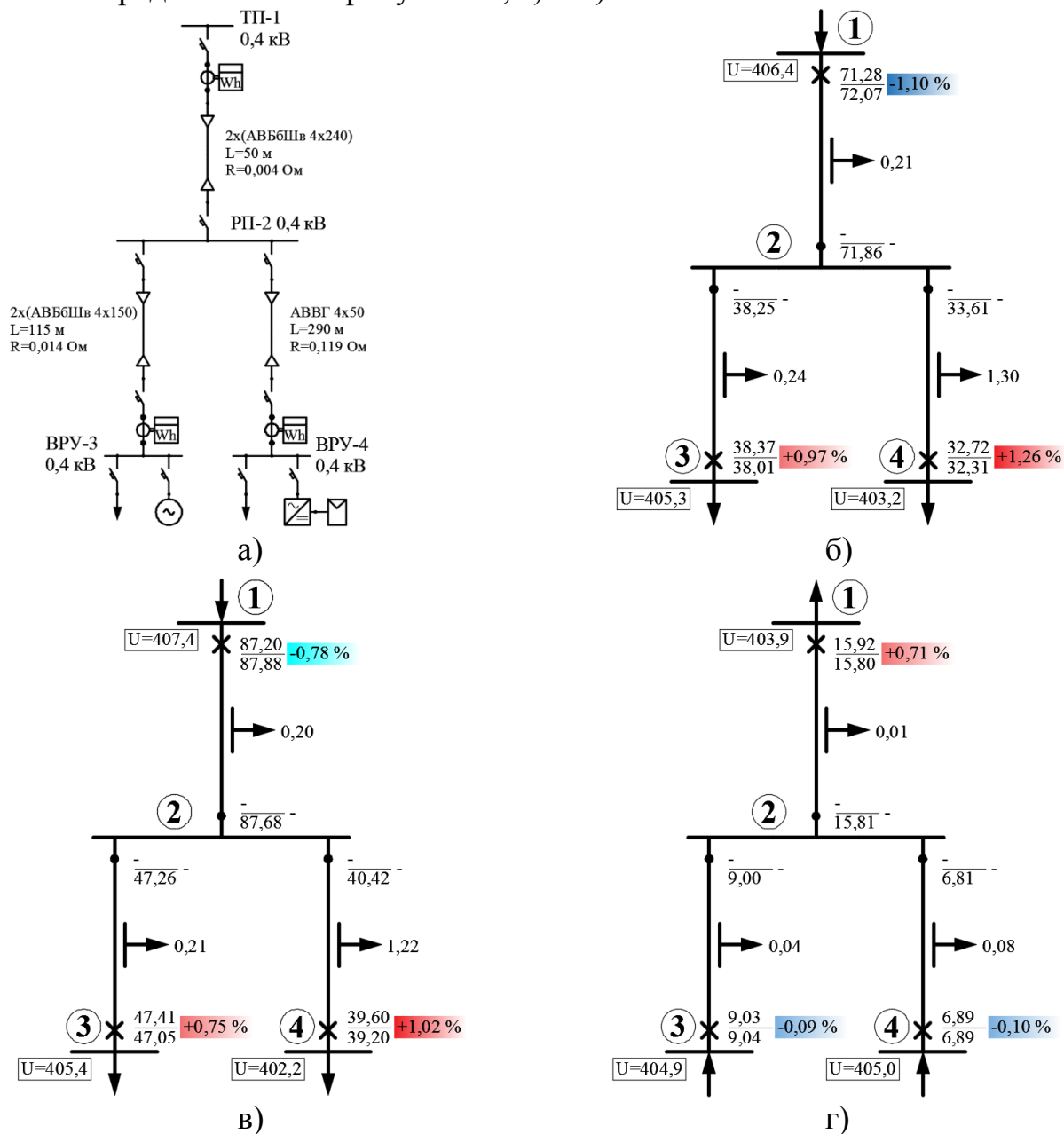


Рисунок 10 – Расчеты ЭР: а) исходная схема; б) результаты расчета сальдированного ЭР («W»); в) нагрузочное ЭР («W+»); г) генераторное ЭР («W-»)

В числителе представлены измеренные значения, содержащие погрешности. В знаменателе приведены расчетные значения, удовлетворяющие законам электротехники. Справа в процентах приведены отклонения измеренных величин от расчетных.

Существуют также перспективные задачи учета влияния РГ на сеть в виде загрузки элементов сети и потерь ЭЭ, определения электрических границ ПЭ и Virtual Power Plant путем поиска точек потокораздела по ЭЭ. Для решения данных задач необходимо как можно точнее учитывать дисперсии перетоков ЭЭ. Текущая практика использования сальдированных перетоков ЭЭ, принятая вследствие исторической однонаправленности потоков мощности в радиальных распределительных сетях и одинаковой стоимости потерь

вне зависимости от направления протекания ЭЭ, ведет к занижению значений дисперсий перетоков ЭЭ.

Для устранения данного недостатка сальдированной методики ЭР разработана модифицированная методика ЭР, основанная на методе наложения. Методика включает отдельное энергораспределение для потоков ЭЭ из сети и от РГ. Расчет выполняется по показаниям отдельно приема и отдачи ЭЭ. Исходная система уравнений ЭР (11)-(12) без учета потерь ЭЭ линейна. Добавление потерь и линеаризация такой системы вносит минимальную расчетную погрешность в большинстве режимов, кроме аварийных и послеаварийных режимов со значительными отклонениями от номинальных параметров. Модифицированная методика ЭР позволяет: 1) в 2-3 раза более точно получать загрузку элементов по ветвям, а также значения дисперсий перетоков ЭЭ; 2) оценивать потери ЭЭ в режимах потребления ЭЭ или ее выдачи ПЭ; 3) оценивать соответствие потерь ЭЭ нормативу.

Доход или расход РСК от наличия потерь ЭЭ вызван их компенсацией по разнице между нормативом и фактом. В расчетном примере на рисунке 11, в) и г) более выгодным с точки зрения потерь для сетей оказывается режим, соответствующий генераторному ЭР, в котором осуществляется выдача ЭЭ объектами РГ (таблица 6). В примере выполнен расчет нормативов потерь в соответствии с установленной Правительством РФ методикой на 2014-2017 гг. Анализ результатов говорит, что в таком режиме РГ не только уменьшает потери с 1,85 до 0,82 % по сравнению с нагрузочным, но и потенциально увеличивает соответствующее значение норматива с 4,00 до 6,08%. Разницы между нормативом и фактом составляют 5,26 и 2,15 %, соответственно. Для РСК первое значение, соответствующее выдаче ЭЭ в сеть, в 2,5 раза выгоднее, что говорит о потенциальной эффективности влияния РГ на потери. С учетом общемировой тенденции перехода к компенсации потерь ЭЭ РСК с помощью РГ на основе ВИЭ, модифицированное ЭР может быть использовано как инструмент для оценки мест размещения и влияния РГ на потери в сетях.

Применение рассмотренных методик ЭР наряду с сокращением интервала учета ЭЭ с 1 ч до 5 мин позволяет использовать системы учета ЭЭ для информационного обеспечения поддержания балансов ПЭ с РГ.

В четвертой главе рассматриваются вопросы перспективного развития и долгосрочного планирования балансов ПЭ с РГ в интересах ЭС. Существующая концепция интегрированного планирования энергоресурсов (Integrated Resource Planning) подразумевает координацию перспективного развития объектов энергетики, в т.ч. РГ, с помощью коррекции тарифных моделей рынков ЭЭ. Таким образом, закладываются основы коммерческого управления РГ на этапе выбора оптимальных параметров РГ: установленной мощности и выработки ЭЭ, состава оборудования, стратегий загрузки, - зависящих от электрической нагрузки РГ в рамках ПЭ.

Таблица 6 - Потери ЭЭ

КЛ	Потери $\Delta W_i / W_i$, %			
	«W+»		«W-»	
	Факт	Норм.	Факт	Норм.
1-2	0,22	2,07	0,09	4,00
2-3	0,44	4,00	0,39	6,08
2-4	3,03	6,08	1,16	6,08
все	1,85	4,00	0,82	6,08

Расчеты тарификации нагрузки РГ в модели рынка ЭЭ с учетом только составляющей в виде ЭЭ вносят существенную погрешность в выбор оптимальных параметров РГ и могут приводить к режимам работы, невыгодным для ЭС. В работе предложена и обоснована возможность рассмотрения зависимостей оптимальных параметров РГ от типовых электрических составляющих, используемых для тарификации нагрузки РГ в различных моделях рынков: 1) электроэнергия; 2) мощность; 3) отклонение фактической величины электропотребления от плановой. В работе рассматривается пример на основе графика нагрузки высотного учебного корпуса УрФУ (рисунок 11), используются правила розничного рынка ЭЭ, действующие в ценовых зонах ЕЭС. Обобщенно цену за сетевое электроснабжение можно представить в виде суммы сетевых составляющих для графика нагрузки:

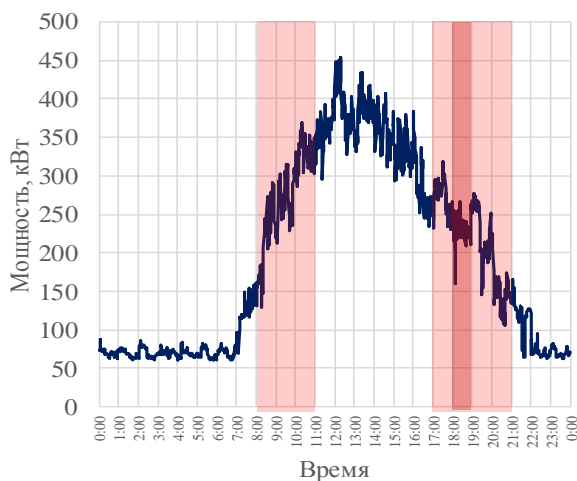


Рисунок 11 – Расчетный график нагрузки

$$C_{VI} = \sum_{i=1}^I c_{pl,i} W_{pl,i} + \frac{c_j}{J} \sum_{j=1}^J W_j + \frac{c_k}{J} \sum_{k=1}^J W_k + \sum_{i=1}^I c_{\delta,i} (W_{pl,i} - W_{f,i}) \quad (16)$$

где $c_{pl,i}$ – цена ЭЭ, $W_{pl,i}$ – почасовые планируемые объемы потребления ЭЭ; I – количество часов в месяце; c_j – цена передачи мощности, W_j – величины мощности в часы фактического пика в рабочие дни, J – количество рабочих дней в месяце; c_k – цена услуг по передаче мощности; W_k – максимальные величины мощности в часы планового пика в рабочие дни; $c_{\delta,i}$ – почасовые цены разницы факта и плана потребления ЭЭ; $W_{f,i}$ – фактические объемы ЭЭ.

Первая составляющая суммы (затраты на электроэнергию) имеется у всех ценовых категорий (ЦК), при отсутствии планирования расчет ведется в отношении фактических объемов ЭЭ. Вторая составляющая (затраты на мощность оптового рынка) выделяется для 3-6 ЦК. Третья составляющая (затраты на сетевую мощность) выделяется для 4, 6 ЦК. Четвертая составляющая (затраты на отклонение фактического электропотребления от планового) выделяется для 5, 6 ЦК. Структура затрат меняется при использовании различной мощности собственной генерации в ПЭ (рисунок 12).

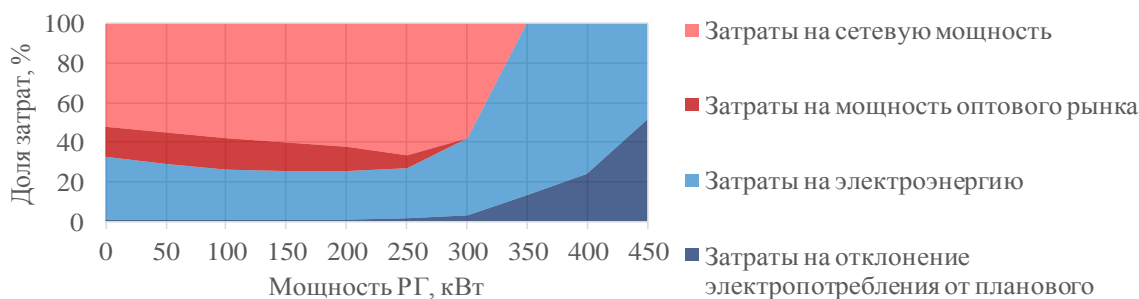


Рисунок 12 – Структура сетевых затрат при изменении мощности РГ

Оптимальная для покупки ЭЭ и мощности из сети ЦК не соответствует оптимальной ЦК в случае наличия и установок РГ. Это связано с изменением соотношений между составляющими покрываемого из сети графика нагрузки, тарифицируемым по соответствующим ставкам. В примере выбор неэффективной ЦК в случае наличия сети и РГ приводит к превышению затрат до 62 % против 10 % для случая наличия только сетевого подключения.

В работе используется исследовательская методика для оценки влияния ценовых категорий на выбор мощности и состава генерирующего оборудования ПЭ. Методика обобщает существующие практические алгоритмы выбора состава оборудования собственной генерации. В рамках методики выполняется моделирование покрытия РГ совокупности характерных для ее нагрузки суточных графиков. Функция зависимости доходов и затрат ПЭ от мощности РГ при покрытии графика нагрузки представляется следующим образом:

$$3(P_g) = 3_c(P_g) - 3_c(0) + D_c(P_g) - 3_{\text{тех.с}} - 3_{\text{уст.РГ}}(P_g) - 3_{\text{раб.РГ}}(P_g). \quad (17)$$

В функцию зависимости доходов и затрат от мощности РГ входят.

1. Затраты на покупку сетевой энергии и мощности (16). Экономический эффект от РГ учитывается разницей затрат на покупку ЭЭ и мощности из сети при работе РГ и при ее отсутствии. Условием работы РГ на рассматриваемом интервале времени является себестоимость выработки ЭЭ, меньшая, чем эквивалентная цена сетевой ЭЭ: $c_{gi} < c_i$. Составляющая эквивалентной цены ЭЭ для мощности при количестве КИ, равных d :

$$c_{P,i} = \frac{P_i \cdot c_P}{24 \cdot d} \cdot 12. \quad (18)$$

Графики эквивалентных цен приведены на рисунке 13. Мощность, в первую очередь сетевая, будет приводить к увеличению оптимальной мощности РГ и сдвига графика работы с базового на пиковый. Затраты на работу РГ определяются с учетом средневзвешенного КПД.

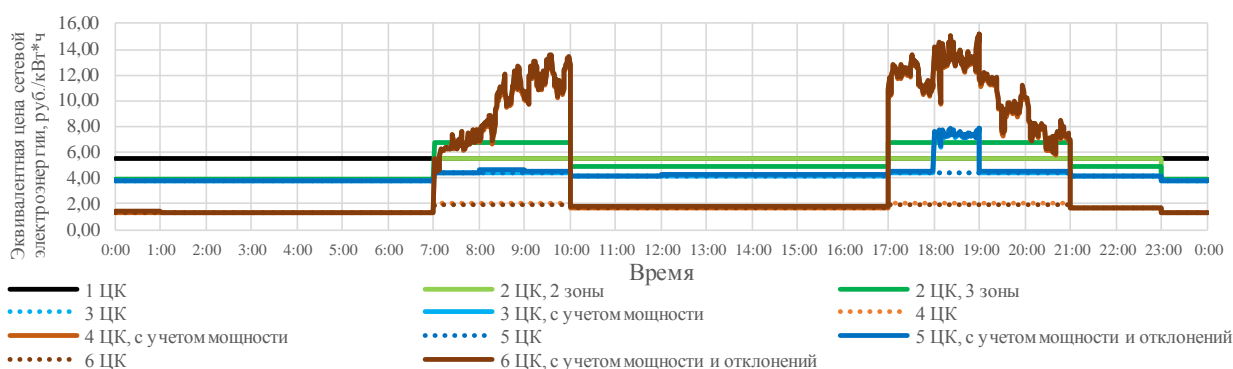


Рисунок 13 – Графики эквивалентных сетевых цен на ЭЭ и мощность

2. Доход от продажи ЭЭ в сеть при положительной разнице сетевой цены и цен $c_i - c_{gi}$. При себестоимости производства ЭЭ меньше эквивалентной сетевой цены, но больше цен на оптовом рынке, выработка ЭЭ для покрытия собственной нагрузки выгодна, но продажа ЭЭ в сеть невозможна. Рассматриваются стратегии постоянной загрузки и следования за нагрузкой РГ.

3. Затраты на технологическое присоединение в примере отсутствуют.

4. Капиталовложения в установленную мощность РГ $Z_{\text{уст.РГ}} = f(P_g)$. Удельные капиталовложения в 1 кВт аппроксимированы полиномом второй степени. Увеличение количества установок при выборе состава оборудования увеличивает капиталовложения, в т.ч и удельные. Выбор состава оборудования по показателям надежности производится в соответствии с биномиальным распределением $q(n,k) = C_n^k q^k p^{n-k}$ с учетом категории надежности электроснабжения и инженерного критерия вероятности 95 %.

5. Затраты на работу установки РГ $Z_{\text{уст.РГ}} = f(P_g)$. Себестоимость выработки электроэнергии в примере при текущей мощности генерации P_{gi} :

$$c_{gi}(P_{gi}) = \frac{c_{ng}}{Q_{ng} \cdot \eta_{gi}(P_{gi})} \cdot 100\% \quad , \quad (19)$$

где Q_{ng} – теплотворная способность 1 м³ природного газа, равная 9,306 кВт*ч/м³; c_{ng} – цена 1 м³ природного газа; η_{gi} – КПД при данной нагрузке в соответствии с заводской характеристикой. Затраты на обслуживание РГ включают составляющие: зависящую от режима и продолжительности работы, условно-постоянную. Моторесурс установки и наработка до капремонта учитываются счетчиком часов работы. Учет пусков установки РГ осуществляется расходом моторесурса.

Оценка технико-экономической эффективности решения (17) производится стандартным методом дисконтированных денежных потоков PV_t :

$$PV_t = \frac{1}{(1 + \alpha)^t} \cdot 3(P_g) \quad , \quad (20)$$

где α – ставка дисконтирования, принятая равной 9 %; t – время.

Рассмотрены критерии минимального срока окупаемости и наибольшей чистой приведенной стоимости $NPV = \sum PV_t$. Некоторые результаты расчетов приведены на рисунке 14 и позволяют сделать следующие выводы. Выбор мощности РГ выше базовой части графика приводит к снижению КИ-УМ и выработки ЭЭ, а выше полупиковой части – к снижению доли покрытия ЭЭ нагрузки. Оба эффекта обусловлены существенным увеличением себестоимости выработки вследствие нелинейности зависимости (19).

Параметры РГ на основании большинства существующих методик определяются путем сравнения удельной себестоимости выработки ЭЭ установками РГ с ценой только на сетевую ЭЭ. Сопоставление дает результат, аналогичный результату при тарификации нагрузки по 1-2 ЦК в рамках предложенной в работе методики. Это приводит к получению заниженных сроков окупаемости, к неоптимальному решению с меньшим на 4-20 % значением чистой приведенной стоимости относительно номинального, полученного с помощью предложенной методики при тарификации нагрузки по 6 ЦК с учетом цен на мощность и отклонение электропотребления от планового. Также применение существующих методик дает на 20-43 % меньшее значение установленной мощности РГ и приводит к постоянной базовой стратегии загрузки. Массовый выбор данной стратегии установками РГ оказывает негативное балансовое влияние на ЭС. И для ЭС, и для собственника может быть эффективен ее режим работы РГ с покрытием пиковых составляющих.

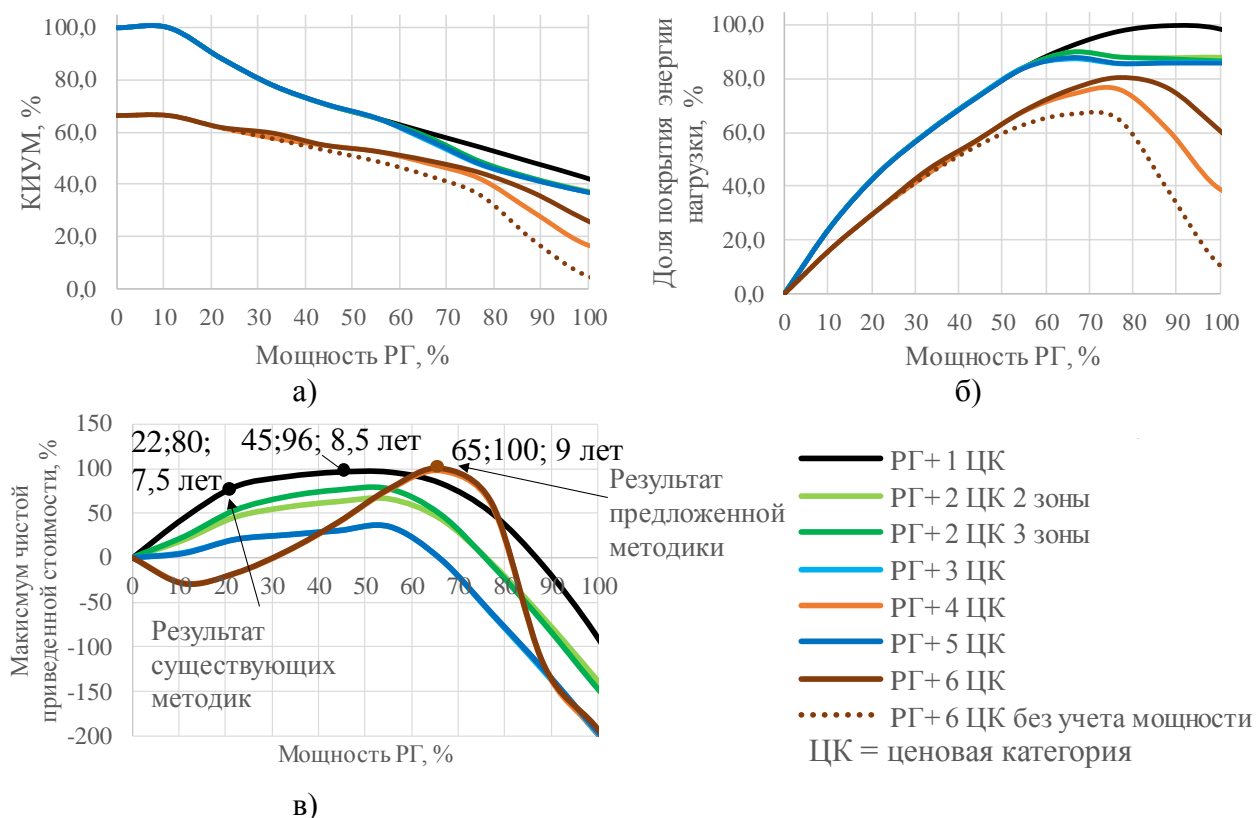


Рисунок 14 – Параметры РГ в составе ПЭ: а) КИУМ; б) доля покрытия энергии нагрузки; в) максимальные значения чистой приведенной стоимости NPV

В общем случае существует несколько вариантов выбора состава, мощности и стратегий загрузки РГ, близких по экономическому эффекту для собственника РГ, но различных по балансовому влиянию на ЭС. Возможно использование предложенной методики для поиска оптимального решения, выгодного как для собственников РГ, так и для ЭС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе получены следующие основные результаты:

1. Показана целесообразность интеграции РГ в процессы планирования и поддержания балансов мощности и энергии при доле РГ, большей, чем величина погрешности их прогноза. Рассмотрен международный опыт интеграции РГ. Неучет РГ или ее косвенный учет в составе нагрузки может приводить к увеличению погрешности прогноза графиков нагрузки, к неконтролируемому вытеснению системной генерации из базовой части графиков, ухудшению условий ее работы по маневренности и мобильности, набросам мощности на сечения распределительной сети, погрешностям балансов ЭЭ.

2. Показана возможность компенсации увеличивающейся при росте доли РГ погрешности прогноза графиков нагрузки за счет сокращения зон контроля балансов, уменьшения диспетчерского и коммерческого интервалов и коррекции тарифных моделей, стимулирующих потребителей-собственников РГ осуществлять работу в пиковой части графиков нагрузок, а также сглаживание графиков сетевых перетоков мощности и снижение их величин.

3. Обоснован переход от объектного принципа формирования балансов к территориально-сетевому. Выявлена целесообразность сокращения зон контроля балансов от уровня региональных диспетчерских управлений до уровня производственных отделений электрических сетей, в отдельных случаях районных электрических сетей. Обоснованы контроль РГ на новых уровнях структурной иерархии управления: потребительских энергосистем, диспетчерских служб сетевых компаний, виртуальных энергосистем.

4. Выявлена эффективность уменьшения коммерческого интервала с 1 ч до 5-15 мин при росте доли РГ и соответствующее уменьшение диспетчерского интервала с применением автоматического управления РГ. При этом снижается роль краткосрочного (суточного) планирования и возрастает роль оперативного. Показано наличие существенной погрешности поддержания балансов на часовых интервалах.

5. Обоснована возможность использования автоматизированных систем учета электроэнергии с короткими интервалами измерения ЭЭ для контроля РГ в распределительных сетях. Разработана модифицированная методика энергораспределения с применением метода наложения для повышения достоверности измерительной информации о перетоках энергии в распределительных сетях, для определения влияния РГ на потоки и потери ЭЭ.

6. Показана эффективность введения дополнительной составляющей тарифных моделей рынков ЭЭ в виде дисперсии мощности. Данная составляющая должна стимулировать собственников РГ осуществлять сглаживание графиков нагрузки и снижение дисперсий обменных перетоков мощности.

7. Разработана методика выбора оптимальных параметров РГ для развития генерации с необходимыми для ЭС балансовыми свойствами при решении вопросов перспективного развития. Методика основана на учете типовых электрических составляющих, используемых для тарификации нагрузок РГ в различных ценовых категориях: 1) электроэнергия; 2) мощность; 3) отклонение фактической величины электропотребления от плановой.

СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи, опубликованные в рецензируемых научных изданиях, определенных ВАК:

1. Самойленко, В.О. Распределенная генерация в образовательном процессе высших учебных заведений / В.О. Самойленко, О.Л. Коркунова, А.В. Паздерин, П.М. Ерохин // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2017. – Том 60. – № 3. – С. 89-95. 0,44 п.л. / 0,31 п.л.

2. Самойленко, В.О. Разработка адекватных технических условий для технологического присоединения генерирующих объектов малой мощности к электрической сети / П.М. Ерохин, С.А. Ерошенко, А.В. Паздерин, В.О. Самойленко, А.Л. Рывлин, С.А. Стерлягова // Промышленная энергетика, 2016. – № 2. – С. 6-12. 0,44 п.л. / 0,19 п.л.

3. Samoylenko V.O. Towards a sustainable development given the gradual conventional energy sources upgrade / V.O. Samoylenko, S.A. Eroshenko, A.V. Pazderin // The Proceedings of the International Conference On Sustainable

Cities, 2016. – Vol. 6. – pp. 1-4. 0,25 п.л. / 0,19 п.л. (*индексирована в Web of Science*)

4. Samoylenko, V.O. Power system zoning for distributed generation implementation forecasting / V.O. Samoylenko, A.V. Pazderin, S.A. Eroshenko, P.Y. Bannykh // The proceedings of 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University. – RTUCON 2016, 2016. – pp. 1-4. 0,25 п.л. / 0,13 п.л. (*индексирована в Web of Science и Scopus*)

5. Samoylenko, V.O. Semiconductor Power Electronics for Synchronous Distributed Generation / A.V. Pazderin, V.O. Samoylenko // Proceedings of the 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing. – ICIEAM 2016. 2016. pp. 1-5. 0,31 п.л. / 0,25 п.л. (*индексирована в Scopus*)

6. Samoylenko, V.O. Renewable energy sources for perspective industrial clusters development / S.A. Eroshenko, V.O. Samoylenko, A.V. Pazderin, // Proceedings of the 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing. – ICIEAM 2016. 2016. – pp. 1-5. 0,31 п.л. / 0,13 п.л. (*индексирована в Scopus*)

7. Samoylenko, V.O. Overcurrent protection adjustment when connecting synchronous generation to power supply systems / V.O. Samoylenko, A.V. Pazderin, O.L. Korkunova // The proceedings of ICIT-2015 Conference. 2015. – №4. – pp. 1-7. 0,44 п.л. / 0,31 п.л. (*индексирована в Web of Science и Scopus*)

8. Samoylenko, V.O. A mathematical method for verifying the validity of measured information about the flows of energy resources based on the state estimation theory / A.V. Pazderin, V.O. Samoylenko, V.V. Sof'in // Thermal Engineering. 2015. –Т. 62. – № 11. – pp. 790-795. 0,38 п.л. / 0,25 п.л. (*индексирована в Scopus*)

9. Самойленко, В.О. Математический метод контроля достоверности измерительной информации о потоках энергетических ресурсов на основе теории оценивания состояния / А.В. Паздерин, В.В. Соф'ин, В.О. Самойленко // Теплоэнергетика. 2015. – № 11. – С. 26-31. 0,38 п.л. / 0,25 п.л.

10. Samoylenko, V.O. Island mode of low capacity generators operation / A.O. Egorov, S.A. Eroshenko, V.O. Samoylenko, P.V. Kolobov, D.A. Glushkov // Advanced Materials Research. 2014. – Vol. 1008-1009. – pp. 426-429. 0,25 п.л. / 0,06 п.л. (*индексирована в Scopus*)

11. Самойленко, В.О. Использование методических подходов теории оценивания состояния для расчетов и достоверизации потоков электрической энергии в сетях / А.В. Паздерин, А.О. Егоров, Е.С. Кочнева, В.О. Самойленко // Электричество. 2014. – № 10. – С. 12-21. 0,63 п.л. / 0,25 п.л.

12. Самойленко В.О. Силовые полупроводниковые системы для нужд малой генерации / В.О. Самойленко, А.В. Паздерин // Промышленная энергетика. 2014. – №11. – С. 31-35. 0,31 п.л. / 0,25 п.л.

13. Samoylenko, V.O. Localization of non-technical energy losses based on the energy flow problem solution / A.V. Pazderin, V.O. Samoylenko // Proceedings of the 6th IASTED Asian Conference on Power and Energy Systems. – AsiaPES 2013. 2013. – pp. 100-103. 0,25 п.л. / 0,13 п.л. (*индексирована в Scopus*)

Другие публикации:

14. Samoilenko, V.O. An experience of distant consumers power supply by means of the renewables given specific conditions / V.O. Samoilenko, A.V. Pazderin, S.A. Eroshenko // Renewable Energy & Power Quality Journal. 2016. – №14. – pp. 910-915. 0,38 п.л. / 0,25 п.л.

15. Samoilenko V.O. Demand-Side Management Efficiency Estimation in Microgrids Performed by Smart Metering Systems / V.O. Samoilenko, A.V. Pazderin // Renewable Energy & Power Quality Journal. 2014. – №12. – pp. 910-915. 0,38 п.л. / 0,25 п.л.

16. Samoilenko V.O. The Method of Checking Equations for Energy Resources Flows Data Validating / V.O. Samoilenko, A.V. Pazderin // Renewable Energy & Power Quality Journal. 2013. – №11. – pp. 501-504. 0,25 п.л. / 0,13 п.л.

17. Самойленко, В.О. Прогноз особенностей развития малой генерации методами экономико-географического районирования на примере Свердловской области / В.О. Самойленко, С.А. Ерошенко // Промышленность. Энергетика. ЖКХ. 2015. – №6. – с 46-48. 0,19 п.л. / 0,13 п.л.

18. Самойленко, В.О. Анализ мировых стандартов на подключение малой генерации к электрическим сетям / В.О. Самойленко, С.А. Ерошенко // Научные труды V международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». – В 2 т. – Томск: ТПУ. 2014. – Т. 2– С. 471-475. 0,31 п.л. / 0,25 п.л.

19. Самойленко, В.О. Режим изолированной работы энергорайона с генераторами малой мощности / Самойленко В.О., Ерошенко С.А., Колобов П.В. // Научные труды V международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи». – В 2 т. – Томск: ТПУ. 2014. – Т. 2. – С. 545-549. 0,31 п.л. / 0,19 п.л.

20. Самойленко, В.О. Технологическое присоединение: международный опыт / В.О. Самойленко // Энергетика и ЖКХ Урала. 2014. – №7. – С. 47-48. 0,13 п.л. / 0,13 п.л.

21. Самойленко В.О. Процессы подключения собственной генерации / П.М. Ерохин, В.О. Самойленко, С.А. Ерошенко // Энергонадзор. 2014. – № 8 (60). –С. 20-21. 0,13 п.л. / 0,06 п.л.

22. Самойленко В.О. Проблемы подключения и эксплуатации малой генерации / П.М. Ерохин, В.О. Самойленко, С.А. Ерошенко // Энергетика и ЖКХ Урала. 2014. – №4. – С. 18-19. 0,13 п.л. / 0,06 п.л.

Подписано в печать _____ 2017	Плоская печать	Формат 60×84 1/16
Бумага типографская		Усл. печ. л. 1,39
Уч.-изд.л. 1.5	Тираж 120 экз.	Заказ
		Бесплатно

Редакционно-издательский отдел УрФУ
620002, Екатеринбург, ул. Мира, 19
Ризография НИЧ УрФУ
620002, Екатеринбург, ул. Мира, 19