

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина»
Уральский энергетический институт
Кафедра «Автоматизированные электрические системы»

На правах рукописи

Люханов Егор Анатольевич

**Совершенствование методов определения статических характеристик
нагрузки и оценка их влияния на экономические показатели
электросетевых компаний**

2.4.3. Электроэнергетика

Диссертация на соискание ученой степени кандидата
технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Паздерин Андрей Владимирович

Екатеринбург – 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1. ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ МОДЕЛЕЙ НАГРУЗКИ И МЕТОДОВ ИХ ИДЕНТИФИКАЦИИ.....	11
1.1. Назначение моделей нагрузки в электрических сетях.....	12
1.2. Моделирование электрических нагрузок	16
1.2.1. Виды моделей нагрузки.....	18
1.2.2. Регулирующий эффект нагрузки.....	24
1.2.3. Подходы и методы идентификации коэффициентов СХН.....	26
1.3. Потери мощности и учёт СХН	35
1.4. Зависимость энергопотребления узлов нагрузки от уровня напряжения в сети	38
1.5. Выводы по главе	42
ГЛАВА 2. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАГРУЗКИ	44
2.1. Постановка задачи и общая характеристика метода.....	44
2.2. Методика оценки коэффициентов СХН	47
2.2.1. Формирование расчётных интервалов оценки	48
2.2.2. Определение и оценка приращений.....	54
2.2.3. Получение результирующих коэффициентов модели	60
2.2.4. Оценка параметров модели и сравнительный анализ методов оценки коэффициентов	66
2.2.5. Обобщенный алгоритм оценки СХН	77
2.3. Метод экстраполяции результатов оценивания.....	78
2.4. СХН единичных электроприёмников и узлов нагрузки в распределительной сети	81
2.4.1. СХН единичных электроприёмников	81
2.4.2. Типовые СХН нагрузки распределительной электрической сети	81
2.5. Выводы по главе	83
ГЛАВА 3. ВЛИЯНИЯ СХН НА ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ПРИ РЕГУЛИРОВАНИИ НАПРЯЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ	84
3.1. Исследование упрощенных моделей	84
3.2. Исследование фрагмента распределительной сети с теоретическими СХН	88
3.3. Исследование фрагментов распределительной сети с экспериментальными СХН.....	91
3.4. Влияние СКРМ на параметры электрического режима с учётом и без учёта СХН	96
3.5. Выводы по главе	97
ГЛАВА 4. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ С УЧЕТОМ СХН.....	99

4.1. Упрощенная модель экономической эффективности функционирования ЭСО	100
4.1.1. Описание модели оценки экономической эффективности функционирования ЭСО.....	100
4.1.2. Оценка экономической эффективности регулирования напряжения в сети устройствами РПН трансформаторов	103
4.2. Влияние СХН на экономические показатели в сети постоянного тока	109
4.3. Регулирование напряжения в распределительной сети с учётом СХН	114
4.4. Выводы по главе	117
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	118
СПИСОК ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ.....	120
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	121
ПРИЛОЖЕНИЕ А. СХН единичных электроприёмников и узлов нагрузки в распределительной электрической сети	135

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. В текущей рыночной парадигме функционирования объектов электросетевого комплекса уровень потерь электроэнергии (ЭЭ) является ключевым показателем, определяющим экономическую эффективность электросетевых организаций (ЭСО). ЭСО заинтересованы в снижении уровня потерь, так как оплачивают фактические потери в своих сетях. Оптимальное управление уровнями напряжения и реактивной мощностью в электрических сетях является основным способом снижения технических потерь электроэнергии. Полезный отпуск электроэнергии потребителям является не менее важным показателем для ЭСО, так как на его основе определяется финансовая выручка от услуг по передаче ЭЭ и оплата данных услуг по тарифу на передачу.

Эффект влияния уровней напряжения на потери и полезный отпуск ЭЭ определяется типом и составом нагрузки и зависит от статических характеристик нагрузки (СХН) по напряжению и частоте. Различные типы нагрузки по-разному реагируют на изменение напряжения. В одном случае эффект практически не проявляется, в другом – потребление мощности и потери существенно изменяются при небольших изменениях уровня питающего напряжения.

Учитывая практику эксплуатации электрических сетей, следует отметить недооценку значимости СХН при расчете потерь мощности при регулировании напряжений. Влияние СХН на величину полезного отпуска и объем услуг по передаче ЭЭ обычно не учитывается. Расчеты потерь и выбор мероприятий по их снижению проводятся на основе расчета установившихся режимов электрической сети, когда нагрузка узлов потребления задается постоянными значениями активной и реактивной мощности, не зависящими от напряжения. Проведенные исследования показали, что учет фактических СХН в подобных расчетах может приводить к существенной погрешности при оценке параметров режима. Вместо снижения потерь при внедрении мероприятия, например установки батареи статических конденсаторов (БСК), может происходить их увеличение.

Основной проблемой использования СХН при расчете технических потерь и полезного отпуска является отсутствие достоверных сведений о статических характеристиках нагрузки по напряжению, а также отсутствие методических материалов по их определению. Данное обстоятельство связано с методической сложностью отделения колебаний мощности нагрузки, вызванных изменением питающего напряжения, от колебаний мощности по инициативе потребителя, связанных с изменением состава нагрузки и/или режима ее работы.

Совершенствование методов идентификации СХН по напряжению для точного представления характера и величины изменения потребления и потерь мощности при изменении питающего напряжения в распределительных сетях является актуальной задачей.

Задача получения СХН на основе обработки данных об изменениях режимных параметров без проведения организационно и финансово затратных активных экспериментов по регулированию напряжений также актуальна. Развитие современных средств измерений и «умного» учета электроэнергии создает предпосылки для создания программных приложений, обрабатывающих архивы телеизмерений и измерений электроэнергии для получения СХН в рамках пассивных экспериментов.

Проведенные в 2024 году активные эксперименты по регулированию напряжений в сетях 0,4-10 кВ ПАО «Россети Урал» и последующее определение на их базе СХН позволили определить регулирующий эффект нагрузки (РЭН) для нескольких трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ. Так при увеличении напряжения на 1 % РЭН по активной мощности находился в диапазоне 1,6 – 2,3, то есть на столько процентов увеличивалось потребление активной мощности. Для реактивной мощности РЭН находился в диапазоне 2,1 – 5,9. При таких СХН увеличение напряжения на головном участке питающей сети на 1 % приводит к увеличению технических потерь активной мощности более чем на 2,1 %.

Настоящая работа посвящена совершенствованию методов идентификации статических характеристик нагрузки и исследованию их влияния на величину потребления и потерь мощности в распределительных сетях. В

работе описана методика определения коэффициентов СХН по измерениям, полученным в ходе активного и/или пассивного экспериментов, произведена оценка влияния СХН на полезный отпуск и потери мощности в электрической сети. Представлена упрощенная экономическая модель функционирования ЭСО. Показано, что основной экономический эффект для ЭСО от регулирования напряжения достигается за счёт его влияния на полезный отпуск электроэнергии и выручку от услуг по передаче.

Степень научной разработанности темы исследования. Разработка подходов и методов математического моделирования нагрузки и её параметров, в частности определение коэффициентов статической характеристики нагрузки, непрерывно развивается уже несколько десятилетий. Моделирование нагрузки широко применяется в задачах расчёта электрического режима и оценки устойчивости электроэнергетических систем. Изучению моделей электрических нагрузок посвящена деятельность отдельных исследовательских групп, сформированных в рамках Международного совета по большим электрическим системам высокого напряжения (CIGRE) и Института инженеров электротехники и электроники (IEEE). Моделирование электрических режимов энергосистем, влияние регулирования напряжения на параметры электрического режима, в том числе на уровень потерь мощности, исследованы в работах научных коллективов и школ по всему миру. Широко исследованы и продолжают изучаться вопросы расчёта и анализа потерь электроэнергии, пути их снижения в электрических сетях различного назначения.

Целью диссертационного исследования является совершенствование методов оценки СХН, теоретическое обоснование и экспериментальная оценка влияния СХН на величину полезного отпуска и потерь мощности (энергии) при регулировании напряжения в энергосистеме.

Задачи исследования:

- Анализ актуального состояния вопроса влияния СХН на параметры электрического режима.

- Совершенствование методов оценки коэффициентов модели СХН в рамках активных и пассивных экспериментов.
- Исследование подходов и методов экстраполяции результатов моделирования СХН на расширенный диапазон напряжений.
- Анализ влияния различных СХН на полезный отпуск и потери мощности в сети.
- Обоснование значимости учёта СХН при расчёте потерь мощности и управлении уровнями напряжения в сети.
- Оценка экономического эффекта при регулировании напряжения в распределительных электрических сетях при различных СХН.

Объектом исследования являются энергообъекты электросетевого комплекса распределительных электрических сетей, характеристики их электрических режимов работы с различной нагрузкой.

Предметом исследования являются модели нагрузки, представленные в виде СХН, и их влияние на величину полезного отпуска, технических потерь и экономические показатели электросетевых организаций.

Научная новизна диссертационного исследования:

- Разработан метод идентификации коэффициентов СХН на основе использования приращений напряжений и соответствующих им приращений мощностей, который может применяться для обработки данных активных и пассивных экспериментов.
- Предложен и апробирован способ экстраполяции коэффициентов СХН на расширенные диапазоны напряжений, выходящие за экспериментальные пределы.
- Показана значимость влияния СХН на полезный отпуск и технические потери при регулировании напряжения. Выполнена оценка экономической эффективности регулирования напряжения при различных СХН.
- Показано, что основной экономический эффект от регулирования напряжения для сетевых компаний связан с выручкой от услуг по передаче

электроэнергии. Изменение стоимости потерь при регулировании напряжения оказывается в разы ниже увеличения выручки от услуг по передаче электроэнергии.

Теоретическая и практическая значимость заключается в экспериментальном исследовании и теоретическом обосновании характера и численной оценке влияния СХН на потери мощности (электроэнергии) и полезный отпуск электроэнергии.

Методология и методы исследования. Для решения поставленных задач использовались методы теоретических основ электротехники, математической статистики и численного анализа, математического моделирования. Для вычислительных экспериментов применялся программный комплекс *RastrWin3*, программные средства, разработанные автором.

Основные положения диссертации, выносимые на защиту:

1. Метод оценки коэффициентов СХН, основанный на решении избыточной системы уравнений по приращениям напряжений и мощностей.
2. Метод расширения диапазона напряжений для применения СХН за счет экстраполяции при модификации исходных данных.
3. Определение зависимости технических потерь мощности и полезного отпуска в сети от величины регулирующего эффекта нагрузки. Влияние СХН на тенденции изменения указанных параметров при регулировании напряжения в электрической сети.
4. Оценка экономического эффекта для сетевой организации при регулировании напряжения для различных типов СХН.

Личный вклад автора состоит в разработке и программной реализации методов идентификации СХН и экспериментальной оценке их влияния на показатели полезного отпуска и потерь мощности и электроэнергии. Автор принимал участие в работе по определению СХН при проведении активных (натурных испытаний) и пассивных экспериментов, в том числе в трех НИР по заданиям АО «СО ЕЭС» в 2019 – 2023 гг. на энергообъектах 110-220 кВ

в операционной зоне ОДУ Урала, и одной НИР по заданию ПАО «Россети Урал» в 2023 году на энергообъектах 0,4-110 кВ. По экспериментальным данным сформированы различные вычислительные модели и проведены исследования по учёту влияния СХН на параметры электрического режима. Автор участвовал в подготовке Стандарта Организации - СТО по регулированию напряжения в распределительных сетях ПАО «Россети Урал».

Достоверность результатов подтверждается результатами вычислительных экспериментов на тестовых схемах распределительных электрических сетей ПАО «Россети Урал».

Апробация результатов работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на научных семинарах кафедры «Автоматизированные электрические системы» УралЭНИН УрФУ, Екатеринбург, в период с 2020 года по 2024 год; были опубликованы в научных журналах *Energies* и *Przeglad Elektrotechniczny*, обсуждались в рамках конференции 2020 IEEE 61th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 2020, Riga, Latvia.

Публикации: По результатам работы всего опубликовано 5 работ, в том числе 4 в изданиях, индексируемых в международных реферативных базах цитирования Scopus и WoS и 1 работа в издании, индексируемом ВАК РФ.

Структура работы. Работа состоит из введения, 4 глав, заключения, библиографического списка из 112 наименований и 1 приложения. Содержит 138 страниц, 57 рисунков и 23 таблицы.

В первой главе представлен обзор основных подходов и методов идентификации СХН, приведено описание моделей СХН. Представлены сведения о регулирующем эффекте нагрузки и его применении. Рассмотрены вопросы эффективности функционирования распределительных энергосистем. Выделены и рассмотрены актуальные теоретические и практические изыскания в области уменьшения потерь электроэнергии различными средствами регулирования параметров электрического режима. Приводится обоснование

важности использования моделей электрического режима, учитывающие влияние СХН на величину полезного отпуска и потерь мощности и электроэнергии. Представлены сведения о моделях зависимости энергопотребления узлов нагрузки от напряжения для различных интервалов времени.

Во второй главе представлен метод получения коэффициентов СХН по данным измерений на основе приращений напряжения и мощности нагрузки. Описаны различные виды нагрузок в соответствии с значениями коэффициентов модели СХН. Собраны сведения о значениях коэффициентов СХН единичных электроприемников и комплексных узлов нагрузки в распределительной электрической сети.

В третьей главе представлено исследование влияния СХН на технические потери при регулировании напряжения в распределительной электрической сети. Показана связь регулирующего эффекта нагрузки с полезным отпуском и потерями мощности. Описаны результаты вычислительных и натурных экспериментов с различными типами СХН. Выполнен анализ влияния различных СХН на нагрузочные и условно-постоянные потери мощности в распределительной электрической сети.

В четвертой главе описан экономический эффект регулирования напряжения с учетом моделей СХН. Представлены основные соотношения, описывающие экономические показатели работы электросетевой компании, на которые оказывают влияние отпуск и потери мощности в электрической сети. Определена и проиллюстрирована динамика изменения основных экономических показателей при регулировании напряжения.

ГЛАВА 1. ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ МОДЕЛЕЙ НАГРУЗКИ И МЕТОДОВ ИХ ИДЕНТИФИКАЦИИ

Распределительная электрическая сеть предназначена для распределения ЭЭ от центра питания до потребителей ЭЭ или её передачу организациям, заключившим договоры энергоснабжения с потребителями. Основной функцией распределительных сетей (РС) на классах напряжения 6–35 кВ является надежная поставка ЭЭ. Традиционно эта схема работает в режиме одностороннего питания – от шин центров питания к потребителям. Ранее средства управления электрической схемой сети и режимом ее работы практически отсутствовали, а существующие не использовались оптимально, кроме того, имеющихся измерительных устройств было недостаточно для управления РС. К основным направлениям современного развития сетей 6–35 кВ можно отнести их техническое и информационное перевооружение в рамках концепции «интеллектуальных» активно-адаптивных сетей с использованием технологий «интеллектуальных» измерений. Наряду с уже имеющимися в РС устройствами регулирования напряжения под нагрузкой силовых трансформаторов (РПН) и гибкой компенсации реактивной мощности становится возможным дистанционное управление современными выключателями и автоматизированными реклоузерами для оптимизации режима работы сети. Повышается число потребительских установок распределенной генерации. Широкое распространение автоматизированных информационно-измерительных систем и развитие систем управления позволяет переходить к применению аппаратного обеспечения с возможностью двухстороннего обмена информацией. Тенденции развития электрических схем РС связаны с появлением участков сетей 6–20 кВ с двухсторонним питанием вследствие внедрения в них установок распределенной генерации.

В векторе развития РС все активнее применяются подходы адаптивного регулирования параметров электрического режима для обеспечения качественного электроснабжения потребителей. Одним из таких подходов является регулирование напряжения в сети. В настоящее время регулирование

напряжения обеспечивается с помощью регулирующих и компенсирующих устройств, что дает возможность эффективно управлять напряжением в РС и этому вопросу уделяется достаточно большое внимание [1, 2].

На сегодня основным методом регулирования напряжения в ЕНЭС России является поддержание заданных графиков (уровней) напряжения в контрольных пунктах сети [3]. Графики напряжения для контрольных пунктов сети разрабатываются заранее на один месяц или квартал. При этом невозможно учесть все установившиеся режимы в период их действия с учётом возможных изменений уровней потребления и генерации, а также изменения конфигурации энергосистемы. Нередки ситуации, когда графики регулирования напряжения не учитывают фактические режимы работы энергосистемы и топологию сети.

1.1. Назначение моделей нагрузки в электрических сетях

При формировании и эксплуатации систем регулирования напряжения в распределительных сетях значительное влияние оказывает точность моделирования и оценки параметров электрического режима как при планировании, так и при текущей операционной деятельности [4].

Регулирование напряжения в централизованной системе с использованием активных средств управления подразумевает выработку управляющего воздействия, основанного на алгоритмических процедурах оценки параметров электрического режима и ограничений средств регулирования. Решается ли задача расчёта установившегося режима, или применяются схожие, но упрощенные техники, значительное влияние на результаты расчёта и, как следствие, на объём управляющих воздействий оказывает точность представления элементов электрической сети, в частности, электрической нагрузки [5].

Задача корректной интерпретации характера электрической нагрузки является актуальной и при планировании электрических режимов, оценки потерь электроэнергии, оптимизации энергопотребления и т.п.

Для моделирования влияния параметров режима на величину нагрузки как правило применяются динамические (ДХН) и статические (СХН) характеристики нагрузки по напряжению и частоте. Данные характеристики описывают изменение активной и реактивной мощности потребителя в зависимости от напряжения питания потребителя и частоты в системе.

Все возмущения и изменения, происходящие во внутренней электрической сети узла нагрузки, приводят к изменению как параметров, так и вида модели СХН. В некоторых ситуациях вид и параметры модели СХН могут изменяться настолько значительно, что для моделирования одного узла нагрузки может потребоваться несколько (семейство) СХН для различных интервалов суточного графика нагрузки [9].

Для крупных энергообъектов и комплексных узлов нагрузки учёт СХН обусловлен задачей определения пределов по статической и динамической устойчивости [6, 7]. Важность учета реакции нагрузки при определении пределов статической устойчивости, как и при поиске критических напряжений, играет ключевую роль в процессе противоаварийного управления и формирования запасов по устойчивости энергосистем. Если в нормальном режиме отклонения напряжения и частоты в сети оказываются достаточно малыми, то в аварийных и послеаварийных режимах изменение мощности нагрузки может приобретать нелинейный характер, способствующий дальнейшему развитию аварийного состояния энергосистемы. Например, характерное для асинхронных двигателей резкое увеличение потребления реактивной мощности при глубоком снижении напряжения может приводить к возникновению лавины напряжения в энергосистеме. В ситуации с большим количеством комплексной нагрузки, в том числе и асинхронных двигателей, точка критического напряжения может смещаться вправо, в область более высоких относительных напряжений, что без учёта и точной оценки СХН может привести к неверной логике управления режимом и возникновению аварийных ситуаций.

Важной особенностью учёта модели нагрузки в вопросах устойчивости является оценка темпа и характера адаптации нагрузки к изменениям напряжения и частоты. Различные типы нагрузки будут с различной инертностью приходить в установившееся состояние, формируя некоторый режим. На данный процесс будет оказывать влияние состав нагрузки, наличие средств регулирования напряжения и частоты в системе, к которым относятся АРНТ, устройства АРПН, регулировочные диапазоны устройств АРВ генераторов, СКРМ и т.п. Оценка характеристик нагрузки при действии средств регулирования и при исчерпании их диапазонов – условие расчёта корректного объема управляющих воздействий в аварийной ситуации и режимных ограничений при планировании и ведении режимов [6, 9, 10, 16].

Устойчивость энергосистемы определяется не только параллельной работой генераторов, но и устойчивостью нагрузки [9, 10]. Характерными аварийными ситуациями является либо резкий сброс нагрузки, либо наброс реактивной нагрузки при нарушении устойчивости двигателей. В процессе развития аварии при действии автоматики отключения потребителей возможен эффект каскадного развития. В таком случае повышение точности формирования управляющих воздействий – результат корректной оценки семейства СХН в режиме длительной работы и при адаптации к изменениям параметров режима, при учёте состава нагрузки и предельных диапазонов средств регулирования в энергосистеме.

Для РС среднего и низкого напряжения учёт СХН позволяет производить оценку прямого влияния параметров электрического режима (в первую очередь напряжения) на величину потребляемой мощности и обратного эффекта, учитывающего такую зависимость в результирующем установившемся значении напряжения или частоты [5, 8].

В то время как для крупных потребителей актуальной становится идентификация комплексного характера зависимости нагрузки от питающего напряжения [6, 9, 10], для распределительных сетей важнее вид модели единичных электроприёмников. Востребованными становятся решения задач

оценки состава нагрузки, графиков нагрузки, идентификация комплексных и единичных СХН по напряжению. В совокупности с определением модели нагрузки в распределительных сетях возникает потребность оценки влияния единичных технических средств регулирования напряжения (например, изменение коэффициентов трансформации) и потерь электроэнергии на результирующие параметры режима энергосистемы. Актуальность учёта СХН сохраняется и для бытовых потребителей [12].

В ряде исследований [4, 5, 8, 12, 13] описывается характер влияния учёта СХН на результирующую оценку параметров электрического режима для РС. При этом необходимость корректного представления модели нагрузки связывается с возможностью точно оценить величину и произвести регулирование напряжения в сети для возвращения или сохранения нормируемых параметров режима в допустимой области.

В отечественной литературе достаточно подробно проработаны теоретические основы влияния уровня напряжения на мощность нагрузки и параметры электрического режима. Значимость анализа и учёта модели нагрузки подтверждается практикой исследования и эксплуатации электрических сетей [14, 15]. Меньше внимания в этом вопросе уделено РС и их нагрузкам, в то время как реакция нагрузки в таких комплексах может оказывать более существенный эффект [16].

Вопросы учёта моделей нагрузки актуализируются в более поздних работах, ориентированных на построение систем адаптивного управления энергосистемами [17-20].

Такая тенденция отслеживается и в зарубежных исследованиях. На классе напряжения нагрузки, которая работает в РС, практика учёта модели нагрузки ограничивается либо исследовательскими работами [21-26], либо анализом методов получения конкретных моделей нагрузки [27-29]. Трудоёмкость получения достоверной и полной информации для построения и типизации СХН и отсутствие общепринятой методологии их получения остается главной проблемой.

1.2. Моделирование электрических нагрузок

Вопрос моделирования нагрузки развивается в том или ином виде с самого начала исследования явления электричества. В настоящее время выбор модели нагрузки обычно определяется задачей, в рамках которой используется или исследуется нагрузка [30, 31]. Для обобщения накопленного опыта в области моделирования нагрузки в Международном совете по большим электрическим системам высокого напряжения (CIGRE) работают специальные комитеты [32]. Основной целью таких рабочих групп является определение подходов к моделированию электрических нагрузок и методов её учета в расчетах.

Модели электрических нагрузок по характеру зависимости от времени разделяются на статические (СХН) и динамические (ДХН) характеристики нагрузки, комбинированные модели.

Статические модели не предусматривают учёт временного фактора и применяются при оценке ряда установившихся режимов энергосистем при различных значениях питающего напряжения и частоты. Использование таких моделей связано с допущением о быстром восстановлении установившегося режима при изменениях напряжения и частоты. Чаще такое свойство интерпретируется как медленные изменения параметров режима, что, однако, не отражает сути статических моделей. Наиболее широкое применение статические модели находят при решении задачи потокораспределения [13-20, 30], оценке запаса по статической устойчивости [10, 14, 15, 21-32, 52-55], выработки стратегии оптимального регулирования параметров электрического режима для управления и повышения экономической эффективности функционирования энергосистем [4, 5, 16, 19, 20, 30].

Динамические модели связаны с наличием в энергосистеме электромеханических устройств, обладающих инерционностью. Протекание процессов, связанных с изменением режимных параметров, и реакция нагрузки определяются фактором времени. Хронологически отличные точки развития динамического процесса реакции нагрузки формируют различные наборы

параметров состояния системы и обуславливаются рядом параметров объекта исследования, а значит и характеристиками его модели. Динамические модели применяются для анализа колебательных процессов, развивающихся во времени.

Объектами динамического моделирования в энергосистеме в основном являются генераторы и двигательная нагрузка из-за наибольшей установленной мощности. Различные устройства автоматики и релейной защиты, трансформаторы, устройства РПН, средства компенсации реактивной мощности, силовая электроника, некоторые виды термоэлектрических устройств, коммутационная аппаратура в динамических процессах моделируются зависимыми от времени.

Динамические модели находят применение при решении задач устойчивости энергосистем, стабильности напряжения, при расчёте электромеханических переходных процессов, выборе и проверке оптимальных режимов работы средств регулирования, оценке динамического отклика нагрузки с вращающимися механизмами на различные возмущения в энергосистемах и т.д. При этом динамическими моделями описываются либо локальные участки энергосистем, либо отдельные устройства. Применение ДХН и моделирование переходных процессов при оценке их динамического развития в настоящем исследовании не рассматривается.

Комбинированные подходы, включающие учёт статических и динамических моделей, зачастую применяются там, где необходима детализация процессов во времени для локальных участков энергосистемы, а остальная часть без существенного увеличения расчётной погрешности заменяется статической моделью для упрощения расчетов.

На практике более 70 % расчётов, связанных с определением параметров электрического режима, используют СХН, являющиеся предметом данного исследования.

1.2.1. Виды моделей нагрузки

Математическая модель электрической нагрузки описывается [9, 30, 51, 52] зависимостями активной и реактивной мощности от напряжения питания и частоты в энергосистеме.

$$P(U, f) = \psi_P(U, f) \quad (1.1)$$

$$Q(U, f) = \psi_Q(U, f) \quad (1.2)$$

где P и Q – активная и реактивная мощность нагрузки, соответствующая значению напряжения питания U и частоте f .

Поскольку данная работа не предусматривает оценку влияния частоты в энергосистеме на нагрузку, в дальнейшем зависимость от частоты не рассматривается.

Тот или иной тип нагрузки выбирается в соответствии с задачами исследования, условиями применения, инфраструктурными и информационными особенностями исследуемых объектов, техническими возможностями субъекта исследования. Далее представлены наиболее широко используемые типы моделей нагрузки, применяемые при идентификации коэффициентов СХН на основе данных измерений.

Наиболее простой в оценке моделью нагрузки является линейная модель СХН. Она применяется для аппроксимации нагрузки в узком диапазоне изменения напряжения и представляется в виде:

$$P(U) = P_{\text{норм}} \left(a_0 + a_1 \frac{U}{U_{\text{ном}}} \right); \quad (1.3)$$

$$Q(U) = Q_{\text{норм}} \left(b_0 + b_1 \frac{U}{U_{\text{ном}}} \right), \quad (1.4)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение; $P(U)$ и $Q(U)$ – расчётная активная и реактивная мощность нагрузки при напряжении U ; $P_{\text{норм}}$ и $Q_{\text{норм}}$ – нормирующая активная и реактивная мощность нагрузки, соответствующая значению напряжения $U_{\text{ном}}$.

Коэффициенты модели a_0, a_1, b_0 и b_1 ограничиваются следующими соотношениями:

$$a_0 + a_1 = 1; \quad (1.5)$$

$$b_0 + b_1 = 1. \quad (1.6)$$

Показательная форма СХН чаще всего применяется в расчетах динамической устойчивости [51, 53] и переходных процессов и представляется в следующем виде:

$$P(U) = P_{\text{норм}} \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^{K_P^U}; \quad (1.7)$$

$$Q(U) = Q_{\text{норм}} \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^{K_Q^U}, \quad (1.8)$$

где K_P^U и K_Q^U – регулирующий эффект нагрузки для активной и реактивной мощности.

Наибольшую популярность в практических расчётах получили полиномиальные модели [32, 40, 54, 55], в частности, модели второго порядка или ZIP - модели:

$$P(U) = P_{\text{ном}} \left(a_0 + a_1 \cdot \frac{U}{U_{\text{ном}}} + a_2 \cdot \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right); \quad (1.9)$$

$$Q(U) = Q_{\text{ном}} \left(b_0 + b_1 \cdot \frac{U}{U_{\text{ном}}} + b_2 \cdot \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right), \quad (1.10)$$

Коэффициенты ZIP – модели, также как для линейной модели, ограничиваются следующими соотношениями:

$$a_0 + a_1 + a_2 = 1; \quad (1.11)$$

$$b_0 + b_1 + b_2 = 1. \quad (1.12)$$

Коэффициенты полиномов a_0, a_1, a_2, b_0, b_1 и b_2 имеют физическую трактовку [57]. Так для нагрузки, определяемой константным импедансом (проводимостью) с сопротивлением $Z = R + jX = \text{const}$, мощности нагрузки зависят от квадрата напряжения

$$P(U) = U^2 / R; \quad (1.13)$$

$$Q(U) = U^2/X. \quad (1.14)$$

В этом случае остаются ненулевыми квадратичные члены $a_2 = U_{\text{НОМ}}^2/R$, $b_2 = U_{\text{НОМ}}^2/X$. Остальные члены равны нулю $a_0 = a_1 = b_0 = b_1 = 0$. На рисунке 1.1 представлен пример графика зависимости такой нагрузки от напряжения.

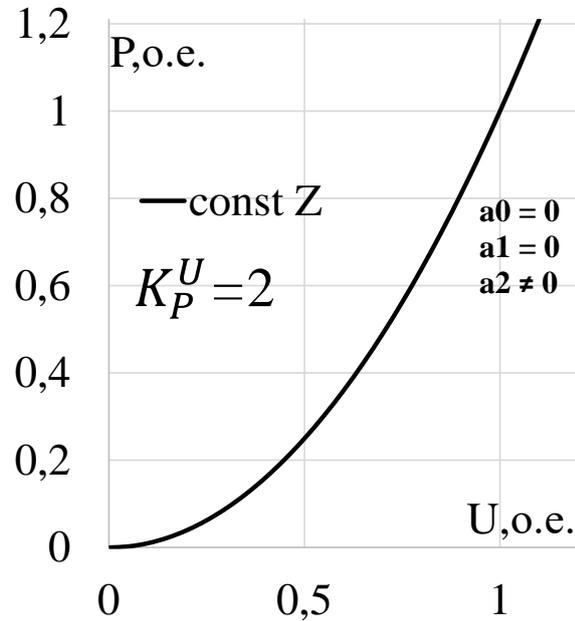


Рисунок 1.1 – ZIP – модели при константном импедансе нагрузки

$$Z = R + jX = \text{const}$$

Коэффициенты a_1 , b_1 определяются нагрузкой, у которой стабилен ток потребления $I = \text{const}$. Мощность такой нагрузки определяется вещественной и мнимой составляющей тока

$$P(U) = U \cdot I'; \quad (1.15)$$

$$Q(U) = U \cdot I''. \quad (1.16)$$

Ненулевыми остаются линейные члены полинома $a_1 = I'$, $b_1 = I''$. На рисунке 1.2 представлен пример графика зависимости такой нагрузки от напряжения.

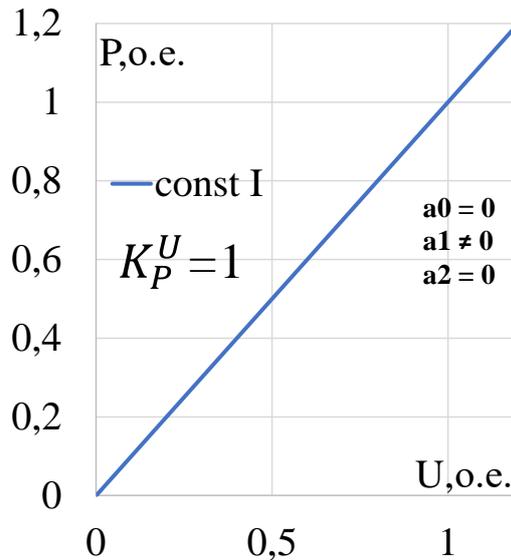


Рисунок 1.2 – ZIP – модели при константном токе, $I = \text{const}$

Коэффициенты a_0 , b_0 ZIP - модели моделируют нагрузку, мощность которой не зависит от уровня напряжения $P = \text{const}$ и $Q = \text{const}$. При этом $a_0 = 1$, $b_0 = 1$, а остальные коэффициенты равны нулю. На рисунке 1.3 представлены графики зависимости нагрузки от напряжения, когда коэффициенты $a_1 = a_2 = 0$.

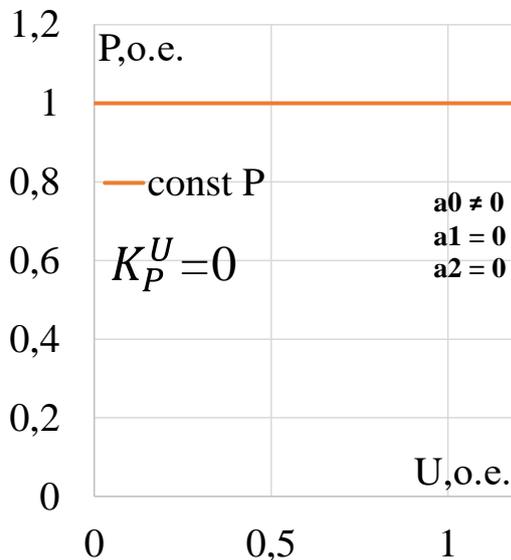


Рисунок 1.3 – ZIP – модели при константной мощности нагрузки, $P = \text{const}$

Для решения ряда задач [49, 57] в расчётах применяются комбинированные или комплексные модели нагрузки. Такие модели могут сочетать в себе несколько типов, например, экспоненциальную и ZIP – модель. Основной целью применения комплексных моделей является возможность учёта

нагрузки при низких уровнях напряжения, которые близки к критическим и могут спровоцировать отключение потребителей [32, 58],

При использовании различных типов моделей нагрузки существуют алгоритмические процедуры замены одного типа модели на другой. В частности, в [59] представлены методы перехода от *ZIP* – модели к экспоненциальной и наоборот.

В программных комплексах для расчёта электрических режимов существуют типовые модели СХН, применяемые в качестве некоторой усредненной по составу нагрузки.

Так, в программном комплексе PSCAD существуют типы моделей *Fixed Load L-L* и *Fixed Load L-G*, описывающие нагрузку, включенную по схеме «треугольник» и «звезда» соответственно. В диапазонах рабочего напряжения 0,8 – 1,0 о. е. нагрузка представляется экспоненциальной моделью (1.7), (1.8) с допустимым варьированием коэффициентов $-5.0 \leq K_P^U, K_Q^U \leq 5.0$. Ниже уровня $0,8U_{ном}$ и выше $1,2U_{ном}$ нагрузка представляется моделью константной мощности.

В программном комплексе PSSE нагрузки формируются *ZIP* – моделями с коэффициентами, моделирующими компоненты константной мощности тока и проводимости соответственно *YP(Q)load*, *IP(Q)load* и *P(Q)load*. При падении напряжения ниже $0,7U_{ном}$, компоненты константного тока *IP(Q)load* и константной мощности *IP(Q)load* заменяются эллиптической вольт-амперной ($U - I$) характеристикой.

Программный комплекс DIgSILENT PowerFactory, помимо описанных ранее типов, дает возможность имитации нагрузки полиномиальными моделями:

$$P(U) = P_{ном} \left(a_0 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^{e_{a_0}} + a_1 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^{e_{a_1}} + a_2 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^{e_{a_2}} \right);$$

$$Q(U) = Q_{ном} \left(b_0 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^{e_{b_0}} + b_1 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^{e_{b_1}} + b_2 \cdot \left(\frac{U}{U_{ном}} \right)^{e_{b_2}} \right),$$

при ограничениях

$$a_0 + a_1 + a_2 = 1;$$

$$b_0 + b_1 + b_2 = 1.$$

При e_{a_0} , e_{a_1} и e_{a_2} (e_{b_0} , e_{b_1} и e_{b_2}) соответственно равных 0, 1 и 2 получается ZIP – модель, а при равенстве e_{a_0} (e_{b_0}) и e_{a_1} или e_{a_2} нулю – экспоненциальная.

В программном комплексе *RastrWIN3* реализован интерфейс задания ZIP – модели. При этом заполнение отдельных полей позволяет представить нагрузку линейной моделью. Кроме этого, в *RastrWIN3* существуют предустановленные « типовые » СХН для нагрузок с номинальным напряжением 110 и 35 кВ.

Основанием для применения типовых СХН является отсутствие точной информации о характере нагрузки того или иного района. В практике расчёта режимов существуют эмпирически допустимые погрешности модельных расчётов. В некоторых случаях наиболее точная возможная оценка параметров режима оказывается необходимой в рамках постановки соответствующей задачи, например, при расчёте статической устойчивости. Отсутствие информации о нагрузке и учёт СХН (моделирование нагрузки константными мощностями) заведомо вносит погрешности в результаты оценивания. Чтобы исправить такую ситуацию, уже довольно давно [32, 40] в энергосистеме проводятся эксперименты по уточнению характеристик нагрузки. Накопленная статистика по данным экспериментам позволяет сформировать некоторые усредненные характеристики того или иного типа нагрузки и использовать их для расчётов, что и представлено в типовых характеристиках нагрузки программного комплекса *RastrWIN3*.

Качественное сравнение типов моделей нагрузок применительно к различным задачам электроэнергетических систем представлено в [31].

В настоящей работе для моделирования нагрузки приводится метод определения линейных и ZIP – моделей, а в расчётных примерах используются полученные на основании натуральных экспериментов ZIP – модели действующих нагрузочных узлов.

1.2.2. Регулирующий эффект нагрузки

Важной характеристикой модели СХН является регулирующий эффект нагрузки (РЭН) по активной K_P^U и реактивной K_Q^U мощностям. РЭН это величина, характеризующая на сколько процентов изменится мощность потребления, если питающее напряжение изменить на 1 %. Графическое представление РЭН с соответствующей моделью СХН дано на рисунке 1.4.

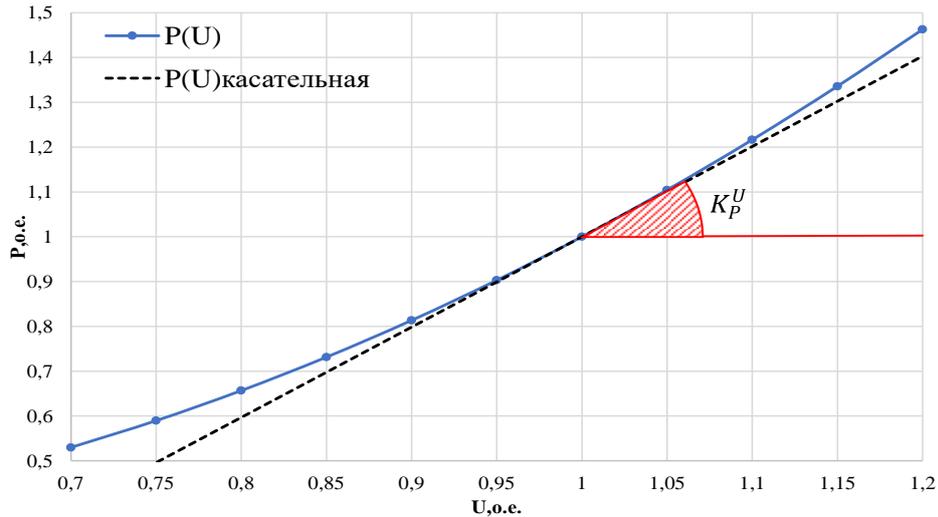


Рисунок 1.4 – Пример графического представления РЭН

РЭН определяется следующими соотношениями:

$$K_P^U = \frac{\Delta P / P_{\text{НОМ}}}{\Delta U / U_{\text{НОМ}}}; \quad (1.17)$$

$$K_Q^U = \frac{\Delta Q / Q_{\text{НОМ}}}{\Delta U / U_{\text{НОМ}}}, \quad (1.18)$$

где ΔP – отклонение активной мощности от номинального значения $P_{\text{НОМ}}$; ΔQ – отклонение реактивной мощности от номинального значения $Q_{\text{НОМ}}$; ΔU – отклонение напряжения от номинального значения $U_{\text{НОМ}}$;

При применении ZIP – модели значение РЭН, соответствующее номинальному напряжению $U_{\text{НОМ}}$, можно определить как:

$$K_P^U = a_1 + 2a_2 \cdot U / U_{\text{НОМ}} = a_1 + 2a_2; \quad (1.19)$$

$$K_Q^U = b_1 + 2b_2 \cdot U / U_{\text{НОМ}} = b_1 + 2b_2. \quad (1.20)$$

В ряде работ РЭН фигурирует в качестве объекта исследования, на основании которого производятся расчёты реакции нагрузки и параметров

электрического режима [60-62]. Расчёт реакции нагрузки с использованием РЭН применяется в исследованиях как единичных энергообъектов, так и в определении параметров комплексных узлов нагрузки [63, 64]. На основе значения РЭН определяется доля отклонения напряжения сети, обусловленная влиянием СХН [65].

РЭН нагрузки позволяет приблизительно оценить мощность, потребляемую нагрузкой, по известному значению напряжения. Для такой оценки на практике применяются выражения (1.7) и (1.8) (экспоненциальная модель нагрузки), либо линейная модель нагрузки:

$$P(U) \approx P_{\text{ном}} \cdot \left(1 + K_P^U \cdot \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \right); \quad (1.21)$$

$$Q(U) \approx Q_{\text{ном}} \cdot \left(1 + K_Q^U \cdot \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \right). \quad (1.22)$$

Часто в оценочных расчётах, когда коэффициенты СХН не известны, а значение РЭН известно только приблизительно и оценить его точно не представляется возможным, рекомендуется определять мощность нагрузки по следующему алгоритму:

- если РЭН $K_U \leq 2$ – приемлемый для оценки диапазон в пределах $\pm 10\%$ от $U_{\text{ном}}$, предпочтительна экспоненциальная модель (1.7) и (1.8), но также допустимо использование линейной модели (1.21) и (1.22);
- если РЭН $K_U > 2$ – приемлемый для оценки диапазон в пределах $\pm 5\%$ от $U_{\text{ном}}$, следует использовать экспоненциальную модель (1.7) и (1.8).

Указанные ограничения при фиксированном значении РЭН связаны с значительным ростом погрешности при отклонении от заданных диапазонов. При заданных условиях, в сравнении с теоретической оценкой мощности по модели СХН, погрешность не должна превышать 5 %.

Если известны значения коэффициентов СХН и/или значения РЭН при отклонениях напряжения от номинального, приоритетной моделью оценки является расчёт по модели СХН, либо использование линейных моделей (1.21) и (1.22).

Некоторые сведения о значениях РЭН для различных типов нагрузки и единичных потребителей можно найти в [32, 66].

1.2.3. Подходы и методы идентификации коэффициентов СХН

В мировой практике существует два подхода к идентификации характеристик модели нагрузки:

- на основе состава нагрузки (*component-based approaches*);
- на основе данных измерений (*measurement-based approaches*).

Идентификация характеристик нагрузки основана на применении физических принципов функционирования устройств и агрегатов в её составе. Зная компонентный состав нагрузки и используя модели агрегатов, становится возможным определить характер взаимодействия нагрузки с энергосистемой. В исследовании распределительных электрических сетей данный подход находит широкое применение как в вопросах общего моделирования нагрузки [33-35], так и при решении специализированных задач, в том числе при оценке динамических процессов [36-39]. К недостаткам данного подхода можно отнести высокую трудоемкость формирования и применения моделей нагрузки. Такой подход применим только к фрагментам энергосистемы, где достоверно идентифицируется состав нагрузки.

Другим подходом является идентификация состава нагрузки по данным измерений. Источником информации здесь являются данные, полученные разными путями от средств измерений на энергетических объектах. Информация обрабатывается с применением соответствующих методов и в результате определяется математическая модель нагрузки. Данный подход является наиболее распространённым при анализе комплексных узлов нагрузки в различных сетях [31, 32, 40-43]. К недостаткам данного подхода можно отнести наличие неточностей в результирующей модели, обусловленных накапливаемыми погрешностями источников информации и методами её обработки.

Описанные подходы могут быть применены комбинировано. Существуют исследования, где на основе данных измерений решаются задачи идентификации состава нагрузки [43-46]. Кроме того, достаточно широко применяется подход, основанный на исследовании возмущений в энергосистеме – случайных или спровоцированных целенаправленно (*disturbance-based approach*) [47-49]. Такой подход может быть реализован только на основе данных замеров и при адаптации измерительной информации в модели компонентного анализа.

В настоящей работе применяется подход, связанный с использованием данных измерений при идентификации модели нагрузки. При решении задачи идентификации данные измерений могут быть получены следующими путями:

- проведение лабораторных исследований;
- измерения на объекте исследования в энергосистеме на основе экспериментов.

Источником данных могут быть стационарные средства измерений и переносные устройства. При проведении экспериментов в энергосистеме обычно выделяют:

- активный эксперимент, когда на параметры электрического режима оказывают влияние по заранее установленной схеме действий (регулирование отпаяк РПН, регулирование реактивной мощности средствами СКРМ и т.п.);
- пассивный эксперимент, когда энергосистема функционирует без вмешательств, а данные накапливаются без воздействия на параметры режима.

Проведение активных экспериментов способствует получению более релевантных данных ввиду возможности оценить изменения режимных параметров в достаточно широком диапазоне.

Получение коэффициентов модели, в зависимости от исходных данных и выбранной стратегии оценки, выполняется в несколько последовательных этапов, представленных на рисунке 1.5.

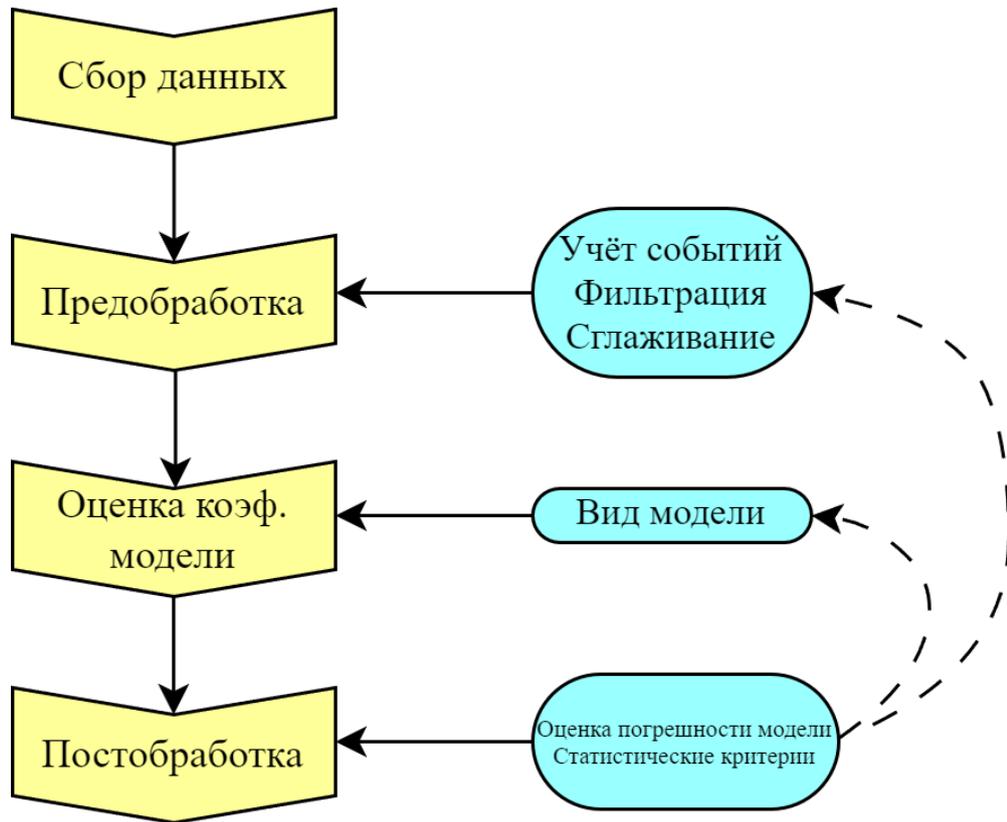


Рисунок 1.5 – Этапы и стадии получения коэффициентов модели СХН

Этап сбора данных осуществляется по наличию измерительной информации о параметрах режима и нагрузки. В качестве источников информации могут применяться данные приборных измерений, системы телеметрии (EMS/SCADA), регистраторы аварийных событий, средства логирования стационарных устройств в энергосистеме (параметры состояния оборудования), системы векторных измерений. Представленные источники имеют различный формат и дискретность измеренных данных. Различные техники могут предусматривать комбинирование источников данных для использования на последующих этапах получения коэффициентов модели.

Предобработка данных включает общие процедуры подготовки данных к обработке, среди которых выделяются этапы фиксации событий в энергосистеме (резкие изменения напряжения, изменение состояний коммутационного оборудования и т.п.), фильтрации данных, применения алгоритмов сглаживания, предназначенных для выделения тренда в зашумленных данных. Значимыми признаками отбора при фильтрации данных и обработки событий в энергосистеме являются оценки РЭН, изменения уровней

напряжения как прямой, так обратной и нулевой последовательностей. Например, при фильтрации отсеиваются исследуемые интервалы, где РЭН имеет отрицательное значение или находится вне заданных граничных уровней.

Цикл предобработки данных завершается выдвиганием гипотезы о виде модели зависимости исследуемых параметров, для которой далее осуществляется этап оценки коэффициентов. Методические особенности определения коэффициентов СХН обуславливаются гипотезой о виде модели, на основе которой формируется стратегия и подходы к идентификации численных значений коэффициентов. Обобщенный обзор методов оценки параметров модели в зависимости от её вида представлен в [31].

Полученные коэффициенты модели оцениваются по статистическим критериям, проверяется результирующая погрешность модели. На основании данного анализа принимается решение о сохранении или изменении вида модели. Если изменение вида модели не предусмотрено подходом к оцениванию, коррекция результатов может осуществляться путем изменения техник подготовки и/или фильтрации данных на этапе предобработки. Например, изменяется размер окна скользящих фильтров, либо интервал усреднения групп измерений.

При оценке семейства СХН описанные этапы могут быть выполнены отдельно, либо расчётные процедуры совмещены. В таком случае применяются подходы сепарации данных по признаку класса нагрузки и интервалов времени. Если выделение классов нагрузки оказывается затруднительным, используются подходы математической оценки признаков схожести и общих паттернов, например, кластеризация данных.

На этапе оценки коэффициентов выбранной модели значимым оказывается выбор подхода непосредственной идентификации коэффициентов (*model parameter fitting*), который может быть представлен либо исключительно математическими алгоритмами, либо учетом изменения схемно-режимной конфигурации и/или события, происходящего в электрической сети (например, одновременное изменение уровней напряжения в узлах сети при его

регулировании). Выбор соответствующего подхода обуславливает сложность применения, универсальность, повторяемость и адаптивность метода оценки коэффициентов для различных исходных данных и схемно-режимных ситуаций.

Методы «черного ящика» можно отнести к наиболее универсальным, но с точки зрения вариативности исходных данных они наименее гибкие. К ним относится применение нейронных сетей и алгоритмов на их основе для получения результирующих оценок коэффициентов [46]. Ряд подходов идентификации параметров нагрузки реализуется на основе алгоритмов нечеткой логики [70, 71]. Достижение определенной точности данными методами зависит от множества факторов и сопровождается всеми проблемами, характерными процессу обучения нейронных сетей. С другой стороны, широкая обучающая выборка и ограничения области применения гарантируют результат с минимальной погрешностью. Основные трудности применения модели (или группы моделей) нейронной сети связаны с ресурсоемким процессом постановки математической задачи и дальнейшего обучения модели.

Подход с использованием «черного ящика» обусловлен нелинейными математическими моделями нагрузки и процессов в энергосистемах. Такая постановка задачи допускает другой, более традиционный, подход, связанный с вычислением коэффициентов модели СХН на основе модели математической оптимизации. Этот подход находит применение как для статических, так и динамических моделей нагрузки [72]. В данной постановке задачи актуализируется применение генетических алгоритмов [73].

Применение нейронных сетей и оптимизационных процедур обычно сопряжено с достаточно усложненной формулировкой вида модели и обусловлено необходимостью учёта расширенного спектра параметров моделей и режимов работы электрической сети. Усложнение вида модели, применение комбинированных типов моделей зачастую оказывается избыточным для решения практических задач и приводит к тому, что указанные подходы применяются только в академических целях. Как показано в исследовании [73], применение генетических алгоритмов и алгоритмов отжига

(*Simulated Annealing*) оказывается сопоставимо, как по средней погрешности, так и по времени расчёта, с традиционными подходами, например, с методом наименьших квадратов (МНК).

Значительное развитие в практике идентификации коэффициентов модели СХН получили методы восстановления параметров регрессии. Целью применения данных методов также является численная оценка коэффициентов выбранной модели СХН.

Наиболее широкое распространение в задаче восстановления параметров регрессии для идентификации коэффициентов СХН получил МНК (*least squares method, LS*). Применение МНК для обработки данных измерений связано с допущением о нормальном законе распределения погрешности измерений и обосновано в [74]. Более подробное разъяснение представлено в главе 2.

Применение МНК в идентификации параметров нагрузки находит применение на этапе подготовки данных измерений к процедуре восстановления регрессии – на этапе синтеза и применения фильтров [41]. Этот подход хотя и минимизирует вычислительные затраты, но приводит к потере информации об изменении нагрузки и актуален при использовании в режиме учета событий в энергосистеме, либо для аппроксимации динамических процессов.

В зависимости от алгоритма идентификации коэффициентов СХН, МНК может применяться для восстановления зависимости по всей выборке данных измерений. Данный подход применяется для данных измерений как активного, так и пассивного экспериментов [75-77]. В общем случае выборочные данные не фильтруются, а напрямую оцениваются МНК по соответствующей модели нагрузки (обычно это *ZIP*, линейная или экспоненциальная модель). Если нагрузка имеет значительный дрейф или часто изменяется её состав, погрешность оценки при таком подходе оказывается довольно высокой. Однако в качестве оценочной модели такой подход имеет значительное преимущество ввиду простоты реализации и минимальных вычислительных затрат. Некоторые модификации МНК в приложении к решению нелинейных

систем уравнений могут применяться для анализа параметров нагрузки в режиме реального времени [78].

Определение параметров модели нагрузки может осуществляться путем разбиения исходной выборки данных на группы для отдельной идентификации коэффициентов и последующего агрегирования результатов оценки. Данный подход находит применение как для учёта сезонности нагрузки, обработки данных пассивных экспериментов, так и в рамках оценки данных активных экспериментов с явно выделенными уровнями изменения напряжения и нагрузки.

Для данных, где уровни шума достаточно велики (пассивный эксперимент), а изменения напряжения и мощностей оказываются неявно выраженными, определение коэффициентов модели осуществляется внутри кластеров, полученных на основе исходной выборки данных [42, 79-82]. На основании представления дисперсии нагрузки нормальным распределением [74] оценка полиномов внутри кластера выполняется с использованием регрессионного анализа, в том числе параметрических методов, формируя и анализируя уровни статистически равновесных состояний нагрузки [79, 80].

Основные трудности при использовании данного подхода заключаются в определении базисных значений мощностей, их расчёте при нормировании и согласовании кластерных регрессий в обобщенной модели. На этом этапе, помимо погрешности, связанной с дисперсией выборок, актуализируется фактор изменчивости нагрузки – изменение состава, дрейф нагрузки, коррекция регулирующего эффекта и т.п. В общем случае данные проблемы решаются формированием семейства СХН, что, однако, усложняет процедуру применения моделей в практических расчётах. Это обстоятельство является следствием формализма при постановке задачи идентификации модели нагрузки, где требуется получение единой детерминированной модели СХН, варьируемой, например, по фактору сезонности и описывающей характерные графики нагрузок потребителей.

Среди преимуществ такого подхода можно выделить высокий потенциал автоматизации расчетных процедур и процесса идентификации коэффициентов модели СХН, что в совокупности с качественно подобранными механизмами фильтрации данных позволяет получить адекватные реальным энергосистемам модели нагрузки для комплексных узлов 110 кВ и выше.

Методы с формированием групп измерений в исходной выборке актуальны для данных активного эксперимента. Ряд принятых допущений, описанных ранее, зачастую нивелирует качественные преимущества экспериментальных данных, полученных при активном регулировании напряжения в энергосистеме. При оценке потребителей на уровнях напряжения ниже 110 кВ с понижением класса номинального напряжения повышается удельный вклад в общую величину нагрузки отдельных потребителей. Чем больше мощность единичного потребителя, тем выше влияние дисперсии его нагрузки в общем графике и более выраженными оказываются процессы адаптации нагрузки к изменениям питающего напряжения.

Характерным примером получения моделей единичных электроприемников является моделирование динамических характеристик вращающихся машин, в том числе по данным измерений. Данные особенности выражаются в моделях комбинированной (composite) нагрузки путём совместного учёта комплексного узла некоторой обобщённой характеристикой, а мощной двигательной нагрузки – электромеханическими уравнениями движения. В таком случае актуализируется учёт событий, происходящих при регулировании напряжения питания нагрузки – фиксируются скачкообразные изменения параметров режима, на основании которых производится аппроксимация модели переходного процесса или режимной модели нагрузки.

В случае постановки задачи отыскания параметров статической нагрузки в единой модели, например, экспоненциальной или ZIP-модели, подход с учётом событий в электрической сети позволяет производить оценку изменения параметров модели нагрузки на основании перехода между уровнями

установившихся состояний нагрузки после изменения питающего напряжения энергосистемы.

На практике фиксация изменений осуществляется путём оценки коэффициентов экспоненциальной модели в пределах, выделенных из исходной выборки групп измерений [83-86]. Полученные коэффициенты формируют результирующую модель путем решения переопределенной системы алгебраических уравнений с использованием МНК и его модификаций. Объектом изысканий в таком случае становится регулирующий эффект нагрузки, характеризующий экспоненциальную модель.

При определении коэффициентов *ZIP*-модели возможны вариации учёта приращений напряжения и мощности. Один из подходов [87] предусматривает идентификацию приращений напряжения и мощности на выделенных группах измерений для фильтрации групп измерений на основании регулирующего эффекта нагрузки. После фильтрации и определения базисных мощностей в избыточной системе, построенной на основании уравнений *ZIP*-модели каждой группы, определяются результирующие коэффициенты.

Другой подход, описанный в [88] и представленный в настоящем исследовании, заключается в определении интервальных регулирующих эффектов нагрузки по группам из исходной выборки. Отличительной особенностью данного подхода является представление регулирующего РЭН как производной уравнения *ZIP*-модели в точке номинального напряжения, а расчётная переопределенная система алгебраических уравнений составляется из нескольких таких производных, соответствующих количеству выбранных интервалов оценки.

Выбор интервалов осуществляется по значительным приращениям напряжения и мощности, а также на основании изменения напряжения сразу в нескольких узлах сети, что позволяет идентифицировать влияние именно внешней сети, а не собственное (внутреннее) изменение нагрузки. Вариантом фиксации приращений напряжения и мощности может быть переходный процесс в энергосистеме. В исследовании [89] представлен подход, основанный

на анализе фазовых портретов переходных процессов в энергосистеме и фиксации квазиуставившихся режимов. По измерениям регистраторов аппроксимируются электромеханические переходные процессы на небольших интервалах времени, а затем определяется результирующая СХН.

Отбор интервалов может осуществляться по заданному уровню изменения напряжения. Подбор окна усреднения значений внутри интервала вместе с линейным представлением приращения выполняет функцию фильтрации исходных данных.

После получения при решении системы уравнений коэффициентов осуществляется расчёт оставшегося коэффициента ZIP-модели по условию ограничения значения суммы коэффициентов. Усредненные по интервалам значения коэффициентов формируют линейную модель нагрузки.

Применение в статических моделях событийного фактора и интервальная оценка параметров позволяют более точно идентифицировать коэффициенты модели СХН для потребителей с более крутыми характеристиками нагрузки и относительно высокими РЭН. Менее выраженные влияния изменения напряжения в исходной выборке, например, по данным пассивных экспериментов, также применимы в рамках таких подходов. Увеличение дисперсии в данных может негативно сказываться на вычислительных характеристиках этой группы методов.

Таким образом, область применения интервальных подходов и оценки по РЭН целесообразно ограничивать нагрузкой с номинальным напряжением менее 110 кВ, например, энергообъектами распределительных электрических сетей.

1.3. Потери мощности и учёт СХН

Задача расчета и анализа технических потерь ЭЭ имеет высокий уровень научной проработки отечественными и зарубежными учеными [14, 16, 30, 40, 90-95]. Технические потери делятся на условно-постоянные потери $\Delta W_{\text{уп}}$, которые

не зависят от токовой загрузки элементов сети, и переменные потери $\Delta W_{\text{нагр}}$, называемые нагрузочными:

$$\Delta W_{\text{тех}} = \Delta W_{\text{УП}} + \Delta W_{\text{нагр}}. \quad (1.23)$$

Условно-постоянные потери $\Delta W_{\text{УП}}$ определяются на основе паспортных данных электротехнического оборудования и справочной литературы [90, 91] и это не вызывает методических сложностей. Переменные потери $\Delta W_{\text{нагр}}$ зависят от токовой загрузки элементов схемы, и их расчет представляет основную сложность в связи со схемно-режимным многообразием в сети. Погрешность расчета нагрузочных потерь ЭЭ обусловлена информационными погрешностями параметров сети, которые участвуют в расчете потерь ЭЭ. Это, прежде всего, погрешности активных сопротивлений элементов схемы, которые зависят от температуры проводника [90, 92, 93]. Для высоковольтных линий электропередачи большая неопределенность связана с потерями на корону, которые в зависимости от погодных условий могут меняться в разы [90]. Помимо информационных погрешностей существуют и методические погрешности расчета переменных потерь ЭЭ, которые зависят от метода расчета [90, 92-95]. Сложность расчета нагрузочных (переменных) потерь ЭЭ связана с необходимостью учета схемных и режимных изменений в сети в течение расчетного интервала времени, и для этого используются различные допущения. В некоторых исследованиях потерь и потоков мощности формируются вычислительные алгоритмы на основе специальных топологических структур для учёта схемно-режимной ситуации и эксплуатационного состояния коммутационных аппаратов [96-98].

В приложении к Приказу Министерства энергетики РФ N 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» [91] обобщены основные методы расчета технических потерь в электрических сетях. В высоковольтных сетях нагрузочные потери ЭЭ можно определить методом оперативных расчетов, методом расчетных суток, методом средних нагрузок и с использованием числа

часов наибольших потерь мощности. В основе всех этих методов лежит хорошо известная в электроэнергетике задача расчета установившегося режима (УР) электрической сети по данным узловых мощностей [99].

Для расчета и анализа технических потерь значимы прежде всего СХН по напряжению, поскольку отклонение частоты от номинальных в рамках единой энергетической системы в нормальных режимах не превосходят 0,2 Гц в пределах 95 % времени. Отклонения модуля напряжения от номинального уровня на шинах потребителя в соответствии с ГОСТ [100] может достигать ± 10 % номинального или согласованного значения напряжения в течение 100 % времени интервала в одну неделю. В практике работы ЭСО возникают ситуации с еще большими значениями отклонений, о чем зачастую заявляют пострадавшие потребители ЭЭ. Современные программные комплексы расчета УР позволяют осуществлять коррекцию мощности нагрузки по отношению к номинальной с учетом СХН [101]. Учет СХН в программных комплексах расчёта УР обуславливается их применением в решении задач устойчивости энергосистем. При этом некоторые программные комплексы, специализирующиеся именно на расчёте потерь ЭЭ и мощности, функцией учёта СХН не обладают [93, 102]. Данное обстоятельство закладывает методическую погрешность в расчеты потерь, которые в дальнейшем применяются для координации операционной деятельности ЭСО.

Применение СКРМ в значительной степени определяет характер потокораспределения в электрических сетях, что напрямую сказывается на величине потерь мощности и энергии [103-106]. В исследовании [103] оценка величины РЭН по активной мощности определена в диапазоне от 0 до 2,5. Для распределительных сетей 6(10) кВ с комплексной нагрузкой, согласно данным этого исследования, значения K_R^U находятся в диапазоне от 1,6 до 2,0. При этом неучёт СХН может существенно исказить оценку изменения как потребляемой мощности, так и величины её потерь. При анализе влияния изменения напряжения на величину потерь мощности существенное значение имеет источник регулирования напряжения. Так, согласно теоретическим

исследованиям и экспериментам, СКРМ может приводить к увеличению мощности нагрузки и увеличению нагрузочных потерь [103-105]. Если потокораспределение активной мощности обуславливается нагрузкой и потерями в сети, то для реактивной мощности влияние оказывают и нагрузка, и источники, и дополнительные средства компенсации реактивной мощности. Влияние балансов реактивной мощности на уровни напряжения в сети приводит к эффекту «обратной связи» при установлении значений потоков реактивной мощности с учётом СХН. В одной и той же сети, при примерно равных уровнях потребления активной мощности, могут существовать различные режимы баланса реактивной мощности (в том числе недо- и перекомпенсации), определяющие уровни напряжения и реактивные токи по элементам сети, а следовательно, и потери мощности в данных элементах. Поскольку РЭН по реактивной мощности, как правило, имеет большие величины ($K_Q^U = 2 - 6$), чем по активной, использование СКРМ накладывает повышенные требования к точности расчёта основных параметров режима при выборе объёма компенсации.

1.4. Зависимость энергопотребления узлов нагрузки от уровня напряжения в сети

Как было указано в предыдущих разделах, нагрузка энергосистем изменяется во времени. Характер такого изменения качественно отражается в динамических моделях, где фактор времени является ключевым параметром. Динамическими моделями, как правило, описываются единичные узлы и агрегаты: моделируется физический процесс изменения мощности нагрузки, обусловленный спецификой процессов преобразования энергии внутри них.

Статические модели в явном виде фактор времени не учитывают. Однако для описания протяженных во времени процессов, например, зависимости нагрузки от напряжения для различных условий сезонности и состава потребителей, выполняется определение семейства моделей. Каждая такая модель существует в рамках допущений о некотором условно-постоянном

составе потребителей нагрузки при определенных, заложенных в параметры модели, уровнях дисперсии.

Поскольку основными параметрами при расчётах электрических режимов являются значения мощности нагрузки, СХН отражают влияние напряжения на величины активной и реактивной мощности нагрузки. Полученные таким образом значения характеризуют состояние энергосистемы для некоторого усредненного режима.

Показателем эффективности функционирования субъектов рынка электроэнергетики являются объемы потребленной энергии, что в конечном итоге сказывается на рентабельности производства того или иного вида продукции. Если рассматривается некоторое производство, где электроэнергия является ресурсом, то целесообразно изыскивать возможность снижения энергопотребления при сохранении общего объема продукции. С другой стороны, предприятия, где основным продуктом является электроэнергия, заинтересованы в повышении объемов отпуска при снижении потерь.

Одним из подходов к изменению уровней энергопотребления является регулирование напряжения в сети, что приводит к необходимости оценки зависимости объема потребления электроэнергии от напряжения на некотором временном интервале [16], а в общем случае – формирования модели СХН по энергии для определенных узлов нагрузки.

В данной постановке задачи определение зависимости энергии от напряжения актуально для интервалов времени, не меньших, чем дискретность оценки по экономическим расчётам, т.е. час, день, неделя, месяц. Очевидно, что нагрузка на таких интервалах претерпевает значительные изменения. Эти изменения, в первую очередь, обуславливаются вариативным составом нагрузки, тем более разнообразным, чем больше во времени интервал оценки. С точки зрения эффектов, обусловленных изменением напряжения, нагрузка обладает свойством адаптации, что может «сглаживать» результирующий эффект от регулирования. По-разному данный эффект будет

проявляться для различных классов потребителей электроэнергии, например для промышленной (двигательной) и бытовой нагрузки [16, 103].

Для описания зависимости, по аналогии с СХН по мощности, для СХН по энергии целесообразно использовать широко известные квадратичные ZIP – модели:

$$W^P(U) = W_{\text{НОМ}}^P \left(a_0 + a_1 \cdot \frac{U}{U_{\text{НОМ}}} + a_2 \cdot \left(\frac{U}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \right); \quad (1.24)$$

$$W^Q(U) = W_{\text{НОМ}}^Q \left(b_0 + b_1 \cdot \frac{U}{U_{\text{НОМ}}} + b_2 \cdot \left(\frac{U}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \right), \quad (1.25)$$

где $W_{\text{НОМ}}^P = T \times P_{\text{НОМ}}$, $W_{\text{НОМ}}^Q = T \times Q_{\text{НОМ}}$ – потребление активной и реактивной энергии за расчетное время T , соответствующее номинальному напряжению $U_{\text{НОМ}}$ и номинальным мощностям $P_{\text{НОМ}}$, $Q_{\text{НОМ}}$.

Коэффициенты a_0, a_1, a_2, b_0, b_1 и b_2 в выражениях (1.24) и (1.25) должны подбираться при условии выполнения ограничения:

$$\sum_{i=0}^2 a_i = 1; \sum_{i=0}^2 b_i = 1.$$

Аналогично СХН по мощности, для модели СХН по энергии можно описать регулирующий эффект нагрузки по энергии, показывающий отношение изменения потребленной энергии к изменению питающего напряжения. Иными словами, РЭН по энергии показывает, на сколько процентов изменится энергопотребление при изменении питающего напряжения на 1 %.

По известным значениям коэффициентов ZIP – модели РЭН по активной энергии при номинальном напряжении $U = U_{\text{НОМ}}$ может быть получен из следующего выражения:

$$K_{Wp} = a_1 + 2a_2 \cdot U/U_{\text{НОМ}} = a_1 + 2a_2. \quad (1.26)$$

Линейная модель СХН по энергии описывается через значение РЭН по энергии следующим соотношением:

$$W_{\text{лин}}^P(U) = W_{\text{НОМ}}^P \left((1 - K_{Wp}) + K_{Wp} \cdot \frac{U}{U_{\text{НОМ}}} \right). \quad (1.27)$$

Изменение энергопотребления обусловлено разновременностью включения нагрузки и её составом на исследуемом интервале времени. Некоторые потребители характеризуются наличием систем регулирования, которые производят отключение, включение и регулирование режима работы электроприемников [16]. СХН по мощности, определенные для некоторого состава потребителей и режима их работы, могут отличаться от СХН по энергии, полученной на продолжительном интервале работы электроприемников.

Согласно экспериментальным исследованиям [103, 105] РЭН по энергии находится в диапазоне $0,5 \leq K_{Wp}^{CT} \leq 1,0$ при значениях РЭН по мощности в пределах $0,5 \leq K_p^{CT} \leq 2,5$, что характеризует зависимость по энергии как менее крутую. При этом положительное, отличное от нуля значение РЭН по энергии показывает, что регулирование напряжения влияет на энергопотребление нагрузки и может быть применено как инструмент повышения эффективности функционирования объектов электросетевого хозяйства.

Применение СХН по энергии ограничивается трудностью их идентификации, для которой требуется проведение продолжительных экспериментов в энергосистеме [16]. Эффективность таких экспериментов напрямую связана с возможными диапазонами регулирования напряжения, что само по себе затруднительно из-за технологических ограничений и необходимости обеспечения надежности функционирования энергосистем. Кроме этого, накопленные массивы информации подобных экспериментов требуют формирования специфических подходов к обработке данных для учёта дополнительных факторов влияния, например изменения температуры.

Альтернативный подход к анализу СХН по энергии может осуществляться по принципу, схожему с учётом состава нагрузки (*component-based approaches*) при определении СХН по мощности. При таком подходе производится анализ зависимости по энергии для отдельных потребителей или групп потребителей, а результирующая характеристика определяется как специфическое эквивалентирование отдельных компонент в общем узле нагрузки. Допустимо определение коэффициентов пропорциональности моделей СХН по энергии

и мощности. При использовании указанных коэффициентов возможно переходить от одной модели к другой, минуя затратные процедуры комплексного и продолжительного экспериментального анализа.

1.5. Выводы по главе

1. На основе обзора литературы была выявлена хорошая теоретическая проработка и практическая недооценка вопроса влияния СХН по напряжению на полезный отпуск и потери мощности (электроэнергии). Такая ситуация обусловлена прежде всего сложностью получения достоверных данных по моделям СХН для потребителей на различных участках электрической сети.

2. ZIP-модель – наиболее широко применяемый вид модели нагрузки при исследованиях в распределительных электрических сетях. Наряду с ZIP-моделями при определении СХН применяются линейные и экспоненциальные модели нагрузки.

3. Методы оценки и расчёта потерь электрической мощности и энергии, применяемые в электрических сетях, базируются на процедуре расчета электрического режима, как правило, не учитывают СХН. Нагрузки потребителей в таких методах представляются постоянной величиной, не зависящей от уровня питающего напряжения. Предварительные исследования показывают, что это может приводить к высокой погрешности расчета технических потерь.

4. При использовании СКРМ изменение уровней напряжения в электрической сети оказывает существенное влияние на величину потерь активной мощности. В некоторых случаях специфика СХН потребителей может приводить к росту потерь активной мощности вместо планируемого снижения при использовании СКРМ.

5. Экономическая эффективность регулирования напряжения в электрических сетях проявляется на длительных интервалах времени и определяется прежде всего изменением потребления электроэнергии. Определяющее значение при этом имеют СХН по энергии, связывающие

потребление электроэнергии с величиной питающего напряжения. Идентификация СХН по энергии сопряжена с рядом трудностей разработки и выполнения экспериментальных исследований, а также определений условий применения и требует дополнительных исследований.

6. Недооценка значимости характеристики нагрузки и неучёт СХН может приводить к некорректной оценке потерь мощности и электроэнергии, значений перетоков активной и реактивной мощности в сети. Эффективность реализации мероприятий по регулированию напряжения в сети напрямую зависит от СХН и РЭН, средние значения которого определяются на уровнях $0,5 \leq K_P^U \leq 2,5$ для активной мощности и $2,0 \leq K_Q^U \leq 6,0$ для реактивной мощности.

ГЛАВА 2. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТАТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАГРУЗКИ

В главе рассматривается метод определения коэффициентов моделей СХН с учётом фиксации изменений режима, обусловленных изменением питающего напряжения по инициативе сети. Приводится математическое обоснование, процедура расчёта и верификации коэффициентов модели нагрузки по результатам интервальной оценки РЭН на основе данных измерений мощности и напряжений активных и пассивных экспериментов. Представлен метод экстраполяции модели на значения напряжений за пределами уровней активного эксперимента. Приведены сведения о коэффициентах моделей СХН единичных электроприёмников. Представлены данные о коэффициентах моделей комплексных узлов нагрузки распределительных сетей 0,4–6(10) кВ, представленных в форме ZIP-моделей и линейных моделей СХН, полученных по данным активных и пассивных экспериментов в энергосистеме.

2.1. Постановка задачи и общая характеристика метода

В задачах расчёта установившегося электрического режима модель нагрузки является важным фактором соответствия оценки параметров их истинному значению. Модель нагрузки должна наилучшим образом характеризовать степень влияния параметров режима на значения потребляемой активной и реактивной мощности.

Для комплексных узлов нагрузки, в том числе и для потребителей в распределительных сетях, затруднительно определить состав единичных электроприёмников и целесообразно применение измерений мощности и напряжений на основе пассивных и активных экспериментов с последующей идентификацией коэффициентов СХН по напряжению. Зависимость по частоте в данном исследовании не рассматривается.

СХН энергообъектов распределительных сетей 0,4-6(10) кВ обычно имеют сравнительно большую крутизну характеристики и более высокий регулирующий эффект, чем комплексная нагрузка узлов 110 кВ. В данном

контексте наиболее важно отделить изменения мощности нагрузки, обусловленные изменением именно питающего напряжения (инициатива сети), от изменений мощности по инициативе потребителя вследствие изменения режима работы электроприемника(ков) (инициатива потребителя). Для этого рассматриваются приращения мощностей и напряжений на коротких интервалах времени порядка 0,5 – 5 секунд. Выбор интервала обуславливается качеством измерительной информации, возможностями средств измерения в части дискретности данных и спецификой поведения нагрузки на конкретном отрезке времени. Если одномоментные приращения напряжений в нескольких узлах сети имеют один знак и примерно одинаковую величину, такие приращения признаются изменениями по инициативе сети.

В ходе активных экспериментов в распределительной сети такие приращения напряжений обеспечиваются, например, за счет переключения регулировочных ответвлений РПН питающего силового трансформатора или регулированием СКРМ. Характерным признаком изменений по инициативе сети является изменение напряжений сразу в нескольких смежных узлах распределительной сети. Активные эксперименты в энергосистеме позволяют наиболее удобным образом зафиксировать влияние изменения напряжения на основные параметры режима. Если изменение мощности происходило по инициативе потребителя, то отвечающее ему изменение напряжения существенно меньше по величине и, как правило, имеет обратный знак. Так увеличение нагрузки обычно сопровождается увеличением падения напряжения и снижением питающего напряжения. В большинстве случаев СХН по активной мощности имеет возрастающий характер, то есть с ростом напряжения происходит увеличение потребляемой мощности.

Изменения напряжения и мощности у потребителя, обусловленные инициативой сети, имеют ярко выраженные фрагменты группировки данных. На рисунке 2.1 представлена зависимость активной мощности от напряжения на интервале оценки в ходе проведения активного эксперимента. На данном рисунке явно отслеживаются области, отличные как по уровню напряжения, так

и по уровню мощности. При этом РЭН (аппроксимация линейной зависимостью) оценивается положительной величиной $K_P^U = 1,69$.

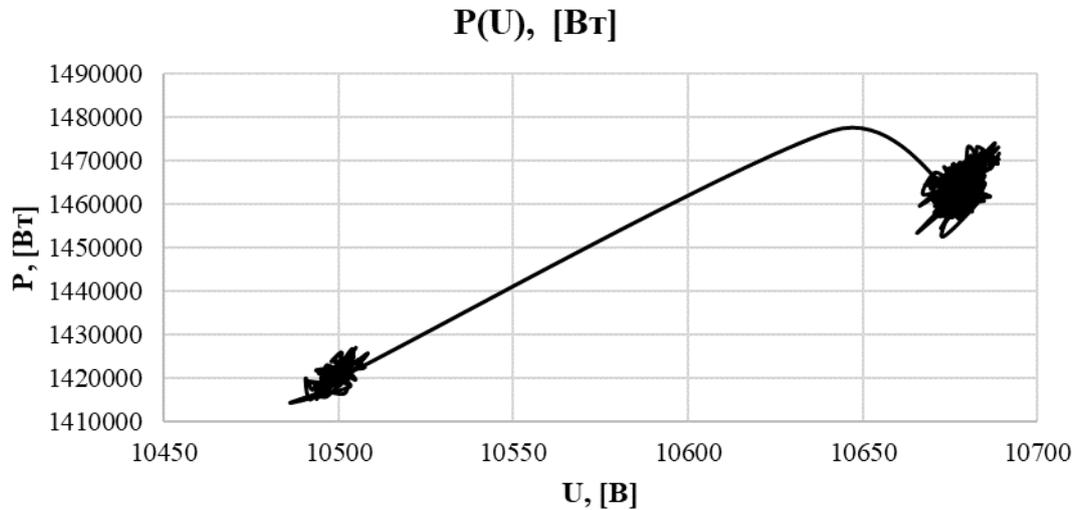


Рисунок 2.1 – Фрагмент выборки измерений при изменении напряжения по инициативе сети

В случае отсутствия изменений напряжения по инициативе сети, остаются естественные флуктуации напряжения (инициатива потребителя), вызванные колебаниями нагрузки. Пример этого представлен в виде фрагмента зависимости реактивной мощности от напряжения на рисунке 2.2.

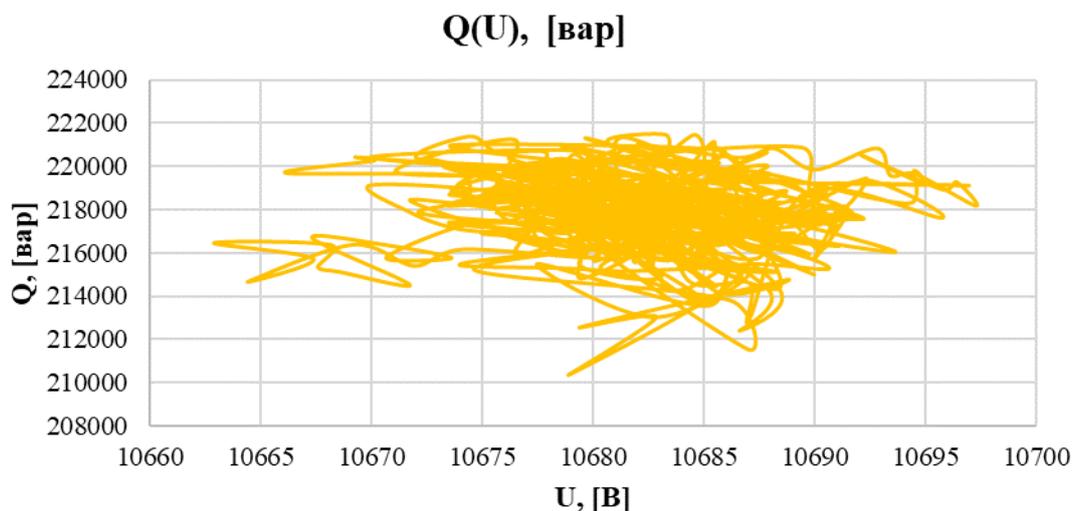


Рисунок 2.2 – Фрагмент выборки измерений при изменении напряжения по инициативе потребителя

Представленный на рисунке 2.2 фрагмент выборки измерений получен по данным пассивного эксперимента (без внешнего влияния на энергосистему).

Для представленных на рисунке данных характерно изменение мощности (около 4 %) в сравнительно небольшом диапазоне изменения напряжения (0,2 %). РЭН (линейная аппроксимация) для данного фрагмента оценивается отрицательной величиной $K_Q^U = -4,51$.

В пассивных экспериментах важно выделить значимые флуктуации напряжений, которые превосходят измерительную погрешность. После получения избыточного набора приращений мощностей и напряжений производится получение коэффициентов СХН. Для пассивных экспериментов данный метод является менее предпочтительным в использовании.

В качестве модели нагрузки применяются ZIP – модели

$$P(U) = P_{\text{ном}} \left(a_0 + a_1 \cdot \frac{U}{U_{\text{ном}}} + a_2 \cdot \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right);$$

$$Q(U) = Q_{\text{ном}} \left(b_0 + b_1 \cdot \frac{U}{U_{\text{ном}}} + b_2 \cdot \left(\frac{U}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \right)$$

и линейные модели

$$P(U) = P_{\text{норм}} \left(a_0 + a_1 \frac{U}{U_{\text{ном}}} \right);$$

$$Q(U) = Q_{\text{норм}} \left(b_0 + b_1 \frac{U}{U_{\text{ном}}} \right).$$

Условие ограничения для коэффициентов моделей сохраняется:

$$a_0 + a_1 + a_2 = b_0 + b_1 + b_2 = 1 \text{ — для ZIP – моделей,}$$

$$a_0 + a_1 = b_0 + b_1 = 1 \text{ — для линейных моделей.}$$

2.2. Методика оценки коэффициентов СХН

В подразделе представлено описание метода оценки коэффициентов СХН по приращениям напряжения и мощности. Даны разъяснения и обоснования выбранной стратегии и используемых подходов представлен обобщенный алгоритм оценки СХН по данным измерений.

2.2.1. Формирование расчётных интервалов оценки

Результаты измерений, полученные от различных источников, формируют хронологически последовательную выборку данных по напряжению и мощности. В зависимости от источника варьируется дискретность и общий объем выборки. Качественные характеристики выборки с точки зрения последующий алгоритмов фильтрации и анализа будут определяться видом эксперимента, в ходе которого была получена исходная выборка.

На рисунке 2.3 представлен график изменения напряжения при проведении активного эксперимента в энергосистеме. Интервалы для исследования соответствуют областям значительного изменения уровней напряжения, вызванного, например, изменением регулировочных ответвлений РПН трансформатора. Для представленного примера размах напряжения составляет 6 %, а средняя величина изменения напряжения при переключении регулировочных ответвлений РПН составляет 2 %.

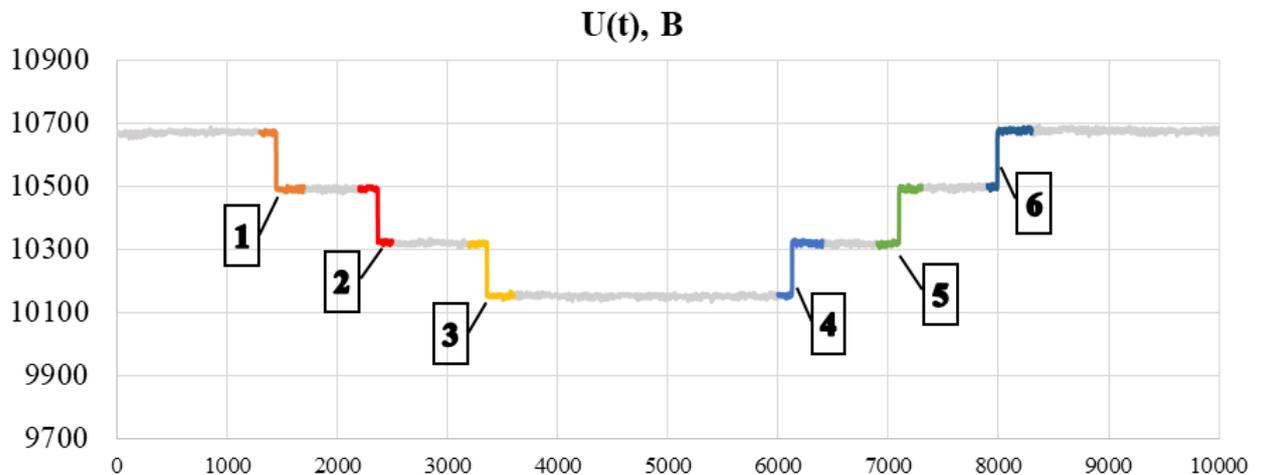


Рисунок 2.3 – Измерения напряжения в энергосистеме при проведении активного эксперимента

Представленные на рисунке 2.3 изменения напряжения по своей величине позволяют явным образом идентифицировать внешнее воздействие (инициатива сети) при изменении напряжения нагрузки.

При анализе общих графиков созависимости основных параметров можно отследить области группировки данных. На рисунке 2.4 и 2.5 представлены соответственно зависимости активной и реактивной мощности от напряжения

в относительных единицах. Представленные данные соответствуют изменениям напряжения на рисунке 2.3.

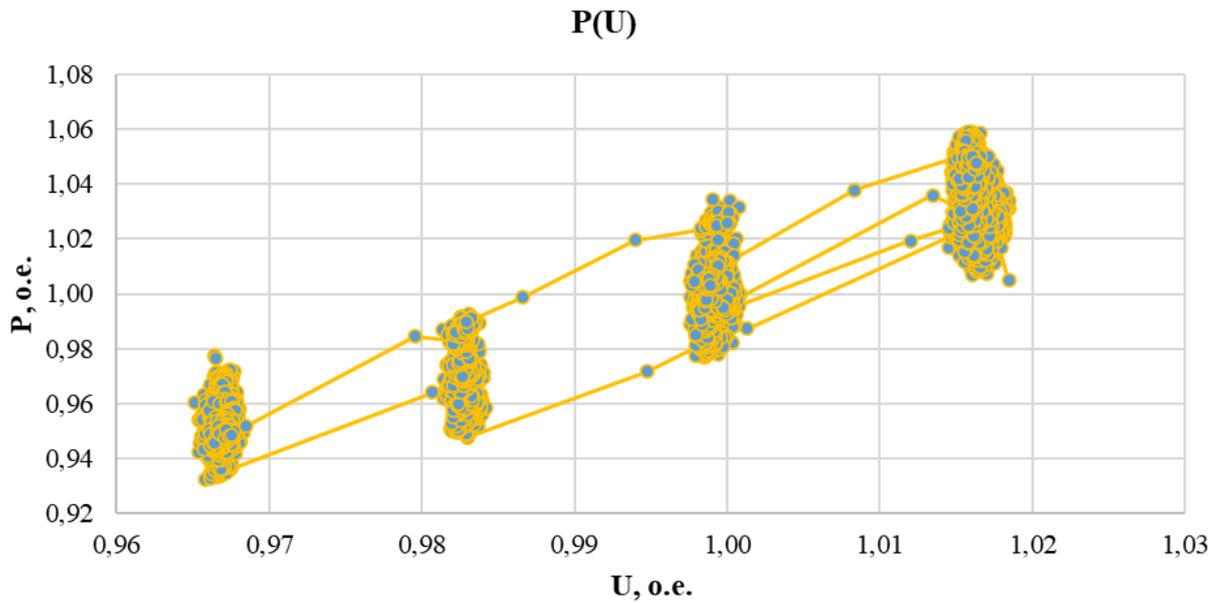


Рисунок 2.4 – Зависимость активной мощности от напряжения по выборке измерений активного эксперимента

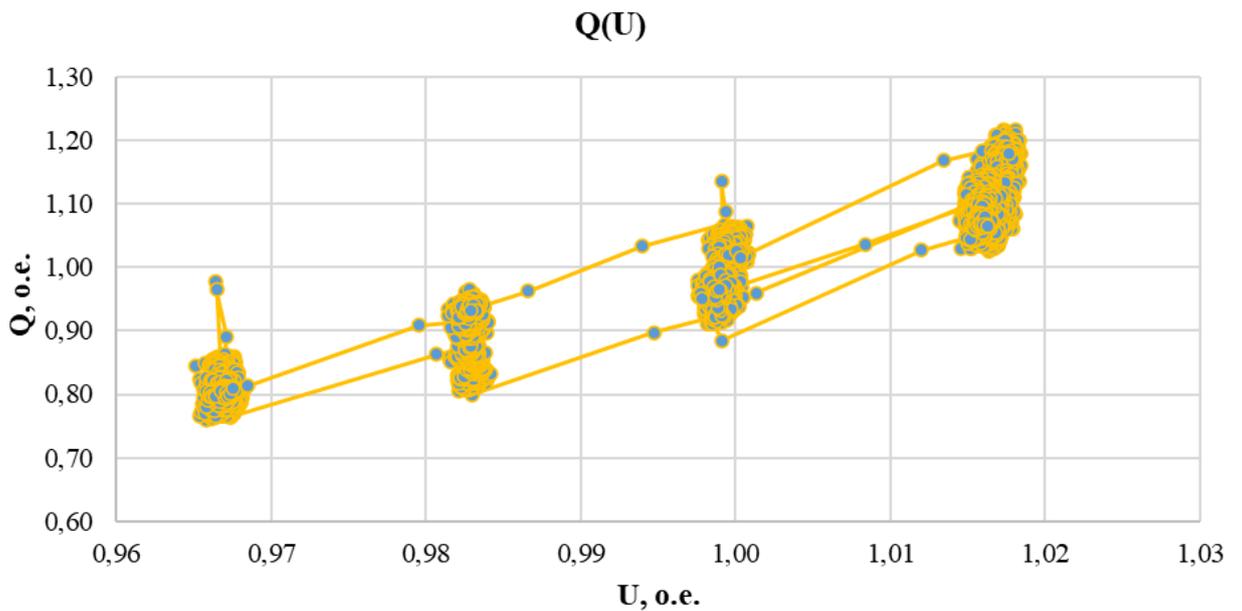


Рисунок 2.5 – Зависимость реактивной мощности от напряжения по выборке измерений активного эксперимента

Зависимость активной от реактивной мощности в относительных единицах на выборке представлены на рисунке 2.6.

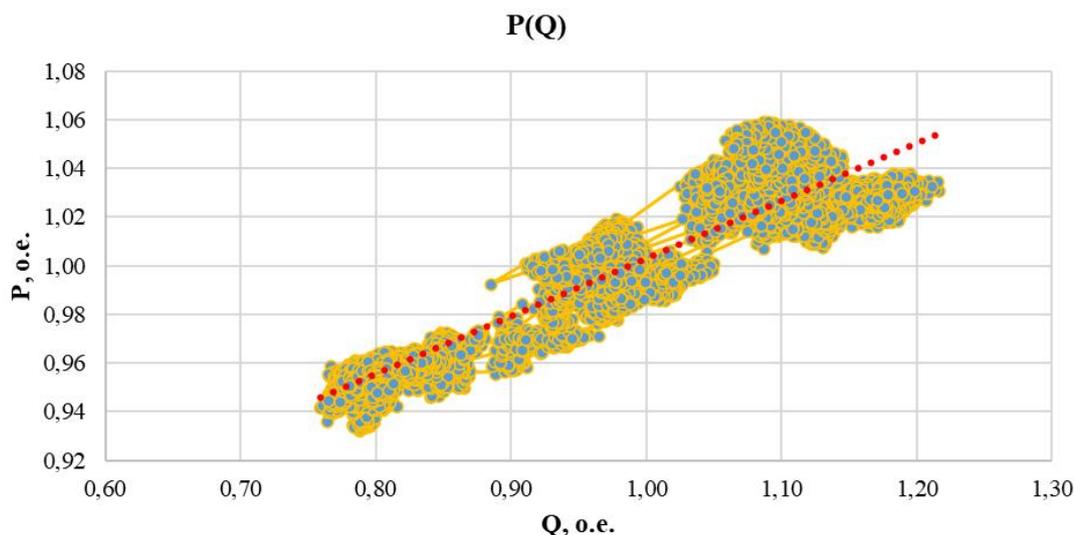


Рисунок 2.6 – Зависимость реактивной мощности от реактивной мощности по выборке измерений с линейным трендом

Как видно по представленным рисункам, значения мощностей в выборке группируются на различных уровнях напряжения с некоторым вертикальным разбросом, соответствующим, вероятно, различному составу нагрузки, адаптации нагрузки к напряжению.

Таким образом, формируются условия для анализа приращений мощности и напряжения на интервалах характерного изменения напряжения. Интервалы для оценки выделены цветом на графике напряжения на рисунке 2.3. Представленные на рисунке 2.7 зависимости активной и реактивной мощности от напряжения для произвольно выбранного интервала оценки показывают два равновесных состояния нагрузки по уровням напряжения.

Следует отметить, что форма кластеров равновесных состояний в общем случае является случайной и, как правило, требует последующего применения процедур фильтрации и обработки данных независимо от вида эксперимента и источника данных измерений.

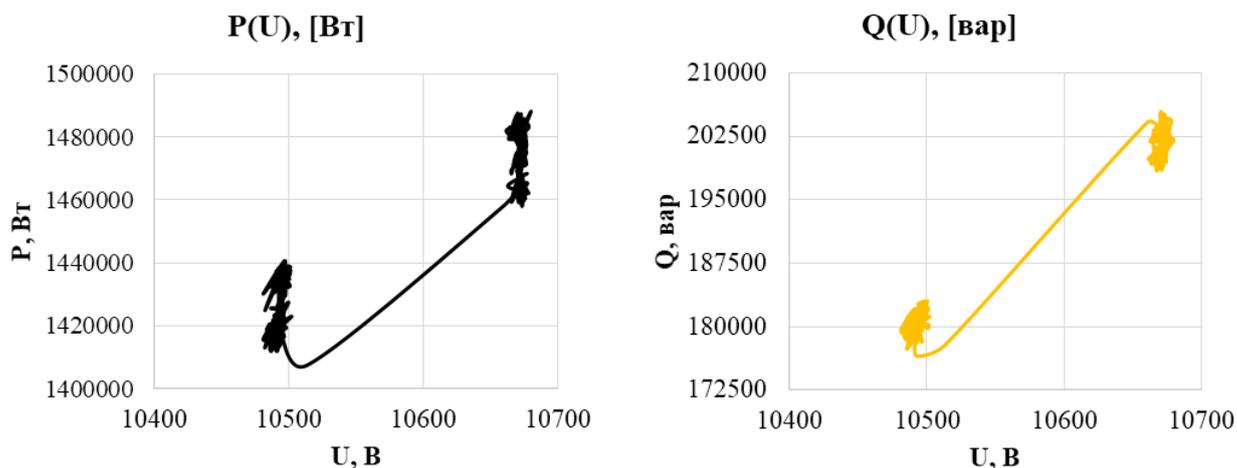


Рисунок 2.7 – Пример интервала оценки коэффициентов СХН по активной и реактивной мощности в именованных единицах. Активный эксперимент

При использовании данных пассивного эксперимента флуктуации напряжения, вызванные инициативой сети, почти неотделимы от таковых по инициативе потребителя, что оказывается естественной трудностью применения некоторых алгоритмов и накладывает дополнительные требования на фиксацию состояния параметров нескольких связанных электрическим режимом энергообъектов. На рисунке 2.8 представлен график изменения напряжения на объекте исследования без принудительного регулирования напряжения.

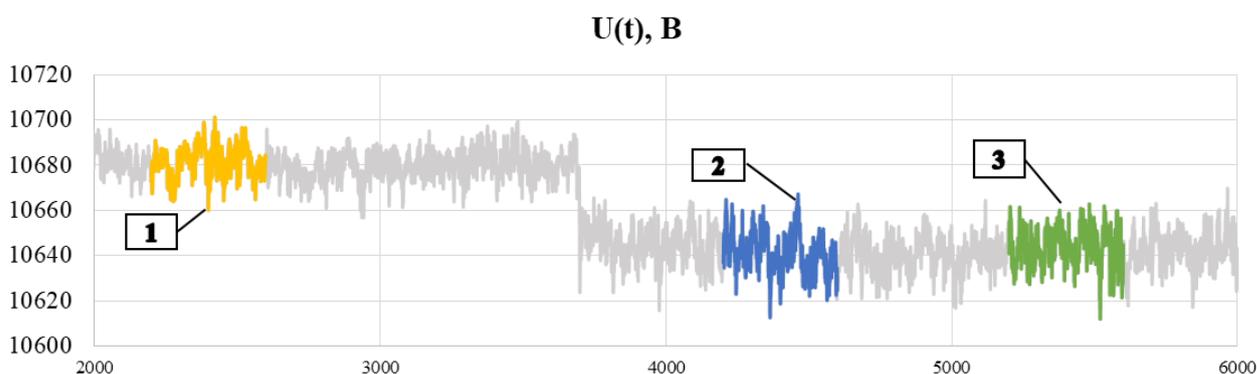


Рисунок 2.8 – Измерения напряжения в энергосистеме при проведении пассивного эксперимента

На графике напряжения наблюдается два базовых уровня напряжения (примерно 10680 и 10640 В). На рисунках 2.9 и 2.10 представлены в относительных единицах графики зависимости активной и реактивной

мощности от напряжения. Данные графики демонстрируют значительно меньший размах напряжения, не превышающий 1 %.

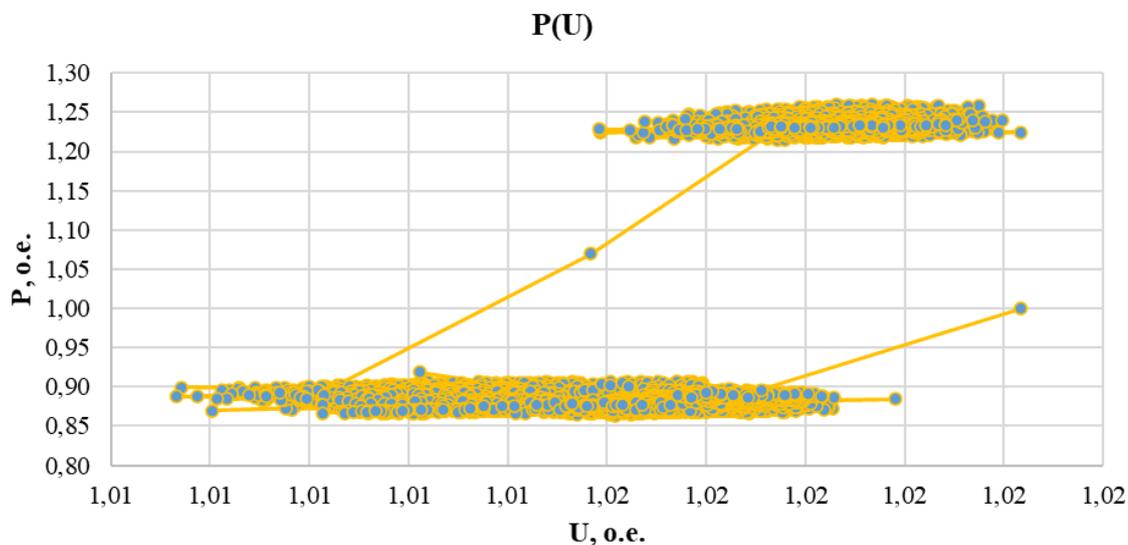


Рисунок 2.9 – Зависимость активной мощности от напряжения по выборке измерений пассивного эксперимента

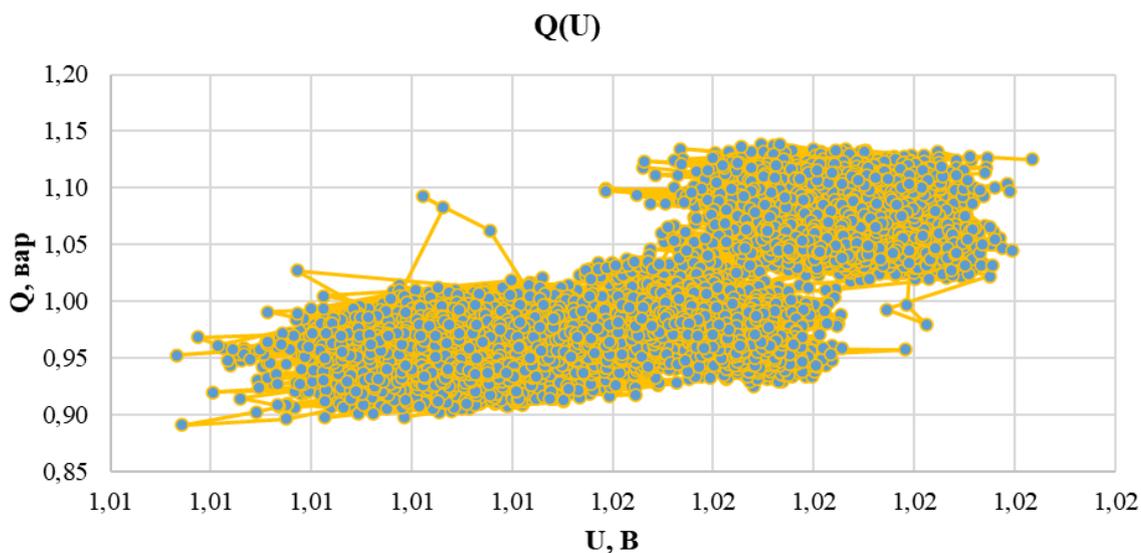


Рисунок 2.10 – Зависимость реактивной мощности от напряжения по выборке измерений пассивного эксперимента

Для реактивной мощности на каждом из двух базовых уровней значение варьируется в пределах 10 %, а для активной мощности данная величина составляет всего 5 %. Совместные диапазоны колебаний активной и реактивной мощности наглядно демонстрируются на графике созависимости данных параметров на рисунке 2.11.

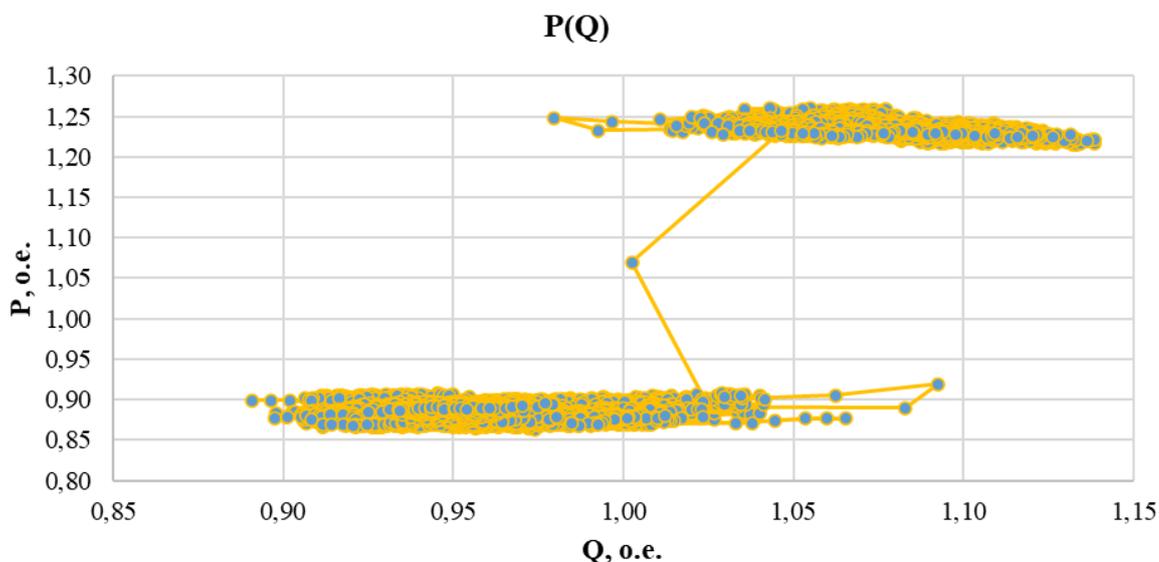


Рисунок 2.11 – Зависимость активной мощности от реактивной мощности по выборке измерений пассивного эксперимента

Описанная тенденция сохраняется и при анализе отдельных интервалов, выделенных цветом на рисунке 2.8. Тем не менее, наклон линии тренда, аппроксимирующей данные и показанной на рисунке красной пунктирной линией, демонстрирует наличие зависимости мощности от напряжения.

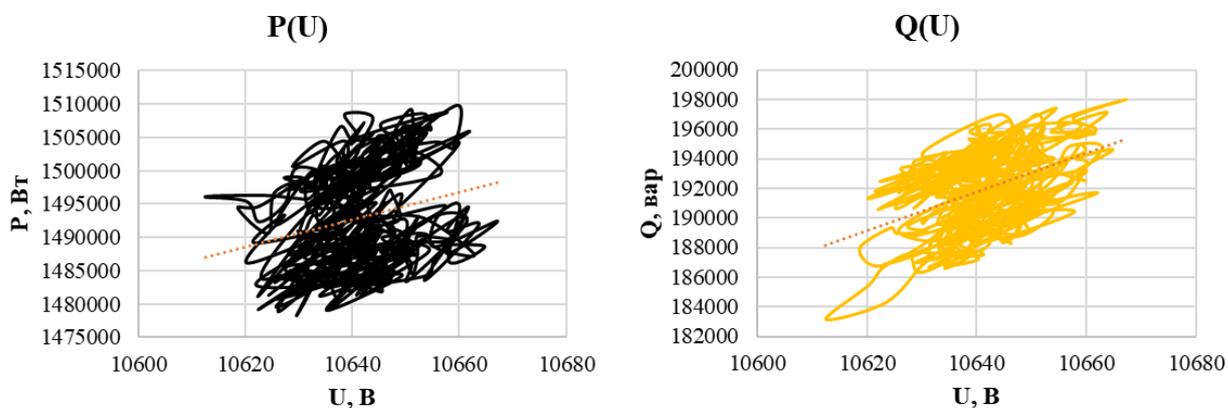


Рисунок 2.12 – Пример интервала оценки коэффициентов СХН по активной и реактивной мощности в именованных единицах. Пассивный эксперимент

Как было показано выше, для отбора интервалов по данным активного эксперимента достаточно определить события, где имело место регулирование напряжения, поскольку его величина, при внешнем воздействии средствами регулирования, оказывается достаточной, чтобы получить группы измерений, явно соответствующие различным уровням напряжения.

Для данных пассивного эксперимента определение приращений будет основываться на выборе граничных значений по величине изменения напряжения и мощности, а также на отборе по признаку одномоментного изменения напряжения сразу в нескольких узлах энергосистемы.

Отбор интервалов по данным пассивного эксперимента можно проводить по схеме, представленной на рисунке 2.13:



Рисунок 2.13 – Формирование интервалов оценки по данным пассивного эксперимента

Здесь представлен подход, предусматривающий анализ интервалов, размер которых соответствует некоторой заданной ширине при смещении скользящего окна. Размер окна и порядок смещения определяются на основании источника данных измерений и предположении о постоянстве состава нагрузки.

2.2.2. Определение и оценка приращений

На исследуемом интервале в каждом равновесном состоянии определяется точка, соответствующая некоторым усредненным значениям мощности и напряжения для данного состояния. Важным условием выбора точек в равновесных состояниях является близость во времени. При этом для снижения влияния случайных колебаний нагрузки выполняется фильтрация и определение некоторого равноудаленного значения по мощности и напряжению для исследуемого кластера равновесного состояния.

В зависимости от дискретности источника данных измерений рассматриваются приращения мощностей и напряжений на коротких интервалах времени порядка 0,5 – 5 секунд. На рисунке 2.13 показан детализированный фрагмент изменения напряжения, соответствующий интервалу, представленному на рисунке 2.7. На данном фрагменте перепад напряжения составляет 1,72 %. Измерения с поперiodной дискретностью позволяют оценить

установившиеся значения напряжения после завершения переходных процессов, связанных с изменением уровня напряжения. В данном случае очевидно, что периода менее 1 секунды оказывается достаточно для оценки интервального изменения.

Изменения мощности при вынужденном изменении питающего напряжения необходимо оценивать при переходе в новый установившийся режим, избежав при этом ситуации, где состав нагрузки может значительно измениться.

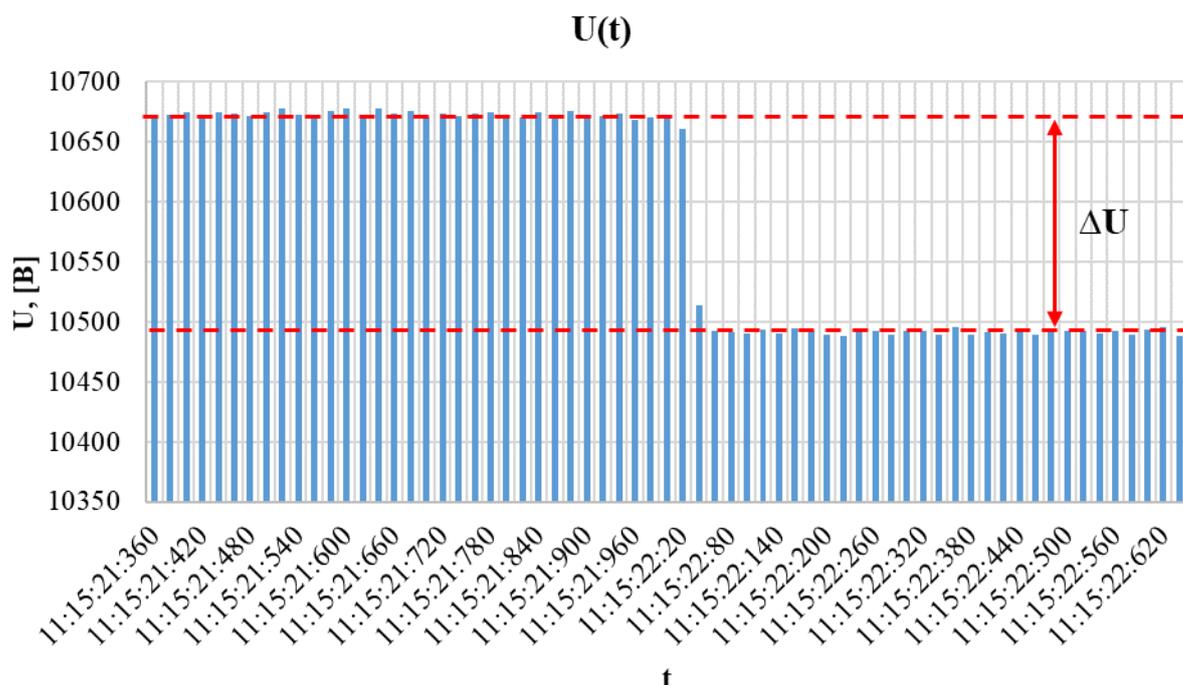


Рисунок 2.13 – Изменение напряжения на интервале оценки по данным активного эксперимента

Если состав нагрузки сохраняется, а изменения напряжения приводят к изменению результирующих уровней мощности, то проявляется эффект СХН. Данный эффект фиксируется оценкой соответствующего линейного приращения. На рисунке 2.14 представлен пример определения оценки приращения для интервала по активной мощности. В данном примере линейное приращение определяется на основании фиксации точек-центроидов в двух установившихся состояниях нагрузки.

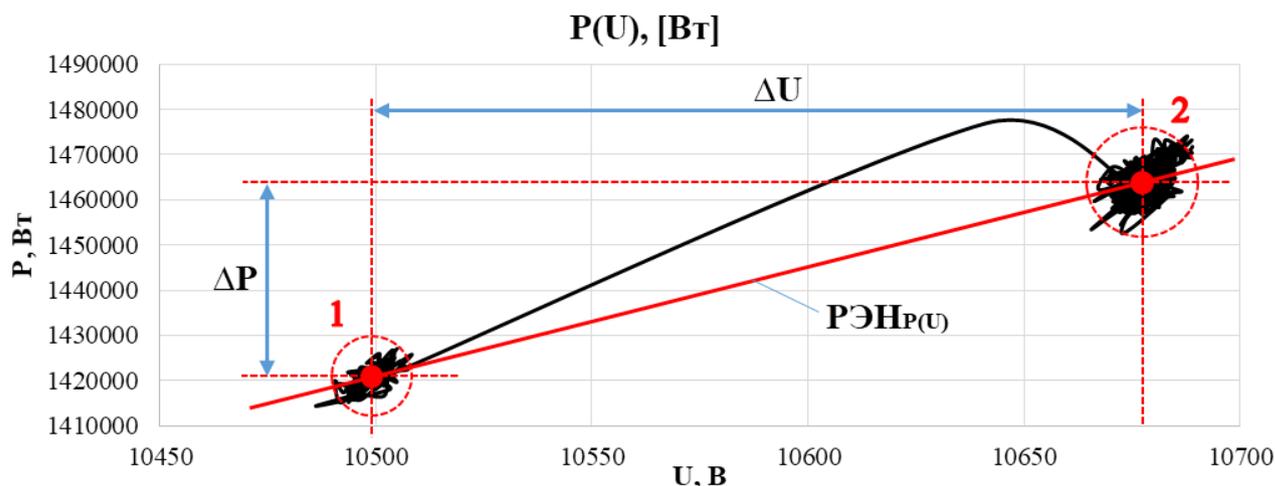


Рисунок 2.14 – Приращения мощности и напряжения на интервале оценки по данным активного эксперимента

Данные активного эксперимента позволяют получить данные, где хорошо различимы изменения по напряжению и мощности. Однако существуют нерегулярные колебания нагрузки. Данные колебания в координатах мощности и напряжения проявляются в виде кластеров, показанных на рисунке 2.14 под номерами 1 и 2. На рисунке 2.15 представлен пример такого кластера.

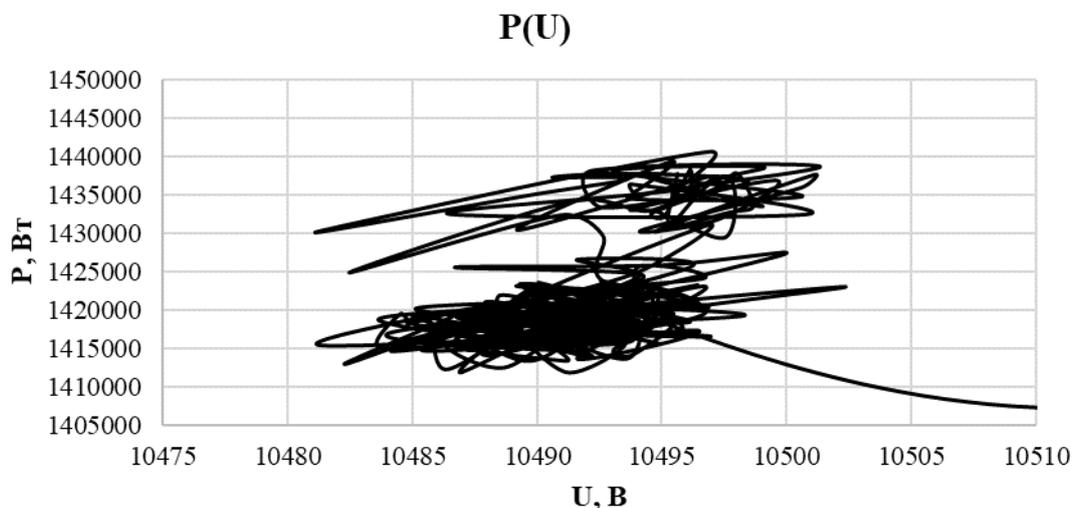


Рисунок 2.15 – Приращения мощности и напряжения на кластере интервала оценки по данным активного эксперимента

Для определения некоторого усредненного уровня по кластеру или приведении кластера к единой точке-центроиду применяются соответствующие математические процедуры: кластеризация или фильтрация. Можно выделить следующие подходы:

1. Алгоритмы кластеризации данных:
 - 1.1 Выделение одного кластера и определение координат центроида.
 - 1.2 Выделение группы кластеров (центроидов) с последующим усреднением.
2. Определение средних значений по размаху напряжения и мощности.
3. Методы снижения размерности данных.

Данные пассивного эксперимента содержат нерегулярные колебания нагрузки и, в отличие от активного, слабовыраженную зависимость мощности от напряжения. На рисунке 2.16 показан график зависимости активной мощности от напряжения для одного из интервалов с оценкой линейных приращений. Выбор опорных точек по таким измерениям сопровождается фильтрацией входных данных и подбором участков усреднения параметров при сохранении близкого временного промежутка между точками.

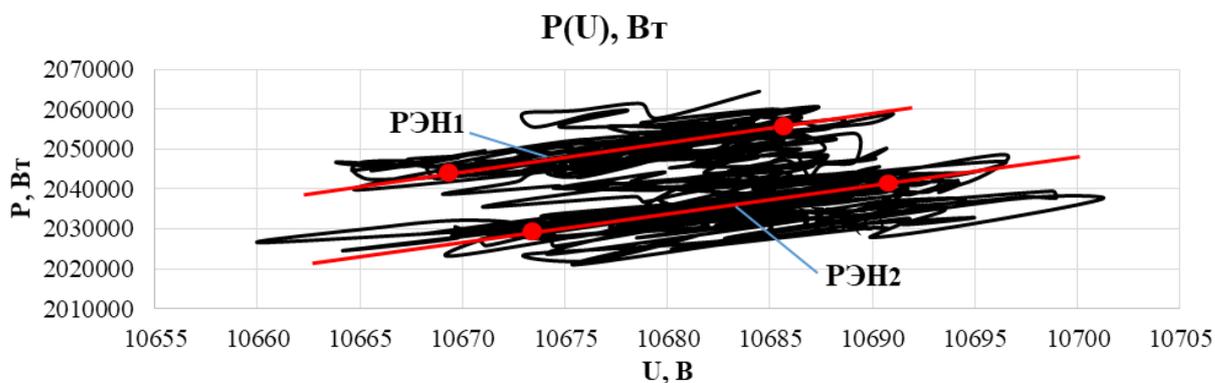


Рисунок 2.16 – Пример интервала оценки коэффициентов СХН по данным пассивного эксперимента

Отсутствие явного скачкообразного изменения приводит к необходимости выбора опорных точек вручную, либо численной оценки коэффициентов линейной аппроксимации. Для подготовки и анализа данных могут быть применены [41]:

1. Средние значения.
2. Рекурсивные и скользящие фильтры.
3. Фильтр Савицкого – Голея.

4. Методы оценки локальной регрессии.

5. Аппроксимация линейной моделью.

Приращения напряжения и мощности, представляют из себя изменение указанных параметров в результате возмущения в электрической сети:

$$f(U_{o.e.}) = (a_0 + a_1 \cdot U'_{o.e.} + a_2 \cdot U_{o.e.}^2) + (a_1 + 2 \cdot a_2 \cdot U_{o.e.}) \cdot (U_{o.e.} - U'_{o.e.}), \quad (2.1)$$

где $f(U_{o.e.})$ – значение касательной в точке $U'_{o.e.}$; $(a_1 + 2 \cdot a_2 \cdot U_{o.e.})$ – тангенс угла наклона касательной в точке $U'_{o.e.}$; $U'_{o.e.}$ – значение напряжения, для которого находится тангенс угла наклона касательной.

Компонента $(a_1 + 2 \cdot a_2 \cdot U_{o.e.})$ в формуле (2.1), определяющая приращение исследуемого параметра, является производной заданной ZIP - модели по напряжению. Данные коэффициенты определяют характер влияния уровня напряжения на результирующую величину нагрузки, что и требуется оценить при идентификации характеристик нагрузки. Таким образом, с условием выполнения ограничения $a_0 + a_1 + a_2 = 1$, известные значения коэффициентов a_1 и a_2 будут определять модель нагрузки.

Из уравнения касательной (2.1) к полиному тангенс угла наклона касательной в точке $U'_{o.e.}$ определяется как

$$tg\varphi = a_1 + 2 \cdot a_2 \cdot U'_{o.e.} \quad (2.2)$$

При допущении об изменении мощности при изменении напряжения по линейному закону тангенс угла наклона $tg\varphi$ является РЭН для ZIP-модели при номинальном значении напряжения. Определение РЭН соответствует отношению приращения мощности к приращению напряжения через заданные точки по следующему соотношению:

$$РЭН_{P_i} = \frac{\Delta P^{o.e.}}{\Delta U^{o.e.}}, \quad (2.3)$$

что, с учётом выражения (2.2), приводит к следующему соотношению:

$$a_1 + 2 \cdot a_2 \cdot U'_{o.e.} = \frac{\Delta P^{o.e.}}{\Delta U^{o.e.}} \quad (2.4)$$

Правая часть выражения (2.4) определяется путем расчета приращения на интервале оценки.

Для перехода в относительные единицы определяются некоторые нормирующие мощность и напряжение. В качестве нормирующей может быть принято значение средней мощности по полному составу данных измерений, а в качестве нормирующего напряжения – номинальное значение.

Применение полученных приращений ограничено некоторыми условиями адекватности их значений искомым явлениям. Условия отбора приращений:

- 1) Граничные значения – РЭН для исследуемых задач не должен быть меньше нуля и больше какой-либо ранее заданной величины k :

$$0 \leq \frac{\Delta P^{o.e.}}{\Delta U^{o.e.}} \leq k.$$

Отрицательные значения приращений возникают при разнонаправленном изменении напряжения и нагрузки и являются следствием изменения напряжения по инициативе потребителя.

Практическая величина k обычно ограничивается 2,5–3,0. Данные значения обусловлены чувствительностью определения линейных приращений, на которые могут существенно влиять флуктуации исследуемых параметров, особенно в условиях обработки данных пассивного эксперимента.

Набор приращений, полученный после фильтрации по условию 1) образует некоторое усредненное значение, в окрестностях которого группируются искомые значения. Данный диапазон может быть ограничен значениями из условия 1), тогда условие 2) не применяется. При выборе допустимого отклонения от расчётного среднего значения приращения могут быть отфильтрованы по признаку близости к среднему – наиболее удаленные точки отфильтрованы, а близкие приняты в работу.

- 2) Условие близости к среднему:

$$\left[\left(\frac{\Delta P^{o.e.}}{\Delta U^{o.e.}} \right)_{\text{сред.}} - \varepsilon \right] \leq \frac{\Delta P^{o.e.}}{\Delta U^{o.e.}} \leq \left[\left(\frac{\Delta P^{o.e.}}{\Delta U^{o.e.}} \right)_{\text{сред.}} + \varepsilon \right].$$

Полученные после фильтрации значения приращений используются для оценки коэффициентов модели.

2.2.3. Получение результирующих коэффициентов модели

На каждом из совокупности интервалов оценки зависимость мощности от нагрузки представляется ZIP – моделью. Тогда множество всех интервальных моделей в относительных единицах при номинальной мощности можно представить в матричной форме выражением (для реактивной мощности выражение аналогично):

$$Ax = B; \quad (2.5)$$

$$X = \begin{pmatrix} a_0 \\ a_1 \\ a_2 \end{pmatrix}, A = \begin{pmatrix} 1 & U_1 & U_1^2 \\ 1 & U_2 & U_2^2 \\ \dots & \dots & \dots \\ 1 & U_n & U_n^2 \end{pmatrix}, B = \begin{pmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \dots \\ P_n \end{pmatrix}. \quad (2.6)$$

Аналогичным образом формируется система уравнений для группы приращений, полученных при анализе интервалов:

$$A'x' = B'; \quad (2.7)$$

$$X' = \begin{pmatrix} a_1 \\ a_2 \end{pmatrix}, A' = \begin{pmatrix} 1 & 2 \cdot U_1 \\ 1 & 2 \cdot U_2 \\ \dots & \dots \\ 1 & 2 \cdot U_n \end{pmatrix}, B' = \begin{pmatrix} \Delta P_1^{o.e.} / \Delta U_1^{o.e.} \\ \Delta P_2^{o.e.} / \Delta U_2^{o.e.} \\ \dots \\ \Delta P_n^{o.e.} / \Delta U_n^{o.e.} \end{pmatrix}. \quad (2.8)$$

Задачу определения коэффициентов a_1 и a_2 можно сформулировать как задачу подбора параметров наилучшей в своем классе функции $F(x, a_0)$ [74], которая связана с измеряемой (расчётной) величиной y по следующему соотношению:

$$y = F(x, a_0) + \xi = \sum_{i=1}^n a_i \varphi_i(x) + \xi, \quad (2.9)$$

где $F(x, a_0)$ – искомая функция, принадлежащая заданному параметрическому семейству $F(x, a)$; ξ – случайная независимая ошибка измерения, возникающая согласно плотности $P(\xi)$ с нулевым математическим ожиданием и конечной дисперсией.

В исследуемом случае искомая функция $F(x, a_0)$ определена в классе функций

$$F(x, a) = a^0 + a^1 x.$$

Таким образом, решается задача восстановления регрессии в условиях интерпретации результатов эксперимента (измерений), когда достаточно восстановить плотность

$$P(y|x) = P(y - F(x, a_0)) = P(\xi). \quad (2.10)$$

Согласно [74] ошибки, которые возникают при физических измерениях, проводимых в одних и тех же условиях, описываются нормальным законом плотности распределения вероятностей:

$$P(\xi) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \exp\left\{-\frac{\xi^2}{2\sigma^2}\right\}. \quad (2.11)$$

Для определения коэффициентов функций приращения на основе данных измерений можно принять допущение о постоянстве условий, поскольку данные могут быть получены либо со стационарных источников в системе, либо приборными измерениями с известной погрешностью и в непрерывном режиме.

Поскольку класс функций, которому принадлежит искомая регрессия, линеен по параметрам, объем выборки является ограниченным, а помеха распределена по нормальному закону, можно утверждать, что структура измерений подчиняется схеме Гаусса-Маркова и определяется в l фиксированных точках

$$x_1, y_1; x_2, y_2; \dots; x_l, y_l.$$

Тогда решение задачи (2.9) эквивалентно минимизации функционала

$$I_3(a) = \frac{1}{l} \sum_{i=1}^l \left(y_i - \sum_{j=1}^n a_j \varphi_j(x_j) \right)^2, \quad (2.12)$$

т.е. путём применения метода наименьших квадратов для определения вектора параметров a , который является наилучшим [74] среди линейных совместно эффективных несмещенных оценок для нормального распределения ошибки.

Минимизация по a функционала (2.12) эквивалентна решению нормального уравнения

$$\theta^T \theta a = \theta^T Y,$$

а решение относительно вектора параметров a :

$$a = (\theta^T \theta)^{-1} \theta^T Y. \quad (2.13)$$

Таким образом, согласно (2.13), для определения значения коэффициентов a_1 и a_2 в избыточном составе уравнений системы (2.8) решением будет аппроксимация методом наименьших квадратов по выражению:

$$X = (A^T \cdot A)^{-1} \cdot A^T \cdot B. \quad (2.14)$$

Решая переопределенную систему уравнений (2.14) по данным выражений (2.8) для нескольких интервалов, получаем значения коэффициентов модели a_1 и a_2 . Значения напряжений для каждого уравнения системы, определенное в относительных единицах, может быть выражено как отношение усредненного напряжения между выбранными точками каждого интервала к нормирующему (номинальному) напряжению по следующему соотношению:

$$U_{i \text{ ср}}^{o.e.} = \frac{U_{i1} + U_{i2}}{2 \cdot U_{\text{норм}}}. \quad (2.15)$$

Поскольку расчёт производится в относительных единицах, из уравнения суммы коэффициентов ZIP – модели определяется оставшийся неизвестный коэффициент:

$$a_0 = 1 - a_1 - a_2. \quad (2.16)$$

Коэффициенты линейной модели определяются из следующих соотношений:

$$a_1^{\text{лин}} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{РЭН}_{P_i}}{n}; \quad a_0^{\text{лин}} = 1 - a_1^{\text{лин}}. \quad (2.17)$$

Таким образом, угол наклона линейной модели определяется средним значением РЭН по группе исследуемых интервалов и в общем случае применение такой модели ограничивается диапазоном напряжений эксперимента. При этом линейная модель достаточно хорошо аппроксимирует искомую зависимость мощности от напряжения для оценочных расчётов.

Коэффициенты a_0 , a_1 и a_2 являются искомыми коэффициентами модели СХН. На рисунках 2.17 и 2.18 в координатах мощность-напряжение визуализированы расчётные модели СХН для активной и реактивной мощности и данные измерений в относительных единицах.

Для представленных на рисунках 2.17 и 2.18 измерений и моделей СХН численные результаты оценки коэффициентов приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – СХН и РЭН по активной и реактивной мощности исследуемого узла нагрузки

Модель СХН	Коэффициенты модели							
	$P = f(U)$				$Q = f(U)$			
	a_0	a_1	a_2	$RЭН$ K_P^U	a_0	a_1	a_2	$RЭН$ K_Q^U
ZIP	1,227	-2,185	1,958	1,731	6,605	-18,272	12,666	7,06
Линейная	-0,710	1,710	-		-5,990	6,990	-	

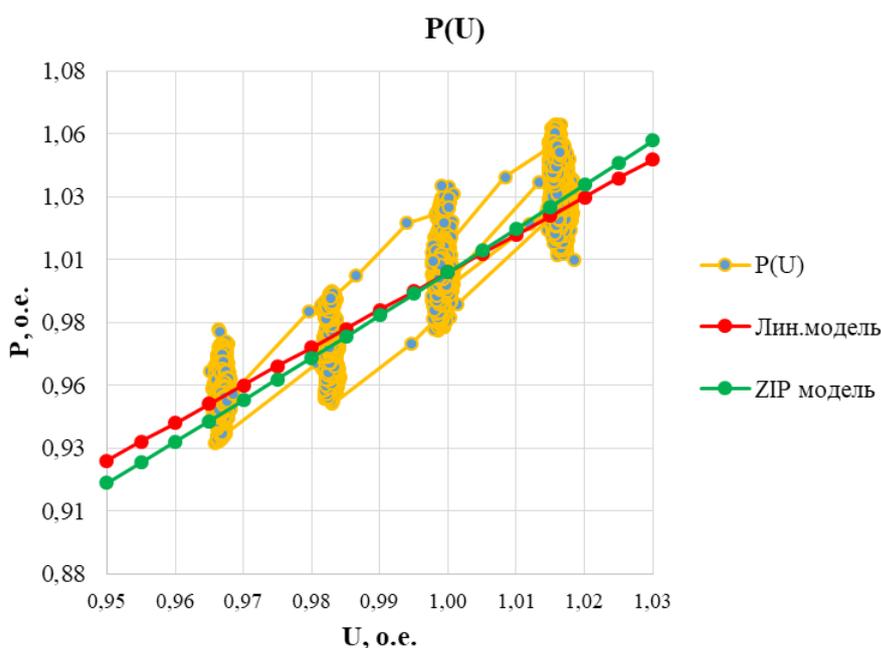


Рисунок 2.17 – СХН по активной мощности по результатам оценивания

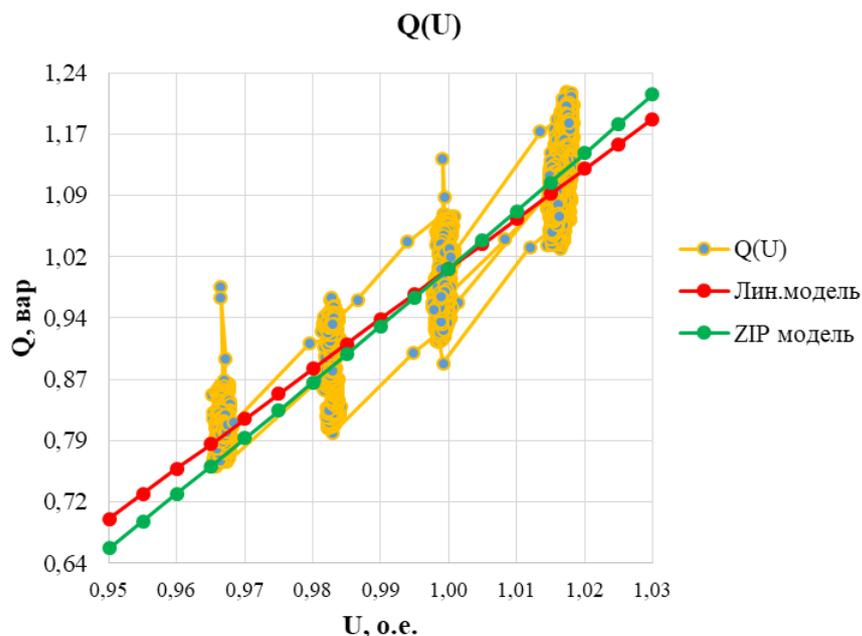


Рисунок 2.18 – СХН по реактивной мощности по результатам оценивания

Описанный метод идентификации коэффициентов СХН используется с данными активного и пассивного эксперимента. Методической особенностью его использования в случае пассивного эксперимента является оптимальный выбор точек в равновесных состояниях нагрузки путём подбора интервала усреднения и дистанции между этими точками таким образом, чтобы учесть именно реакцию нагрузки на колебания напряжения, исключая или минимизируя влияние естественного дрейфа или изменения её состава.

На рисунке 2.19 представлен график напряжения с указанием выбранных интервалов для оценки СХН по данным пассивного эксперимента.

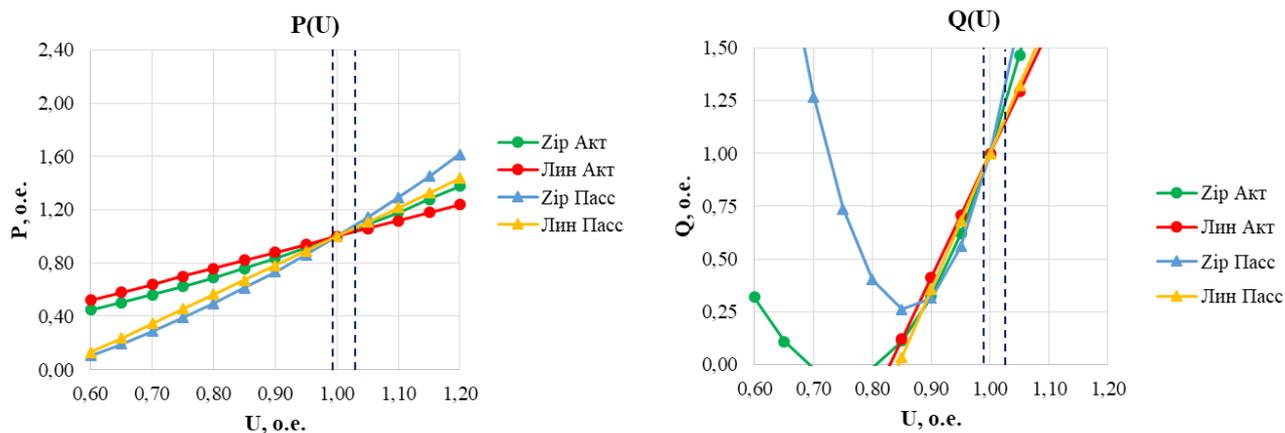


Рисунок 2.19 – СХН по активной и реактивной мощности для активного и пассивного экспериментов с применением метода нулевой точки

После получения коэффициентов полинома осуществляется проверка адекватности полученной модели с применением нулевой гипотезы, основанная на стандартном статистическом методе анализа соотношения дисперсий по критерию Фишера.

Нулевая гипотеза отвергает гипотезу, положенную в основу моделирования, т.е. предполагает, что модель не улавливает закономерностей процесса и оценка дисперсии значений мощности с числом степеней свободы $\lambda_1 = N - 1$

$$S_p^2 = \frac{\sum_{i=1}^N [P_i - M(P)]^2}{N - 1}, \quad (2.18)$$

где P_i – значение мощности из ряда исходных данных; N – количество точек измерений; $M(P) = \frac{\sum_{i=1}^N P_i}{N}$ – среднее значение мощности по ряду данных, соизмеримое с дисперсией ошибки $S_{\text{ош}}^2$ с числом степеней свободы $\lambda_2 = N - n$

$$S_{\text{ош}}^2 = \frac{\sum_{i=1}^N \varepsilon_i^2}{N - n}, \quad (2.19)$$

где $\varepsilon_i = (P_i - P_{mi})$, а P_{mi} – значение мощности по полиному, соответствующее i -му напряжению; n – число коэффициентов модели (полинома).

Отношение дисперсий $F = S_p^2 / S_{\text{ош}}^2$ подчиняется распределению Фишера (F – распределение, см. рисунок 2.20). Задавая близкий к 1 доверительный уровень $\beta = 0,95$, можно определить по стандартному F -распределению максимальное значение F_{max} , при котором еще подтверждается нулевая гипотеза, т. е. S_p^2 и $S_{\text{ош}}^2$ близки по значению друг другу и статистически неотличимы. При значениях $F > F_{\text{max}}(\beta, \lambda_1, \lambda_2)$ дисперсия ошибки мала по сравнению с дисперсией показателя y и нулевая гипотеза отвергается, а, следовательно, подтверждается гипотеза о виде модели.

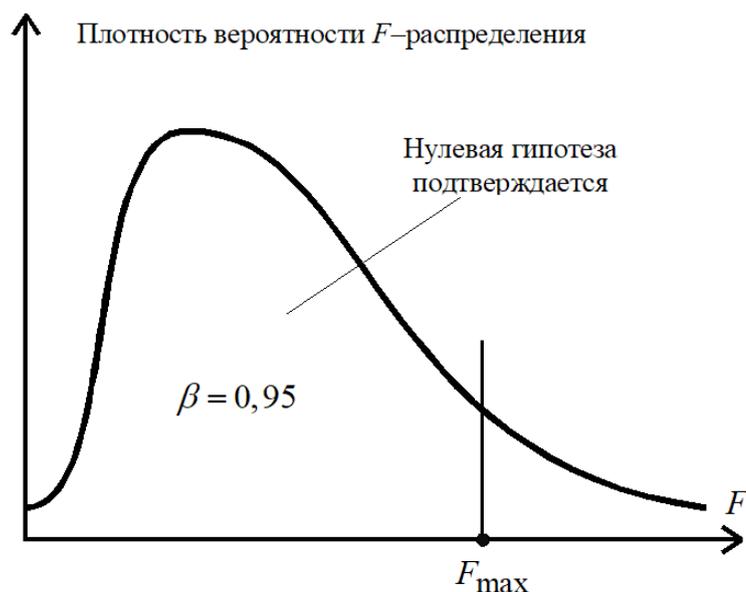


Рисунок 2.20 – Плотность вероятности, F -распределение Фишера

Если проверка по F -распределению удовлетворительна, модель принимается для дальнейшего исследования; если нет, то необходимо изменить или вид модели, или состав показателей со схемой подготовки данных для повышения качества моделирования.

2.2.4. Оценка параметров модели и сравнительный анализ методов оценки коэффициентов

Для оценки параметров моделей на основе предложенного метода (ПМ) была использована выборка данных измерений, полученных при проведении активного эксперимента в энергосистеме.

Статистические показатели для данных выборки в именованных единицах представлены в таблице 2.2. Данные также представлены в относительных единицах. Базисным значением напряжения является номинальное напряжение (10,5 кВ). В качестве базисных активной и реактивной мощностей выбраны средние значения по выборке. Статистические показатели для данных выборки в относительных единицах представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.2 – Описательная статистика исследуемой выборки в именованных единицах

Показатель	<i>U</i> , о. е.	<i>P</i> , о. е.	<i>Q</i> , о. е.
Количество	3008	3008	3008
Среднее	10454,4250	1416638,6905	179201,5766
Стандартная ошибка	3,0839	795,2646	359,1361
Медиана	10490,8510	1420477,8594	176966,9049
Мода	10497,9783	1407851,2188	-
Стандартное отклонение	169,1388	43616,4769	19696,9027
Дисперсия выборки	28607,9460	1902397053,5389	387967975,1843
Экссесс	-0,9441	-1,0821	-0,9188
Асимметричность	-0,2466	-0,2626	0,0534
Интервал	548,4010	168957,4375	77788,2926
Минимум	10140,5480	1329165,5000	141732,8639
Максимум	10688,9490	1498122,9375	219521,1565
Уровень надежности (95,0%)	6,0468	1559,3177	704,1772

Таблица 2.3 – Описательная статистика исследуемой выборки в относительных единицах

Показатель	<i>U</i> , о. е.	<i>P</i> , о. е.	<i>Q</i> , о. е.
Количество	3008	3008	3008
Среднее	0,9957	1,0000	1,0000
Стандартная ошибка	0,0003	0,0006	0,0020
Медиана	0,9991	1,0027	0,9875
Мода	0,9998	0,9938	-
Стандартное отклонение	0,0161	0,0308	0,1099
Дисперсия выборки	0,0003	0,0009	0,0121
Экссесс	-0,9441	-1,0821	-0,9188
Асимметричность	-0,2466	-0,2626	0,0534
Интервал	0,0522	0,1193	0,4341
Минимум	0,9658	0,9383	0,7909
Максимум	1,0180	1,0575	1,2250
Уровень надежности (95,0%)	0,0006	0,0011	0,0039

Графики зависимости активной и реактивной мощности от напряжения в относительных единицах представлены на рисунках 2.21 и 2.22.

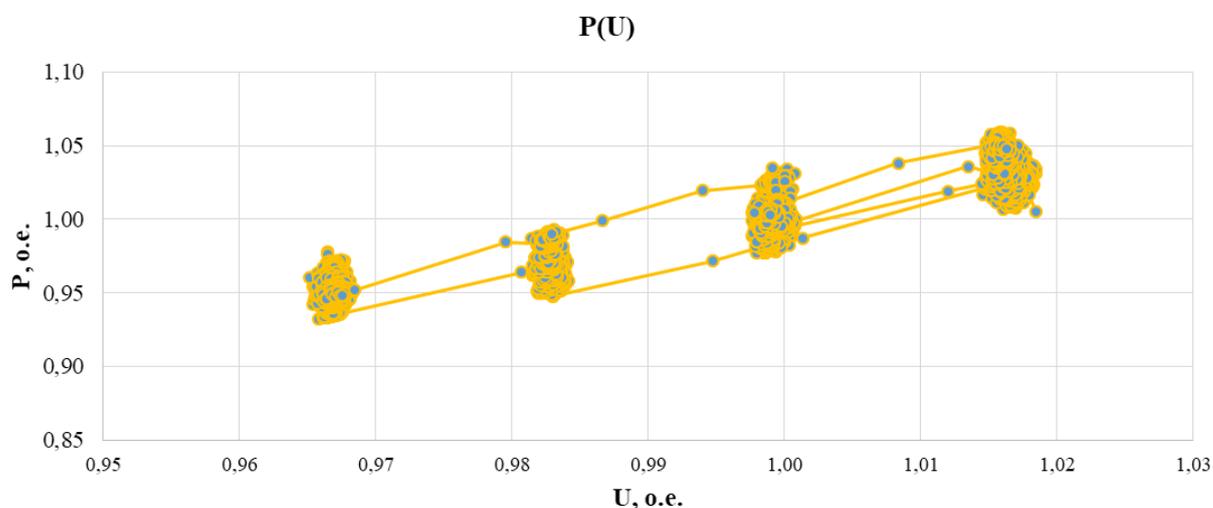


Рисунок 2.21 – Зависимость активной мощности от напряжения для исследуемой выборки

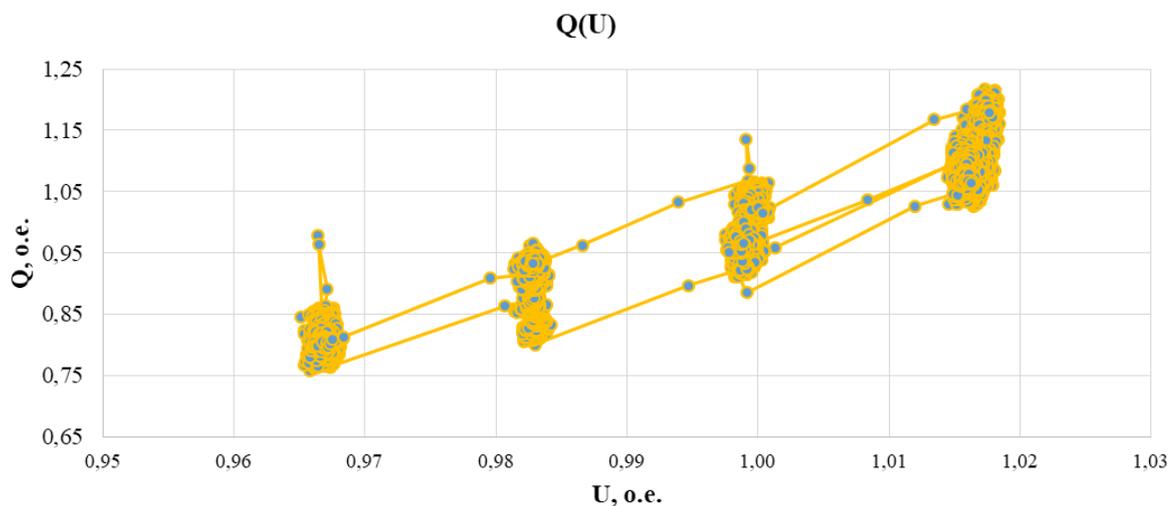


Рисунок 2.22 – Зависимость реактивной мощности от напряжения для исследуемой выборки

ПМ был использован для получения коэффициентов ZIP – модели и линейной модели для активной и реактивной мощности. Результаты оценки коэффициентов ZIP – модели для уровня значимости $\alpha = 5\%$ сведены в таблицу 2.4. На рисунке 2.23 в координатах мощность-напряжение показаны расчётные ZIP – модели СХН с доверительным интервалом для активной и реактивной мощности и данные измерений в относительных единицах.

Таблица 2.4 – Коэффициенты ZIP – модели СХН по активной и реактивной мощности, полученные ПМ

Коэффициент	Мат. ожидание	Стандартное отклонение	95 % CI
Активная мощность $P = f(U)$			
$a_0(P)$	1,2270	$\pm 0,0117$	от 1,2042 до 1,2498
$a_1(I)$	-2,1850	$\pm 0,0116$	от -2,2077 до -2,1623
$a_2(Z)$	1,9580	$\pm 0,0155$	от 1,9237 до 1,9923
Реактивная мощность $Q = f(U)$			
$a_0(Q)$	6,6050	$\pm 0,0439$	от 6,5189 до 6,6911
$a_1(I)$	-18,2720	$\pm 0,0437$	от -18,3577 до -18,1863
$a_2(Z)$	12,6660	$\pm 0,0584$	от 12,5514 до 12,7806

На рисунке 2.24 представлены графики плотности распределения погрешности аппроксимации (остатков) для ZIP – модели по активной и реактивной мощности.

На графиках символом звездочки (*) обозначены результаты оценки значения параметра по полученной модели.

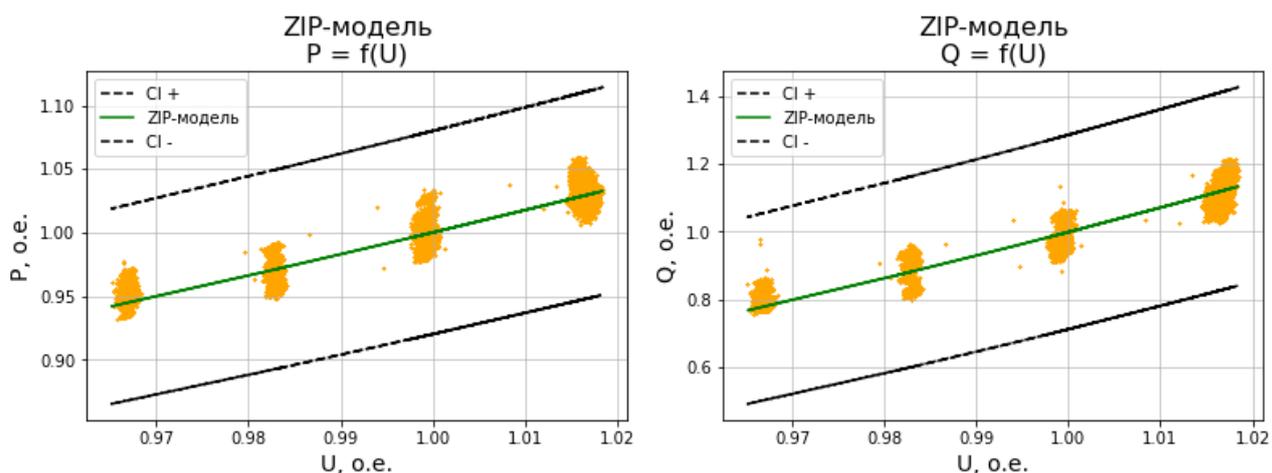


Рисунок 2.23 – ZIP - модель СХН по активной и реактивной мощности с доверительными интервалами

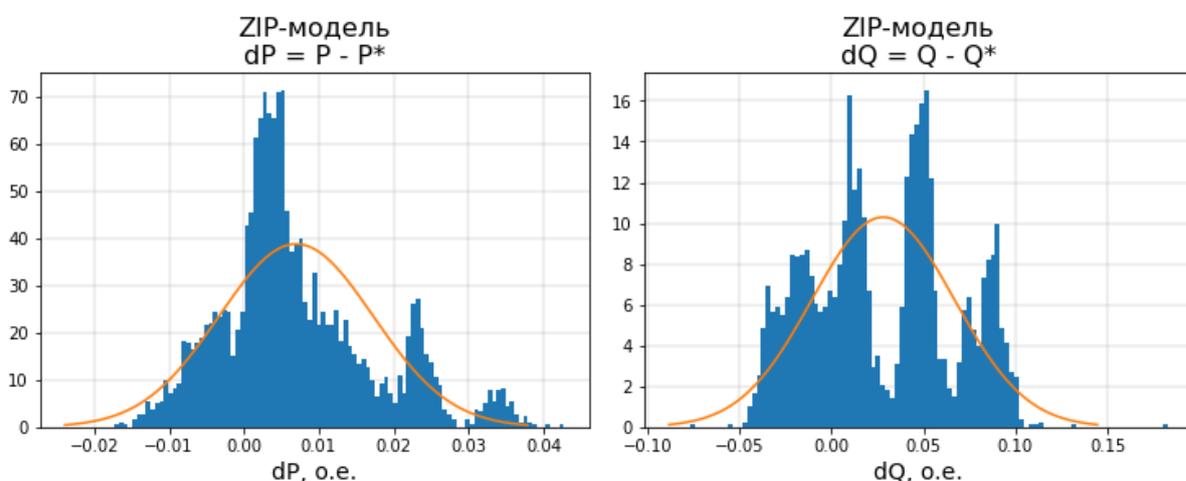


Рисунок 2.24 – Плотность распределения погрешности аппроксимации ZIP - моделью СХН по активной и реактивной мощности

Результаты оценки коэффициентов линейной модели для уровня значимости $\alpha = 5\%$ сведены в таблицу 2.5. На рисунке 2.25 представлены графики плотности распределения погрешности аппроксимации (остатков) для линейной модели по активной и реактивной мощности.

Таблица 2.5 – Коэффициенты линейной модели СХН по активной и реактивной мощности, полученные ПМ

Коэффициент	Мат. ожидание	Стандартное отклонение	95 % CI
Активная мощность $P = f(U)$			
a_0	-0,71	$\pm 0,0116$	от -0,7327 до -0,6873
a_1	1,71	$\pm 0,0116$	от 1,6873 до 1,7327
Реактивная мощность $Q = f(U)$			
a_0	-5,99	$\pm 0,0448$	от -6,0779 до -5,9021
a_1	6,99	$\pm 0,0447$	от 6,9024 до 7,0776

На рисунке 2.26 представлены графики плотности распределения погрешности аппроксимации (остатков) для линейной модели по активной и реактивной мощности.

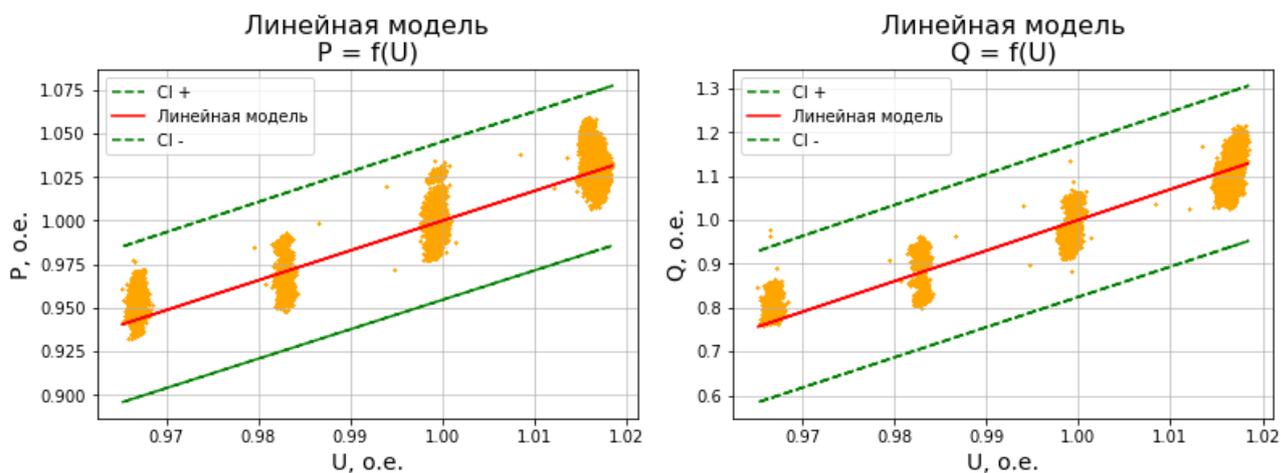


Рисунок 2.25 – Линейная модель СХН по активной и реактивной мощности с доверительными интервалами

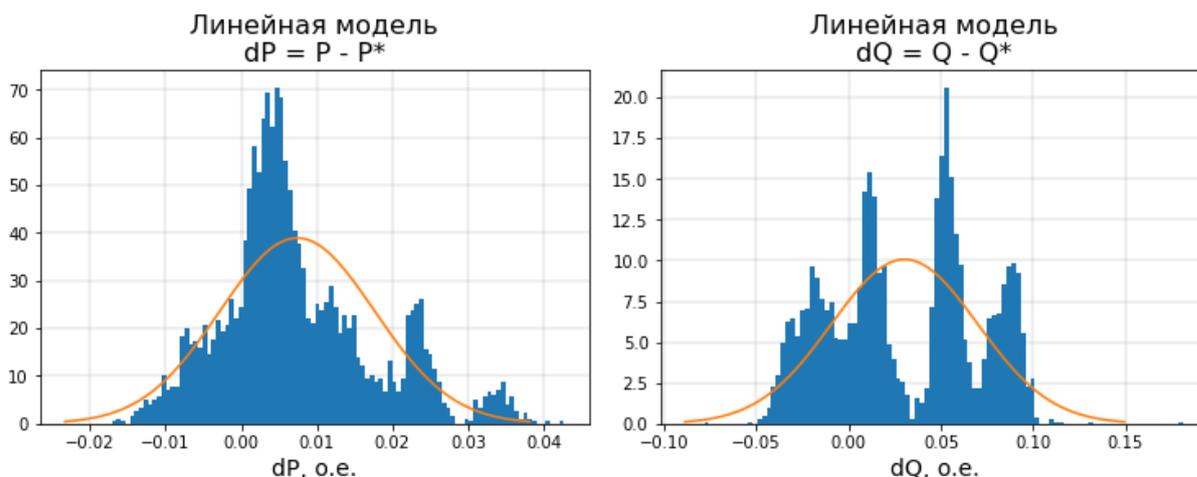


Рисунок 2.26 – Плотность распределения погрешности аппроксимации линейной моделью СХН по активной и реактивной мощности

Описательные статистики для ряда значений, полученных по моделям с использованием ПМ, представлены в таблице 2.6 для ZIP – моделей и линейных моделей.

Описательные статистики для ряда остатков ($dP = P_{\text{выб}} - P_{\text{мод}}$ и $dQ = Q_{\text{выб}} - Q_{\text{мод}}$), полученных по исходной выборке и по моделям с использованием ПМ, представлены в таблице 2.7 для ZIP – моделей и линейных моделей.

Таблица 2.6 – Описательная статистика данных, полученных путём применения расчётных моделей на основе ПМ

Показатель	ZIP - модель		Линейная модель	
	P^* , о. е.	Q^* , о. е.	P^* , о. е.	Q^* , о. е.
Количество	3008	3008	3008	3008
Среднее	0,9930	0,9729	0,9957	0,9926
Стандартная ошибка	0,0005	0,0020	0,0003	0,0005
Медиана	0,9985	0,9939	0,9991	0,9985
Мода	0,9997	0,9986	0,9998	0,9997
Стандартное отклонение	0,0275	0,1112	0,0161	0,0276
Дисперсия выборки	0,0008	0,0124	0,0003	0,0008
Экссесс	-0,9830	-1,0044	-0,9441	-0,9441
Асимметричность	-0,1916	-0,1589	-0,2466	-0,2466
Интервал	0,0887	0,3580	0,0522	0,0893
Минимум	0,9430	0,7731	0,9658	0,9414
Максимум	1,0318	1,1312	1,0180	1,0308
Уровень надежности(95,0%)	0,0010	0,0040	0,0006	0,0010

Таблица 2.7 – Описательная статистика ряда остатков, по расчётной модели на основе ПМ и исходной выборки

Показатель	ZIP - модель		Линейная модель	
	dP , о. е.	dQ , о. е.	dP , о. е.	dQ , о. е.
Количество	3008	3008	3008	3008
Среднее	0,0070	0,0271	0,0074	0,0303
Стандартная ошибка	0,0002	0,0007	0,0002	0,0007
Медиана	0,0048	0,0246	0,0053	0,0259
Стандартное отклонение	0,0103	0,0388	0,0102	0,0396
Дисперсия выборки	0,0001	0,0015	0,0001	0,0016
Экссесс	0,3756	-0,9761	0,2992	-1,1173
Асимметричность	0,7423	0,0868	0,6896	0,0056
Интервал	0,0600	0,2593	0,0598	0,2593
Минимум	-0,0173	-0,0780	-0,0171	-0,0781
Максимум	0,0427	0,1813	0,0427	0,1813
Сумма	20,9574	81,5889	22,3323	91,2636
Сумма квадратов	0,4644	6,7316	0,4814	7,4867
Уровень надежности(95,0%)	0,0004	0,0014	0,0004	0,0014

Коэффициенты парной корреляции для исходной выборки и ковариации для модельных значений приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Коэффициенты парной корреляции для исходной выборки и ковариации для модельных значений

Корреляция				Ковариация, 10^{-4}				Ковариация, 10^{-4}			
Исходная выборка				ZIP - модель				Линейная модель			
	U	P	Q		U	P zip	Q zip		U	P лин	Q лин
U	1			U	2,59			U	2,59		
P	0,9443	1		P zip	4,43	7,55		P лин	4,43	7,58	
Q	0,9369	0,9438	1	Q zip	1,79	30,55	123,63	Q лин	18,13	31,01	126,7

Для сравнения результатов работы ПМ с другими методами аппроксимации, основанными на МНК, рассматриваются широко используемые программные решения и прикладные пакеты анализа данных:

- Библиотека *scipy* на языке *Python*, функция *scipy.optimize.curve_fit* из встроенного пакет оптимизации (**CF**).
- Библиотека *statsmodels* на языке *Python*:
 - Функция *OLS* – *Ordinary Least Squares (OLS)*;
 - Функция *GLS* – *Generalized Least Squares (GLS)*;
 - Функция *RLM* – *Robust Linear Model (RLM)*.
- Табличный процессор *MS Excel*, программный пакет «Анализ данных», функция «Регрессия» (**Excel**).

Результаты оценки представленными методами коэффициентов *ZIP* – модели для уровня значимости $\alpha = 5\%$ сведены в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Коэффициенты *ZIP* – модели СХН по активной и реактивной мощности, для сравниваемых методов

Метод	Коэффициент	Мат. ожидание	Стандартное отклонение	95 % CI
Активная мощность $P = f(U)$				
ПМ	$a0(P)$	1,2270	$\pm 0,0117$	от 1,2042 до 1,2498
	$a1(I)$	-2,1850	$\pm 0,0116$	от -2,2077 до -2,1623
	$a2(Z)$	1,9580	$\pm 0,0155$	от 1,9237 до 1,9923
CF/OLS/GLS	$a0(P)$	-2,4241	$\pm 0,7045$	от -3,8055 до -1,0427
	$a1(I)$	5,0805	$\pm 1,4183$	от 2,2996 до 7,8614
	$a2(Z)$	-1,6482	$\pm 0,7136$	от -3,0475 до -0,2490
RLM	$a0(P)$	0,8548	$\pm 0,6549$	от -0,4288 до 2,1385
	$a1(I)$	-1,5277	$\pm 1,3184$	от 4,1118 до -1,0564
	$a2(Z)$	1,6793	$\pm 0,6634$	от 0,3790 до 2,9795
Excel	$a0(P)$	-2,4241	$\pm 0,7045$	от -3,8055 до -1,0427
	$a1(I)$	5,0805	$\pm 1,4183$	от 2,2996 до 7,8614
	$a2(Z)$	-1,6482	$\pm 0,7136$	от -3,0475 до -0,2490
Реактивная мощность $Q = f(U)$				
ПМ	$a0(Q)$	6,6050	$\pm 0,0439$	от 6,5189 до 6,6911
	$a1(I)$	-18,2720	$\pm 0,0437$	от -18,3577 до -18,1863
	$a2(Z)$	12,6660	$\pm 0,0584$	от 12,5514 до 12,7806
CF/OLS/GLS	$a0(Q)$	24,5216	$\pm 2,6182$	от 19,3880 до -29,6552
	$a1(I)$	-53,7772	$\pm 5,2706$	от -64,1115 до -43,4429
	$a2(Z)$	30,2765	$\pm 2,6520$	от 25,0767 до 35,4764
RLM	$a0(Q)$	28,1038	$\pm 3,0469$	от 22,1321 до 34,0756
	$a1(I)$	-60,9539	$\pm 6,1335$	от -72,9755 до -48,9324
	$a2(Z)$	33,8688	$\pm 3,0862$	от 27,8200 до 39,9176
Excel	$a0(Q)$	24,5217	$\pm 2,6182$	от 19,3881 до -29,6553
	$a1(I)$	-53,7773	$\pm 5,2706$	от -64,1116 до -43,4430
	$a2(Z)$	30,2766	$\pm 2,6520$	от 25,0767 до 35,4765

На рисунке 2.27 в координатах мощность-напряжение для исследуемых методов показаны расчётные ZIP – модели СХН по активной и реактивной мощности и данные измерений в относительных единицах.

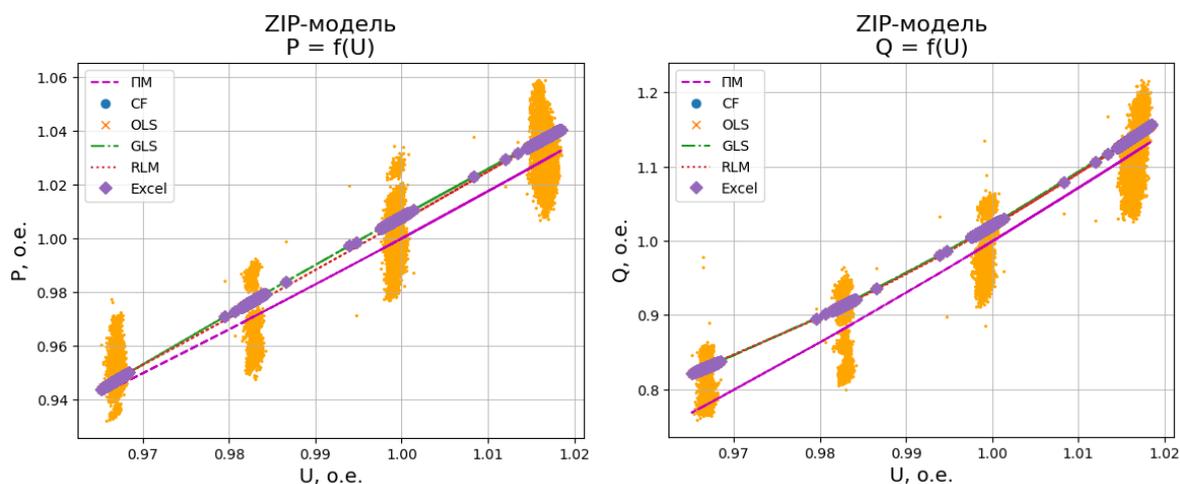


Рисунок 2.27 – ZIP – модели СХН по активной и реактивной мощности для исследуемых методов

Результаты оценки представленными методами коэффициентов линейной модели для уровня значимости $\alpha = 5\%$ сведены в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 – Коэффициенты линейной модели СХН по активной и реактивной мощности, для сравниваемых методов

Метод	Коэффициент	Мат. ожидание	Стандартное отклонение	95 % CI
Активная мощность $P = f(U)$				
ПМ	a_0	-0,7100	$\pm 0,0116$	от -0,7327 до -0,6873
	a_1	1,7100	$\pm 0,0116$	от 1,6873 до 1,7327
CF/OLS/GLS	a_0	-0,7971	$\pm 0,0114$	от -0,8195 до -0,7747
	a_1	1,8049	$\pm 0,0115$	от 1,7824 до 1,8274
RLM	a_0	-0,8005	$\pm 0,0108$	от -0,8217 до -0,7793
	a_1	1,8073	$\pm 0,0108$	от 1,7860 до 1,8285
Excel	a_0	-0,7971	$\pm 0,0114$	от -0,8195 до -0,7747
	a_1	1,8049	$\pm 0,0114$	от 1,7824 до 1,8274
Реактивная мощность $Q = f(U)$				
ПМ	a_0	-5,9900	$\pm 0,0448$	от -6,0779 до -5,9021
	a_1	6,9900	$\pm 0,0447$	от 6,9024 до 7,0776
CF/OLS/GLS	a_0	-5,3652	$\pm 0,0433$	от -5,4501 до -5,2802
	a_1	6,3929	$\pm 0,0435$	от 6,3076 до 6,4782
RLM	a_0	-5,2876	$\pm 0,0494$	от -5,3844 до -5,1908
	a_1	6,3147	$\pm 0,0496$	от 6,2175 до 6,4119
Excel	a_0	-5,3652	$\pm 0,0433$	от -5,4501 до -5,2802
	a_1	6,3929	$\pm 0,0435$	от 6,3076 до 6,4782

На рисунке 2.28 в координатах мощность-напряжение для исследуемых методов показаны расчётные линейные модели СХН по активной и реактивной мощности и данные измерений в относительных единицах.

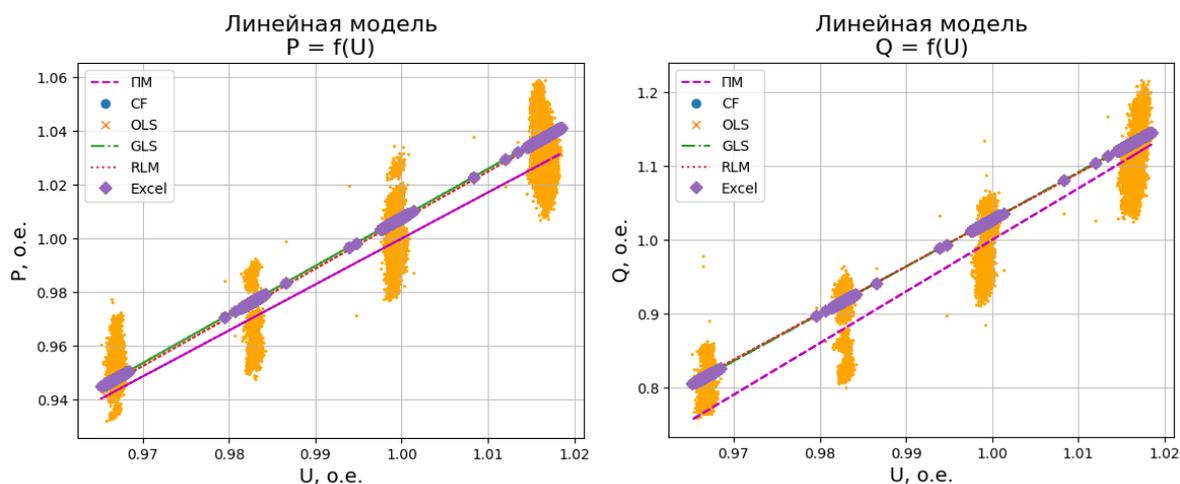


Рисунок 2.28 – Линейная модель СХН по активной и реактивной мощности для исследуемых методов

Сравниваемые методы оцениваются по значениям различных функций потерь и метрик в следующем составе:

- **MSE** (*Mean Squared Error*) – среднеквадратичная ошибка.
- **RMSE** (*Root Mean Squared Error*) – корень из среднеквадратичной ошибки.
- **MAE** (*Mean Absolute Error*) – средняя абсолютная ошибка.
- **MSPE** (*Mean Squared Percentage Error*) – среднеквадратичная процентная ошибка
- R^2 – коэффициент детерминации.
- R_{adj}^2 – скорректированный коэффициент детерминации.
- F – тест.
- W – тест Вальда.

В таблице 2.11 представлены значения для ZIP – моделей СХН по активной и реактивной мощности. В таблице 2.12 представлены значения показателей для линейной моделей СХН по активной и реактивной мощности.

Таблица 2.11 – Сравнение методов оценки коэффициентов ZIP - модели СХН по активной и реактивной мощности

Показатель	ZIP - модель			
	ПМ	CF/OLS/GLS	RLM	Excel
Активная мощность $P = f(U)$				
MSE, 10^{-4}	1,543	1,024	1,044	10,243
RMSE, 10^{-4}	1,242	1,012	1,022	3,200
MAE, 10^{-4}	91,829	79,604	77,124	79,538
MSPE, 10^{-3}	15,004	10,210	10,335	10,209
R^2	0,837	0,891	0,889	0,892
R^2_{adj}	0,837	0,892	0,889	0,892
F	7720	12398	12133	12398
W	15455	24821	24291	24820
Реактивная мощность $Q = f(U)$				
MSE, 10^{-4}	22,926	14,145	14,175	14,141
RMSE, 10^{-4}	4,788	3,761	3,765	3,760
MAE, 10^{-4}	38,925	30,845	30,654	30,846
MSPE, 10^{-3}	227,043	138,724	138,244	138,725
R^2	0,810	0,882	0,882	0,882
R^2_{adj}	0,810	0,882	0,883	0,883
F	6412	11325	11298	11325
W	12837	22674	22619	22674

Таблица 2.12 – Сравнение методов оценки коэффициентов линейной модели СХН по активной и реактивной мощности

Показатель	Линейная модель			
	ПМ	CF/OLS/GLS	RLM	Excel
Активная мощность $P = f(U)$				
MSE, 10^{-4}	1,600	1,026	1,037	1,026
RMSE, 10^{-4}	1,265	1,013	1,018	1,013
MAE, 10^{-4}	94,566	79,191	77,431	79,909
MSPE, 10^{-3}	15,556	10,215	10,284	10,213
R^2	0,831	0,892	0,890	0,891
R^2_{adj}	0,831	0,892	0,890	0,891
F	14793	12398	12133	12398
W	14803	24771	24470	24771
Реактивная мощность $Q = f(U)$				
MSE, 10^{-4}	24,888	14,758	14,775	14,758
RMSE, 10^{-4}	4,989	3,842	3,844	3,842
MAE, 10^{-4}	408,314	317,775	314,427	317,775
MSPE, 10^{-3}	251,734	146,115	145,745	146,111
R^2	0,793	0,878	0,877	0,878
R^2_{adj}	0,793	0,877	0,877	0,877
F	11580	21592	21564	21592
W	11588	21606	21579	21606

Согласно оценкам, ширина доверительных интервалов моделей для уровня значимости $\alpha = 5\%$ на основе ПМ, оказывается достаточной для покрытия исходной выборки данных, по которым рассчитывались модели, и адекватной дисперсии наблюдаемых значений.

Плотности распределения остатков для *ZIP* – модели и линейной модели на основе ПМ по активной мощности содержат одну моду и положительный коэффициент асимметрии. Остатки смещены в область положительных значений.

Плотности распределения остатков для *ZIP* – модели и линейной модели на основе ПМ по реактивной мощности содержат несколько мод, остатки смещены в область положительных значений. Коэффициент асимметрии близок к нулю и сопоставим с нормальным распределением с аналогичным матожиданием и стандартным отклонением, показанным на совмещенных графиках рисунков 2.24 и 2.26.

При сравнении методов результаты **CF**, **OLS** и **GLS** были совмещены ввиду значительной близости. Результаты указанных методов различаются в 4 или 5 значащем числе. Схожесть результатов обусловлена, вероятно, общим расчетным ядром, которое применяется в корневой библиотеке.

При сравнении *ZIP* – моделей следует отметить значительную величину стандартного отклонения и доверительного интервала моделей методов сравнения.

Полученные коэффициенты *ZIP* – моделей по активной мощности для методов **CF/OLS/GLS** и **Excel** являются статистически значимыми, однако оказываются неприемлемыми для применения в качестве СХН в связи с отрицательными значениями коэффициентов a_0 и a_2 . Коэффициенты моделей на основе ПМ и **RLM** (робастная оценка) приемлемы для применения в качестве коэффициентов СХН.

При сравнении линейных моделей все сравниваемые методы показывают близкие значения как по величине матожидания коэффициентов, так и по величине их стандартного отклонения.

При сравнении методов по значениям различных функций потерь и метрик все модели показывают статистическую значимость.

Применение программных библиотек (методы **CF/OLS/GLS** и **RLM**) для расчёта коэффициентов моделей связано с необходимостью наличия соответствующих компетенций, что нивелирует любые потенциальные преимущества данных методов в сравнении с **ПМ**. Акцент при разработке **ПМ** был сделан именно на простоту использования. По данному критерию **ПМ** оказывается сопоставимым с *MS Excel* (метод **Excel**). В сравнении методов было показано, что результаты метода **Excel** могут давать неприемлемые для применения в качестве СХН результаты. Это приводит к необходимости тщательной подготовки исходных данных и/или настройки параметров решающих алгоритмов. Для функции «Регрессия» программного пакета «Анализ данных» (метод **Excel**) возможности настройки ограничены.

Таким образом, **ПМ** является наиболее простым (среди сравниваемых методов) и достаточно точным средством оценки коэффициентов моделей СХН.

2.2.5. Обобщенный алгоритм оценки СХН

Определение коэффициентов СХН по представленному методу осуществляется по следующим этапам:

- 1) получение данных измерения от источника, предварительная обработка, определение признаков изменения питающего напряжения по инициативе сети, предварительная фиксация фрагментов для выбора интервалов оценки;
- 2) отбор расчётных интервалов оценки приращений;
- 3) оценка приращений $\frac{\Delta P^{o.e.}}{\Delta U^{o.e.}}$. Анализ результатов оценивания по заданным критериям и условиям. Выбор рабочих значений приращений;

- 4) формирование и анализ математических моделей расчёта коэффициентов СХН по данным полученных приращений;
- 5) определение коэффициентов СХН путем решения избыточной системы уравнений;
- 6) анализ полученных значений коэффициентов по статистическим критериям.

2.3. Метод экстраполяции результатов оценивания

Выполнение активных экспериментов ограничено некоторым диапазоном напряжений, соответствующим техническим и технологическим ограничениям, внутри которых расположен доверительный интервал модели. При этом выход напряжения за допустимые ограничения – частое явление, особенно в распределительных сетях.

С целью экстраполяции модели на значения напряжения за пределами уровней активного эксперимента, в которых она была получена, может быть применен метод ввода дополнительной нулевой точки. Эксперименты показали, что введение дополнительной точки, соответствующей нулевым приращениям мощности при нулевом напряжении позволяет повысить точность идентификации СХН и имеет физическое обоснование.

Применение метода нулевой точки осуществляется путем включения в расчётную систему (2.7) дополнительных уравнений. Основными кандидатами для включения являются режимные состояния нагрузки, для которых эмпирически определено значение приращения, соответствующее некоторому известному значению напряжения.

Для комплексных узлов нагрузки иногда существует точка критического напряжения $U_{кр}$, в которой приращение мощности $\Delta P^{o.e.}/\Delta U^{o.e.}$ или $\Delta Q^{o.e.}/\Delta U^{o.e.}$ равно нулю. При определении критического напряжения такая точка может быть включена в расчётную систему для учёта режимного состояния.

Некоторые единичные приёмники или узлы нагрузки (преимущественно резистивного характера) продолжают функционировать даже при очень глубоких падениях напряжения. Для таких потребителей физически существует режим крайне низких уровней потребления при значениях напряжения в окрестности нуля. Такую мощность и напряжения, в сравнении с номинальными значениями, можно аппроксимировать нулями. Тогда, в систему (2.7) может быть включено дополнительное уравнение, где напряжение и приращение мощности равно нулю. Отсюда и получил свое название данный метод.

Использование точки критического напряжения $U_{кр}$ в дополнительном уравнении приводит компоненты системы (2.7) к следующему виду:

$$X' = \begin{pmatrix} a_1 \\ a_2 \end{pmatrix}, A' = \begin{pmatrix} 1 & 2 \cdot U_1 \\ 1 & 2 \cdot U_2 \\ \dots & \dots \\ 1 & 2 \cdot U_n \\ 1 & 2 \cdot U_{кр} \end{pmatrix}, B' = \begin{pmatrix} \Delta P_1^{o.e.} / \Delta U_1^{o.e.} \\ \Delta P_2^{o.e.} / \Delta U_2^{o.e.} \\ \dots \\ \Delta P_n^{o.e.} / \Delta U_n^{o.e.} \\ 0 \end{pmatrix}. \quad (2.20)$$

Учет режима, при котором мощность и напряжение равны нулю, приводит компоненты системы (2.7) к следующему виду:

$$X' = \begin{pmatrix} a_1 \\ a_2 \end{pmatrix}, A' = \begin{pmatrix} 1 & 2 \cdot U_1 \\ 1 & 2 \cdot U_2 \\ \dots & \dots \\ 1 & 2 \cdot U_n \\ 1 & 0 \end{pmatrix}, B' = \begin{pmatrix} \Delta P_1^{o.e.} / \Delta U_1^{o.e.} \\ \Delta P_2^{o.e.} / \Delta U_2^{o.e.} \\ \dots \\ \Delta P_n^{o.e.} / \Delta U_n^{o.e.} \\ 0 \end{pmatrix}. \quad (2.21)$$

Таким образом производится расширение диапазона напряжений, в рамках которого применима исследуемая модель нагрузки. Сопоставление графиков СХН, полученных с дополнительной нулевой точкой, с графиками СХН единичных электроприемников свидетельствует об их большой схожести. Это расширяет диапазон применения СХН, так как без применения дополнительной точки СХН обеспечивают хорошую точность только в пределах напряжений, в рамках которых проводились измерительные эксперименты. Если у активных экспериментов диапазон напряжений находится на уровне $\pm 5-8\%$, то для пассивных экспериментов это буквально $\pm 1-3\%$.

Применение метода нулевой точки приводит к значительному снижению величины коэффициента a_1 модели, поскольку модель приобретает значительную крутизну в области низких напряжений и определяется в основном значением коэффициента при квадратичной степени напряжения. На рисунке 2.29 представлены графики моделей СХН с и без учёта нулевой точки при оценке модели. На графиках пунктиром показан диапазон напряжений в рамках эксперимента.

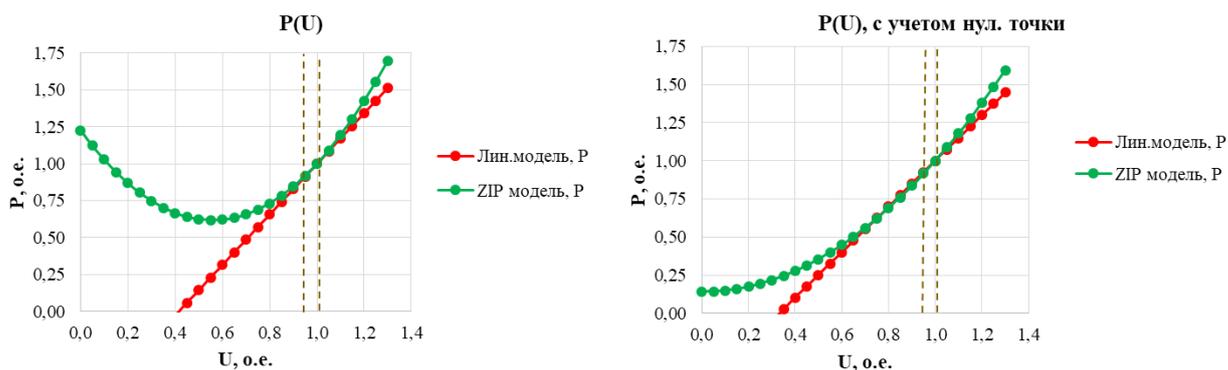


Рисунок 2.29 – СХН по активной мощности с и без учёта нулевой точки

В таблице 2.13 приведены численные значения коэффициентов моделей СХН, полученных с применением метода нулевой точки и без его использования.

Таблица 2.13 – СХН и РЭН по активной мощности, полученные с применением метода нулевой точки и без его использования

Модель СХН	$P = f(U)$							
	Без нулевой точки				С нулевой точкой			
	a_0	a_1	a_2	$PЭН$ K_P^U	a_0	a_1	a_2	$PЭН$ K_P^U
ZIP	1,227	-2,185	1,958	1,731	0,142	-0,004	0,862	1,720
Линейная	-0,710	1,710	-		-0,497	1,497	-	

На рисунке 2.30 приведены значения РЭН моделей для всего диапазона напряжений в относительных единицах для моделей СХН, полученных с применением метода нулевой точки и без его использования. Как видно, вне диапазона эксперимента значения РЭН моделей могут значительно отличаться. При этом отрицательные значения РЭН соответствуют режиму генерации мощности, что противоречит действительности для данного участка сети. Таким образом, применение моделей без учёта нулевой точки оказывается ограничено исключительно диапазоном напряжений эксперимента.

Анализ СХН единичных электроприемников показывает, что для их подавляющего большинства введение дополнительной нулевой точки физически обоснованно, соответствует режимному состоянию объекта и может быть использовано при определении модели СХН.

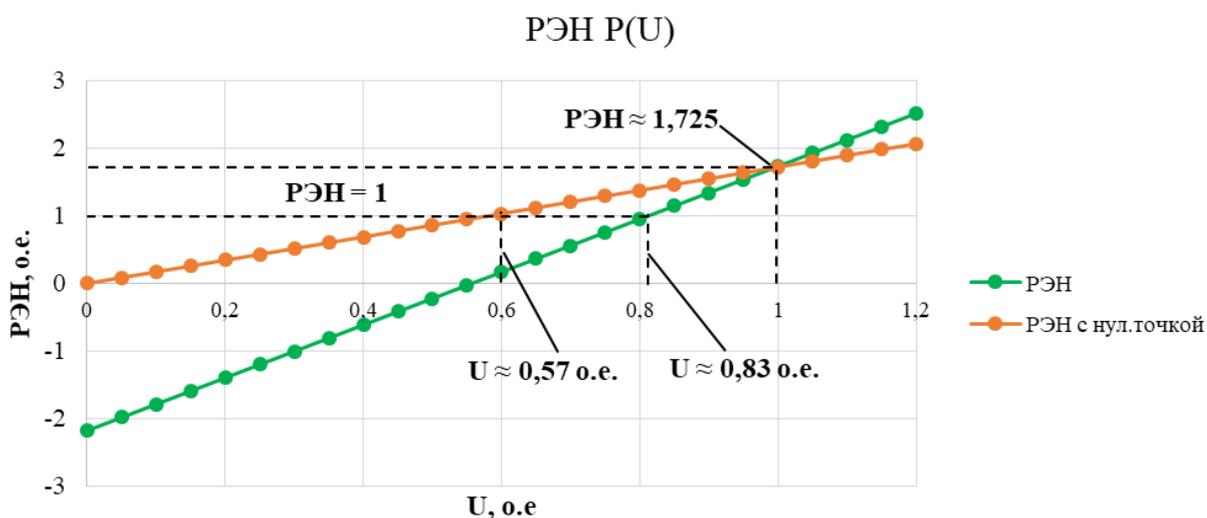


Рисунок 2.30 – РЭН по активной мощности моделей СХН с и без учёта нулевой точки

При проведении активных и пассивных экспериментов по снятию СХН диапазон изменения напряжений обычно ограничен несколькими процентами. Использование данного метода позволяет расширить диапазон напряжений для применения модели СХН.

2.4. СХН единичных электроприёмников и узлов нагрузки в распределительной сети

2.4.1. СХН единичных электроприёмников

В Приложении А в таблице А.1 представлены сведения о коэффициентах модели СХН бытовых потребителей на основе обзора литературных источников. Данные представлены как для бытовых приёмников, так и для универсальных потребителей.

2.4.2. Типовые СХН нагрузки распределительной электрической сети

Потребители распределительных сетей 0,4–6(10) кВ включают коммунально-бытовую и промышленную нагрузку. Удельная величина потребляемой мощности промышленной нагрузки в среднем оказывается выше,

однако коммунально-бытовая нагрузка на данном классе напряжения на порядок выше в количественном отношении. Так наибольшую долю присоединений по стороне 6(10) кВ составляют ТП и РП, питающие бытовую и административный сектор.

Для апробации представленной методике были проведены активные эксперименты на объектах ПАО «Россети Урал». Исследуемые объекты – ТП 10/0,4 кВ, сгруппированные по шинам питающей подстанции. Питание радиально по сети 10 кВ. Регулирование напряжения в рамках активного эксперимента производилось на силовых трансформаторах ПС 110 кВ Диорит, ПС 110 кВ Михайловская, ПС 110 кВ Звездная. Измерения осуществлялись с использованием переносных регистраторов–анализаторов показателей качества электроэнергии с дискретностью записи 0,02 с и 1 с.

Среди исследуемых подстанций ТП 5252 Столярный цех, КТП-3141 Гараж ОЦМ и ПС 110 кВ Звездная 1С 10 кВ фид. Карьер-3 относятся к классу промышленной нагрузки, где основной состав потребителей – двигательная нагрузка. Остальные ТП, представленные в исследовании, – это коммунально-бытовая нагрузка в частном секторе, административные здания, уличное освещение и т.п. Некоторые ТП осуществляют электроснабжение объектов сельскохозяйственных предприятий, однако их доля в общей нагрузке незначительна и неотличима по характерным графикам нагрузки, поэтому не выделяется в отдельный класс и рассматривается как коммунально-бытовая.

В сводной таблице А.2 Приложения А представлены результирующие значения коэффициентов СХН линейной и ZIP – модели для объектов исследования пилотных участков сети при проведении активных экспериментов

Полученные модели СХН как по активной, так и по реактивной мощности имеют весьма различающиеся коэффициенты. Однако нужно отметить общее свойство – значительная величина коэффициента при квадратичном члене a_2 и b_2 по сравнению с другими коэффициентами. Последнее свидетельствует о значительной доле резистивной (шунтовой) нагрузки, мощность которой пропорциональна квадрату напряжения.

Данная ситуация влияет на значимость изменения нагрузки при изменении питающего напряжения. В Приложении А в таблице А.3 представлены значения регулирующего эффекта нагрузки, полученного в результате анализа.

Как видно из полученных данных, изменение питающего напряжения на 1 % приводит, в среднем, к изменению активной мощности на 1,78 % (1,31 %), а реактивной мощности на 3,52 % (2,28 %). Следует отметить, что метод с применением нулевых точек приводит к занижению значения РЭН, но расширяет область напряжений для использования СХН.

2.5. Выводы по главе

1. Представлен метод идентификации коэффициентов СХН по данным измерений. Особенностью метода является вариативный подход к выбору исследуемых интервалов оценки, создание информационной избыточности для расчёта результирующих коэффициентов модели. Метод может быть адаптирован для получения коэффициентов модели по данным пассивного эксперимента, где слабо выражен эффект влияния напряжения на уровень мощности.

2. Метод идентификации коэффициентов СХН, описанный в исследовании, предусматривает использование приращений мощности и напряжения, что позволяет отделить колебания мощности нагрузки по инициативе потребителя от колебаний мощности по причине изменения питающего напряжения.

3. Представлен подход экстраполяции результатов модели на уровни напряжения за диапазоном активного эксперимента. Для исходного метода осуществляется включение в расчётную процедуру избыточных сведений о возможном физическом состоянии объекта – нулевых точек. Применение метода позволяет расширить рабочий диапазон напряжения модели СХН.

4. Средние значения РЭН для распределительных электрических сетей, полученные на основе активных экспериментов по представленной методике, согласуются с теоретическими и практическими изысканиями для активной мощности $K_p^U = 1,78$ и для реактивной мощности $K_p^U = 3,52$.

ГЛАВА 3. ВЛИЯНИЯ СХН НА ТЕХНИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ ПРИ РЕГУЛИРОВАНИИ НАПРЯЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Общий характер связи напряжения, модели нагрузки и потерь мощности в сети был представлен в Главе 1. В данной главе приводятся экспериментальные изыскания в области оценки влияния СХН на потери мощности, полезный отпуск в электрических сетях. В примерах описываются вычислительные эксперименты, основанные на исследовании моделей нагрузки, сформированных по данным действующих фрагментов распределительной электрической сети. В данных фрагментах сети предварительно были проведены активные эксперименты с целью получения коэффициентов СХН. Эти сведения используются в расчётах.

3.1. Исследование упрощенных моделей

Влияние СХН на нагрузочные потери целесообразно оценить на простейшем примере, когда расчетная схема включает одну линию электропередачи с нагрузкой на конце (рисунок 3.1). Нагрузка в данном примере представляется одним из коэффициентов ZIP – модели при равенстве нулю остальным двум.

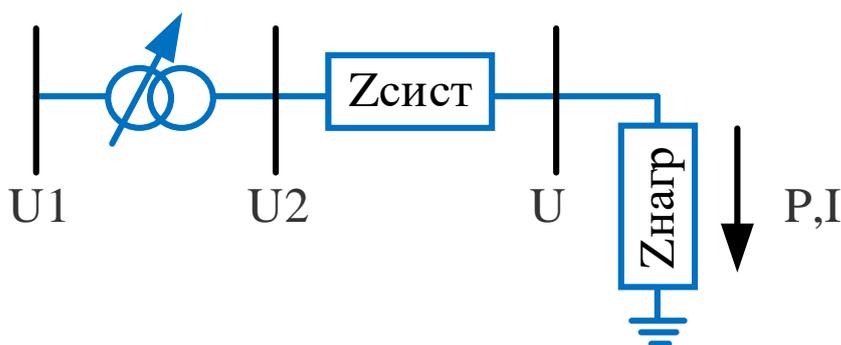


Рисунок 3.1 – Схема простейшей сети для оценки РЭН

С учётом физического смысла коэффициентов ZIP – модели изменение напряжения $U2$ будет приводить к изменению нагрузочных потерь в сети, которые будут существенно зависеть от соотношения коэффициентов ZIP - модели. В таблице 3.1 и на рисунке 3.2 представлены результаты анализа режимных параметров при увеличении питающего напряжения на 1 %.

Таблица 3.1 – Изменение активной мощности нагрузки и потерь мощности в сети для простейших моделей при увеличении питающего напряжения на 1 %

Эффект при увеличении напряжения на 1 %			
Модель нагрузки	Константная мощность ($P = const$) $a_1 = a_2 = 0, a_0 = 1$	Константный ток ($I = const$) $a_0 = a_2 = 0, a_1 = 1$	Константный импеданс ($Z = const$) $a_0 = a_1 = 0, a_2 = 1$
РЭН	$K_P^U = 0$	$K_P^U = 1$	$K_P^U = 2$
Изм. нагрузки P	0 %	+1 %	+2 %
Изм. потерь ΔP	-2 %	0 %	+2 %
Изм. отн. потерь $\Delta P/P, \%$	-2 %	-1 %	0 %

Если нагрузка является чистым линейным сопротивлением ($Z = const$), то для нее коэффициенты ZIP-модели по активной мощности равны $a_0 = 0, a_1 = 0, a_2 = 1$. РЭН для такой нагрузки всегда соответствует $K_P^U = 2a_2 + a_1 = 2$. В случае отрицательного значения коэффициента, определяемого по формуле (3.1), при низких рабочих напряжениях значение коэффициента принимается равным нулю. Влияние рабочего напряжения линии на потери на корону учитывается по формуле:

$$K_{U_{кор}} = 6,88 \cdot U_{отн}^2 + 5,88 \cdot U_{отн}, \quad (3.1)$$

где $U_{отн}$ – отношение рабочего напряжения линии к его номинальному значению.

Увеличение напряжения на 1 % до $1,01 \cdot U$ приведет к увеличению мощности на 2 %, то есть $P = U \times I = 1,02$, следовательно, ток нагрузки также должен увеличиться до $1,02/1,01 = 1,01$, то есть на 1 %. Нагрузочные потери увеличатся пропорционально квадрату тока $1,01^2 \approx 1,02$, то есть примерно на 2 %.

Если обеспечивается стабилизация тока потребления ($I = const$), то коэффициенты ZIP-модели будут равны $a_0 = 0, a_1 = 1, a_2 = 0$, РЭН $K_P^U = 1$. Увеличение напряжения на 1 % до $1,01 U$ приведет к увеличению мощности на 1 % до $P = U \cdot I = 1,01$, следовательно, ток нагрузки не изменится, так как он будет равен $1,01/1,01 = 1$. Неизменными останутся и нагрузочные потери.

Если мощность потребителя не зависит от питающего напряжения ($P = const$), коэффициенты ZIP-модели равны $a_0 = 1$, $a_1 = a_2 = 0$. РЭН всегда равен нулю $K_P^U = 0$. Тогда увеличение питающего напряжения на 1 %, то есть до величины $1,01 U$, не приводит к увеличению активной мощности потребителя, то есть $P = U \times I = 1,0$. Следовательно, для сохранения неизменной мощности при увеличении напряжения на 1 % ток нагрузки должен уменьшиться до $1/1,01 \approx 0,99$, то есть на 1 %. При этом нагрузочные потери в сети уменьшатся пропорционально квадрату тока $0,99^2 \approx 0,98$, то есть примерно на 2 %.

На рисунке 3.2 проиллюстрированы описанные явления.

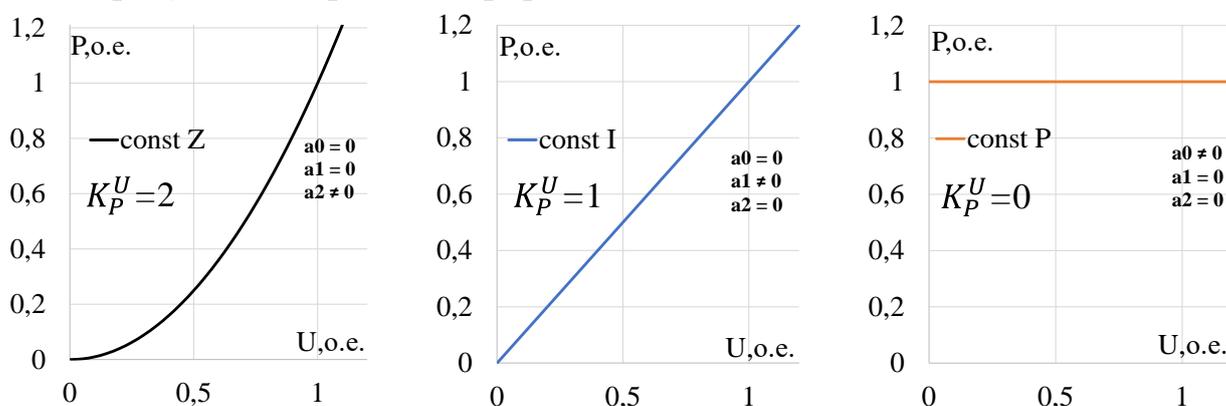


Рисунок 3.2 – Различные виды СХН
 а) $Z=const$ б) $I=const$ в) $P=const$

На рисунке 3.3 представлены зависимости изменения мощности нагрузки P , тока I , абсолютных ΔP и относительных $\Delta P/P$ потерь в сети при увеличении напряжения на 1 % для различных значений РЭН.

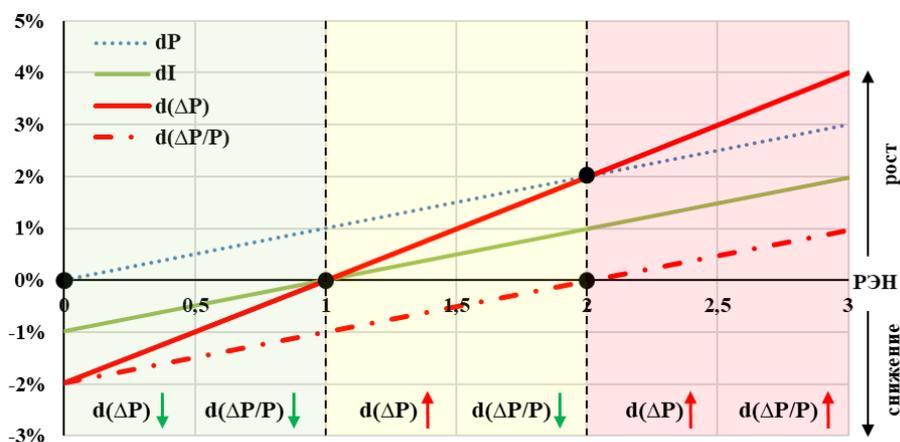


Рисунок 3.3 – Изменение параметров режима при увеличении питающего напряжения на 1 % для различных значений РЭН

Если значение регулирующего эффекта нагрузки превышает единицу (1,0), но ещё меньше 2,0, то нагрузочные потери с ростом напряжения увеличиваются в абсолютном выражении и уменьшаются в относительном выражении (%). Когда РЭН выше 2,0 – относительные потери с ростом напряжения увеличиваются. Если РЭН меньше 1,0, то нагрузочные потери при росте напряжения уменьшаются как в абсолютном, так и в относительном выражении.

Для СХН произвольного вида, изображенной на рисунке 3.4, с коэффициентами $a_0 = 0,2$, $a_1 = 0,3$, $a_2 = 0,5$, при $U = 1,0 \cdot U_{ном}$, $K_P^U = 2a_2U + a_1 = 1,3$. Увеличение напряжения по отношению к номинальному приводит к увеличению нагрузочных потерь, а снижение напряжения снижает нагрузочные потери. Однако при $U = 0,7 \cdot U_{ном}$ регулирующий эффект становится равным $K_P^U = 2a_2U + a_1 = 1,0$. А при еще более низком напряжении РЭН становится меньше единицы. Снижение напряжения ниже $0,7 \cdot U_{ном}$ будет приводить уже к увеличению нагрузочных потерь.

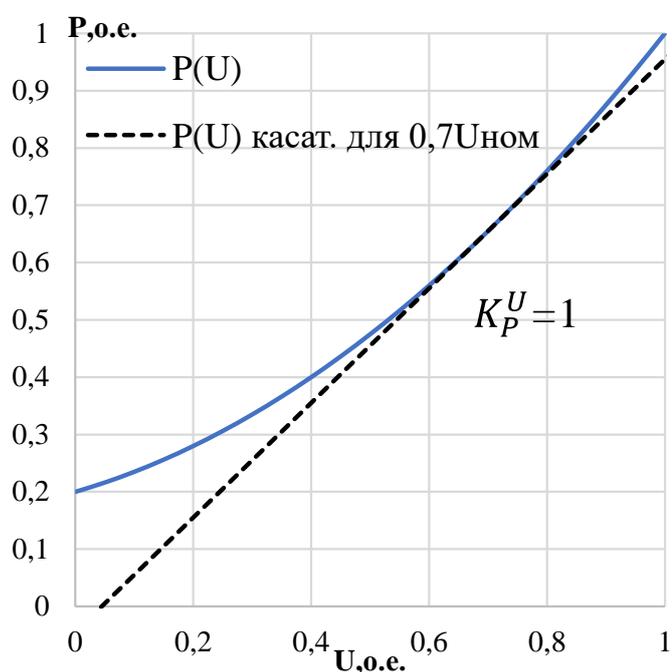


Рисунок 3.4 – СХН произвольного вида с касательной в точке $0,7 \cdot U_{ном}$

Определение степени влияния различных моделей нагрузки на параметры режима распределительной сети можно показать на примере радиальной сети, представленной на рисунке 3.5.

Таким образом, если значение РЭН превышает 1, то нагрузочные потери с ростом напряжения увеличиваются, а если РЭН меньше 1,0, то нагрузочные потери при росте напряжения уменьшаются.

3.2. Исследование фрагмента распределительной сети с теоретическими СХН

Следующий пример описывает разветвленную распределительную электрическую сеть, проставленную на рисунке 3.5.

Трёхфазная распределительная электрическая сеть состоит из 30 узлов и 29 сегментов. Все узлы получают питание от единственного источника в узле 1.

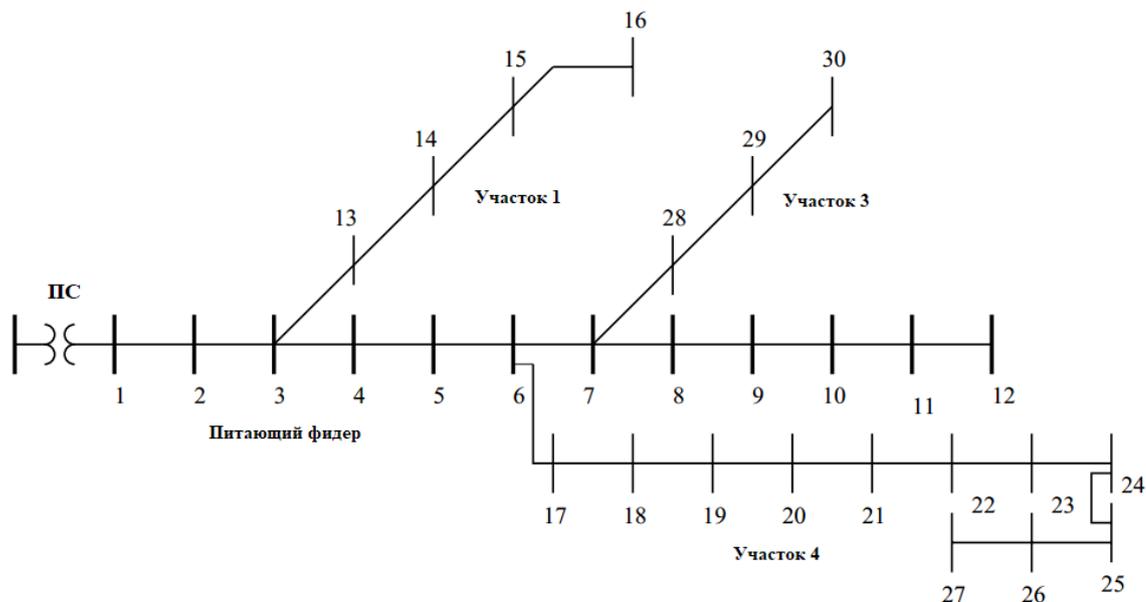


Рисунок 3.5 – Радиальный фрагмент распределительной электрической сети

В рамках исследуемой в примере электрической сети возможно регулирование напряжения на каждом сегменте, включая питающий участок. Для оценки величины регулирования применяется соотношение:

$$U_{\text{рег}} = \frac{|U_{\text{ист}}| - |U_{\text{пр}}|}{|U_{\text{пр}}|} \cdot 100, \quad (3.2)$$

где $U_{\text{рег}}$ – значение напряжения регулирования; $|U_{\text{ист}}|$ – значение напряжения со стороны источника напряжения; $|U_{\text{пр}}|$ – значение напряжения со стороны приёмника напряжения.

Для получения результирующих оценок производится расчёт параметров электрического режима без и с применением моделей СХН. В качестве моделей нагрузки используется ZIP-модель с применением ограничений в виде:

- константная мощность (*constant PQ*) – режим нагрузки, не зависящий от напряжения;
- константный ток (*constant I*);
- константный импеданс (проводимость) (*constant Z*).

В таблице 3.2 представлены значения изменения напряжения питающего фидера сети, рассчитанные по соотношению (3.2), при различных моделях СХН.

Таблица 3.2 – Изменения напряжения питающего фидера при различных моделях нагрузки

Модель нагрузки	Изменение напряжения (%)
Константная мощность (<i>const PQ</i>)	12,84
Константный ток (<i>const I</i>)	11,02
Константный импеданс (<i>const Z</i>)	9,87

Как видно из таблицы 3.2, наибольшее отклонение напряжения соответствует модели с константной мощностью. Данное обстоятельство обусловлено независимостью нагрузки от напряжения для этой модели, тогда как применение моделей постоянного тока и импеданса показывает снижение результирующей мощности потребления при снижении напряжения, при этом снижая общее изменение напряжение на питающем фидере.

Профиль напряжения в узлах питающего фидера для различных моделей СХН представлен на рисунке 3.6.

Использование моделей нагрузки оказывает влияние на оценку величины потерь активной и реактивной мощности в элементах электрической сети. В соответствии с [8] при эквивалентной нагрузке радиальной распределительной сети (3715 + j 2300) кВА потери для различных моделей нагрузки распределяются в соответствии с данными таблицы 3.3.

Таблица 3.3 – Оценка уровня потерь мощности при использовании в расчётах различных моделей нагрузки

Модель нагрузки	<i>Const PQ</i>	<i>ZIP</i>	%
Активные потери, ΔP , кВт	202,67	186,70	-7,8
Реактивные потери, ΔQ , квар	135,14	124,33	-7,9

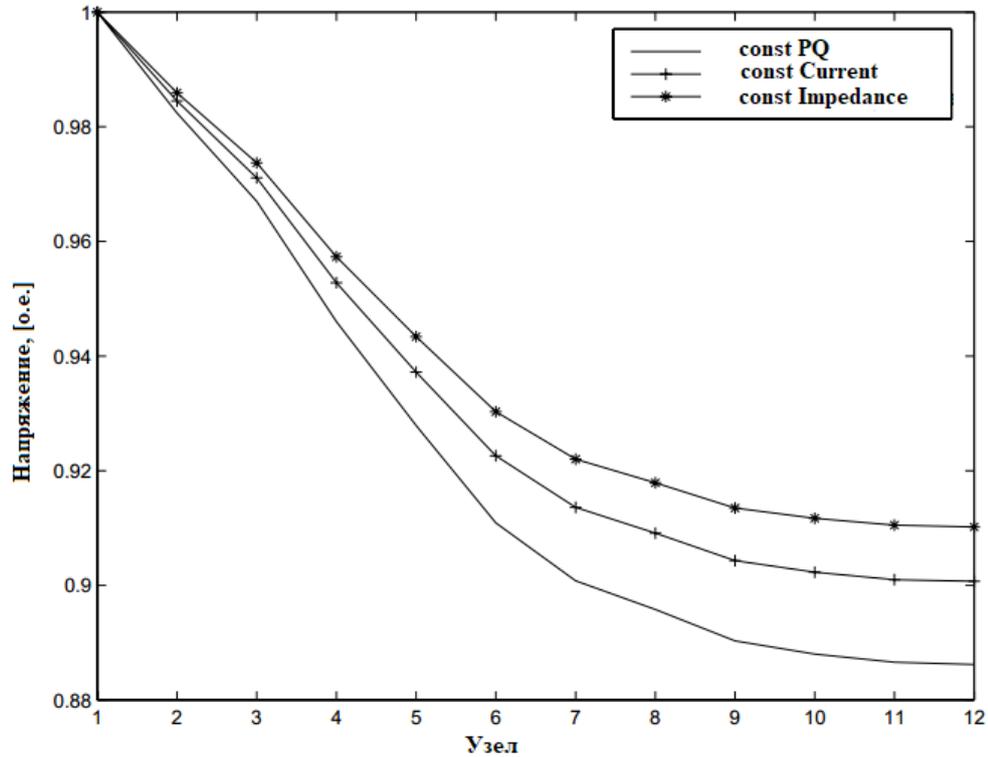


Рисунок 3.6 – Профиль напряжения в узлах питающего фидера для различных моделей СН

При этом показательно, что если учитывать рост нагрузки в узле в размере 7 % в год, то по истечении 10 лет значение оценки потерь мощности для той же конфигурации сети составит уже более значительную разницу при применении различных моделей нагрузки, что показано в таблице 3.4.

Таблица 3.4– Оценка уровня потерь мощности при использовании в расчётах различных моделей нагрузки при росте величины нагрузки

Модель нагрузки	<i>Const PQ</i>	<i>ZIP</i>	%
Активные потери, ΔP , кВт	937,09	776,06	-17,18
Реактивные потери, ΔQ , квар	626,60	517,39	-17,14

В работах [4, 5, 8, 67] исследуется влияние выбора модели нагрузки при выборе, расчёте и эксплуатации средств регулирования напряжения как в активных, так и в пассивных электрических сетях. В данном контексте

применение моделей СХН позволяет не только более точно оценить объёмы необходимой компенсации или регулирования, но и производить корректные управляющие воздействия с целью минимизации негативных эффектов падения и провалов напряжения.

3.3. Исследование фрагментов распределительной сети с экспериментальными СХН

В разделе 1.4 были представлены типовые значения РЭН для распределительных сетей 0,4–6(10) кВ. Наиболее распространённым средством регулирования напряжения в распределительных сетях, где отсутствует генерация, по-прежнему является изменение коэффициентов трансформации, которое даёт возможность централизованного регулирования. Реже в качестве регуляторов выступают СКРМ.

Для экспериментальной оценки влияния СХН на суммарные нагрузочные потери и условно-постоянные потери в распределительной сети был проведён ряд активных экспериментов для получения коэффициентов СХН и три вычислительных эксперимента на основе расчёта установившегося режима для потребителей в сети 10 кВ, получающих централизованное питание. На рисунке 3.7 представлена топология исследуемой сети, а в таблице 3.5 – расчётные значения коэффициентов моделей СХН, полученные в ходе активного эксперимента.

В рамках активных экспериментов в действующей распределительной сети 10 кВ регулировалось напряжение питания участка сети путём переключения регулировочных ответвлений РПН силового трансформатора 110/10 кВ. Регулирование устройством РПН позволило получить широкий диапазон напряжения на шинах нагрузки от $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$ при сохранении технических ограничений. При этом на подстанциях 10/0,4 кВ осуществлялись измерения основных параметров электрического режима – напряжения, активной и реактивной мощности. На основе данных измерений по предложенной методике были рассчитаны СХН узлов нагрузки, используемые в вычислительном эксперименте.

В ходе вычислительного эксперимента напряжение питающего балансирующего узла под номером 1 изменялось в диапазоне $0,8 \div 1,2 U_{ном}$, что с технической точки зрения соответствовало регулированию напряжения на шинах за счет РПН трансформатора 110/10 кВ. Потери холостого хода трансформаторов 10/0,4 кВ моделировались постоянными проводимостями на землю, у которых РЭН, как по активной, так и по реактивной мощности, равен 2.

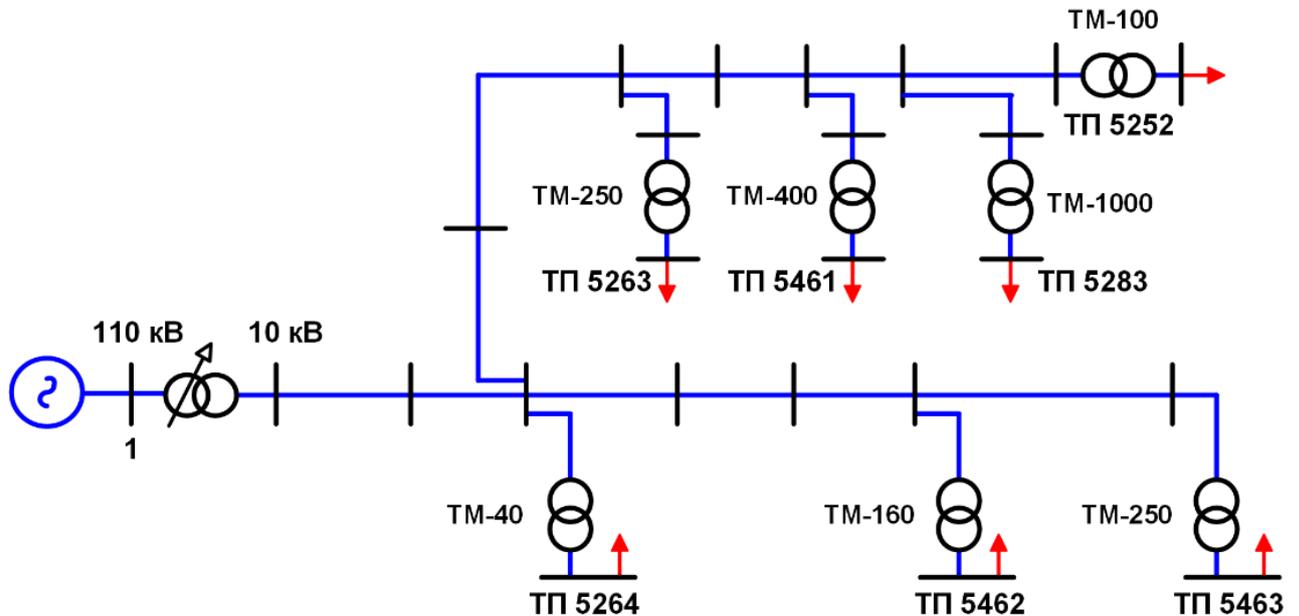


Рисунок 3.7 – Схема сети для вычислительного эксперимента

Таблица 3.5 – СХН трансформаторных подстанций

Потребитель	$a0 (P)$	$a1 (I)$	$a2 (Z)$	$PЭН$ K_P^U	$b0 (Q)$	$b1 (I)$	$b2 (Z)$	$PЭН$ K_Q^U
ТП 5264	-0,2137	0,407	0,807	2,021	1	-2,46	2,46	2,46
ТП 5462	0,478	-0,970	1,493	2,015	3,363	-6,723	4,359	1,996
ТП 5463	-1,135	2,17	-0,035	2,1	-1,135	2,17	-0,035	2,1
ТП 5263	0,478	-0,970	1,493	2,015	3,363	-6,723	4,359	2,46
ТП 5461	0,478	-0,970	1,493	2,015	3,363	-6,723	4,359	2,46
ТП 5252	0,246	-0,093	0,847	1,601	0,246	-0,093	0,847	1,601
ТП 5283	0,478	-0,970	1,493	2,015	3,363	-6,723	4,359	2,46

В каждом вычислительном эксперименте СХН нагрузочных узлов задавались различным образом.

Эксперимент 1. СХН заданы по результатам проведенных натурных экспериментов, то есть данный эксперимент можно считать условно эталонным. Для КТП-5462, ТП-5252 и ТП-5463 были приняты СХН по данным активного

эксперимента. Для остальных подстанций принята экспериментальная СХН, снятая на головном участке.

Эксперимент 2. Мощности всех нагрузочных узлов от напряжения не зависят и всегда равны номинальному значению, что соответствует СХН типа $P = const$ с коэффициентами $a_0 = 1$; $a_1 = 0$, $a_2 = 0$.

Эксперимент 3. СХН всех узлов нагрузки заданы типовой СХН номер 2 из ПК *RastrWin3*: $a_0 = 0,83$; $a_1 = -0,3$ $a_2 = 0,47$, $b_0 = 4,9$; $b_1 = -10,1$ $b_2 = 6,2$ при $U = 1,0 \cdot U_{ном}$, $K_p^U = 2a_2U + a_1 = 1,3$.

Полученные в результате расчётов значения нагрузочных и постоянных потерь, потоков мощности в ветви, примыкающей к питающему узлу, для экспериментов сведены в таблице 3.6 и на рисунке 3.8.

Таблица 3.6 – Значения суммарной активной мощности и потерь мощности энергорайона при моделировании нагрузки различными СХН

Параметр	№ эксп-а	СХН	U баз о.е.				
			0,8	0,9	1	1,1	1,2
P, кВт	1	Эксперимент	708,3	846,0	998,1	1107,3	1222,8
	2	$P = const$	1110,7	1086,6	1072,0	1062,5	1056,2
	3	Типовая	969,0	1019,1	1083,5	1159,9	1248,5
$\Delta P_{нагр}$, кВт	1	Эксперимент	39,5	44,9	52,1	57,8	64,1
	2	$P = const$	95,8	70,7	54,9	44,1	36,3
	3	Типовая	69,0	59,5	56,1	56,7	59,6
$\Delta P_{уп}$, кВт	1	Эксперимент	3,5	4,2	4,9	5,5	6,0
	2	$P = const$	3,2	4,3	5,5	6,8	8,2
	3	Типовая	3,4	4,4	5,5	6,6	7,9
$\Delta P/P$	1	Эксперимент	6,07 %	5,80 %	5,71 %	5,72 %	5,73 %
	2	$P = const$	8,91 %	6,90 %	5,63 %	4,79 %	4,21 %
	3	Типовая	7,47 %	6,27 %	5,69 %	5,46 %	5,41 %

При использование типовых СХН нагрузочные потери уменьшаются, пока РЭН меньше 1, и увеличиваются после $1,08 \cdot U_{ном}$, когда РЭН равен 1,0.

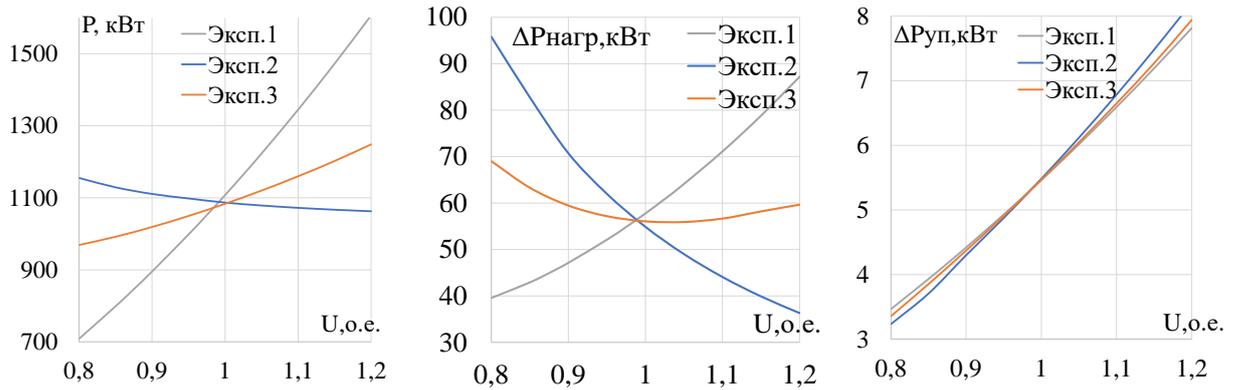


Рисунок 3.8 – Зависимости а) $P(U)$ б) $\Delta P_{нагр}(U)$ в) $\Delta P_{уп}(U)$ по результатам вычислительных экспериментов

Для первого эксперимента при натуральных СХН нагрузочные потери с ростом напряжения растут, что соответствует теоретическим выводам, так как РЭН больше 1,0 и в соответствии с таблицей 3.7 находится в районе 2 %.

Задание нагрузки константными мощностями с нулевым РЭН приводит к получению нисходящей зависимости для нагрузочных потерь, что также соответствует теории.

При расчете режимов условно-постоянные потери моделируются шунтами на землю и зависят от квадрата модуля напряжения. Отличия для разных СХН обусловлены электрической удаленностью нагрузочных узлов от центра питания.

Для потерь суммарных нагрузочных и холостого хода были получены их аппроксимации в виде ZIP -моделей в координатах мощностей и напряжений. За номинальные приняты значения потерь при номинальном напряжении. В таблице 3.7 представлены коэффициенты ZIP -моделей для активных потерь и значения производной при номинальном напряжении (аналоги РЭН) $K_{\Delta P}^U$.

Изменение питающего напряжения на один процент от $U_{ном}$ приводит к увеличению нагрузочных потерь на 2,07 % для экспериментальной СХН и снижает нагрузочные потери на 2,62 % без СХН. Условно-постоянные потери при увеличении напряжения питающего узла всегда увеличиваются примерно на 2 %. Следует отметить, что разница между расчётными потерями

при использовании экспериментальной СХН и модели постоянной мощности при напряжении $U_{ном}$ составила 5,6 %. Однако при отклонении напряжения от номинального на ± 10 % такая разница достигла значения 24,4 %.

Таблица 3.7 – СХН нагрузочных и условно-постоянных потерь активной мощности

Параметр	Способ определения (№ эксп.)	СХН	a0 (P)	a1 (I)	a2 (Z)	$K_{\Delta P}^U$
$\Delta P_{нагр}$	1	Акт. эксперимент	1,354	-2,777	2,423	2,068
	2	$P = const$	8,694	-12,769	5,076	-2,617
	3	Типовая	5,067	-7,781	3,713	-0,355
$\Delta P_{уп}$	1	Акт. эксперимент	-0,174	0,357	0,817	1,991
	2	$P = const$	-0,215	0,151	1,063	2,277
	3	Типовая	-0,271	0,449	0,821	2,092

Представленные в таблице 3.6 и на рисунке 3.8 изменения потерь активной мощности определены в абсолютных значениях. При этом совокупные потери мощности (сумма нагрузочных и условно-постоянных) для всех экспериментов по отношению к потребляемой мощности – относительные потери – снижаются во всех экспериментах на интервале до $U_{ном}$. При дальнейшем росте напряжения (выше $U_{ном}$) для экспериментальной СХН относительные потери остаются практически неизменными, а для модели типовой СХН и модели постоянной мощности – снижаются, повторяя тенденцию изменения абсолютных потерь. Данные эффекты представлены на рисунке 3.9:

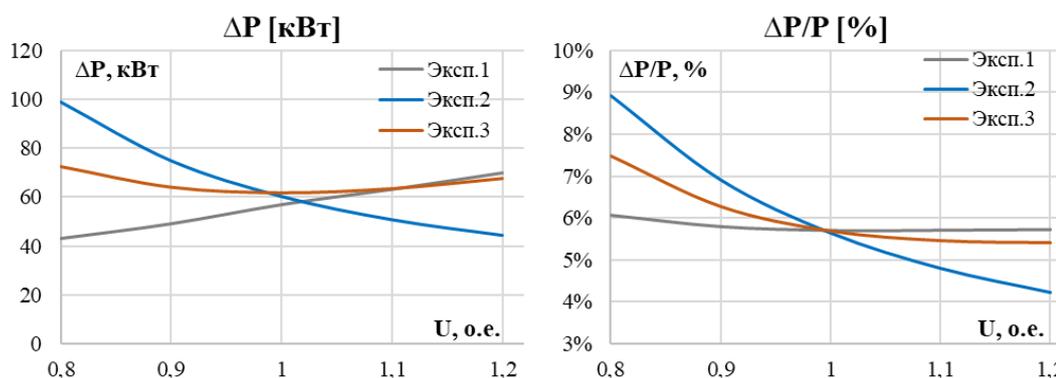


Рисунок 3.9 – Абсолютные $[\Delta P]$ и относительные $[\Delta P/P]$ потери мощности в исследуемом примере при различных СХН

Относительные потери мощности при регулировании напряжения будут пропорциональны отношению РЭН по активной мощности и по активным потерям. С учётом того, что РЭН по условно-постоянным потерям всегда выше

нуля и практически не зависит от типа СХН, тенденцию изменения относительных потерь при регулировании напряжения будет определять именно РЭН по активным потерям мощности.

3.4. Влияние СКРМ на параметры электрического режима с учётом и без учёта СХН

Применение в качестве средства регулирования напряжения СКРМ в распределительной сети оказывает влияние на характер изменения нагрузочных потерь активной мощности [103, 104]. Для анализа влияния работы СКРМ на потери и потоки мощности для участка распределительной электрической сети 10/0,4 кВ были проведены активные эксперименты с целью получения СХН узлов нагрузки и сформирована расчётная модель электрического режима, описанная в предыдущем разделе. В качестве СКРМ в сети используется БСК. Результаты расчётов электрических режимов представлены в таблице 3.8.

При учёте СХН изменение уровней напряжения в сети путём включения БСК приводит к увеличению суммарных потерь активной мощности на 52 %. Поток мощности и максимальный расчётный ток на головном участке также увеличиваются на 14,4 % и 10,3 % соответственно.

Если СХН не учитываются, при включении БСК потери, наоборот, снижаются на 3,56 %, как и значения потока активной мощности и тока на головном участке сети – на 0,87 % и 10,1 % соответственно.

Таким образом, учёт СХН оказывает значительное влияние не только на оценку величины потерь и потоков активной мощности, но и на тенденции их изменения. Что подчеркивает необходимость учёта СХН при анализе электрических режимов и их оптимизации в распределительных электрических сетях.

Потокораспределение в исходном режиме при учёте СХН значительным образом отличается от результатов расчета без учета и СХН, что приводит к различным значениям уровней потерь активной и реактивной мощности.

В обоих рассматриваемых случаях включение СКРМ приводит к перекомпенсации по реактивной мощности в сети.

Таблица 3.8 – Результаты расчёта электрического режима в распределительной сети без учёта и с учётом СХН при использовании СКРМ

Режим	Потери акт. мощности в сети	Макс. ток	Поток активной мощности	Поток реактивной мощности
	$dP_{нагр}$, МВт	I_{max} , А	P , МВт	Q , Мвар
С учётом СХН				
БСК отключен	0,903	241,519	4,708	1,065
БСК включен	1,377	266,333	5,386	-0,412
Изменение без/с БСК	+52,49%	+10,27%	+14,41%	
Без учёта СХН				
БСК отключен	1,350	292,352	5,364	2,125
БСК включен	1,302	262,866	5,318	-0,320
Изменение без/с БСК	-3,56%	-10,09%	-0,87%	

При учёте СХН происходит значительное изменение потока активной мощности, а реактивная мощность в абсолютном значении корректируется в значительно меньшем объеме, чем в режимах без учёта СХН. Важно, что в случае учёта СХН величина максимального суммарного тока растёт, а без учёта СХН – падает.

Зависимость от СХН и РЭН наиболее значима для тенденции изменения нагрузочных потерь при регулировании напряжения. Для экспериментальной СХН увеличение напряжения приводит к росту абсолютных нагрузочных потерь, а без учета СХН – к снижению. Данный факт может иметь решающее значение при определении мероприятий по снижению технических потерь в распределительных электрических сетях.

3.5. Выводы по главе

1. На тестовых и реальных схемах показано, что параметры СХН имеют чрезвычайно важное значение при расчете технических потерь для распределительных сетей. Погрешность расчета нагрузочных потерь может составлять десятки процентов при неучёте СХН. Мероприятия по снижению нагрузочных потерь, определяемые без учета СХН, могут приводить к прямо противоположному результату, когда потери в сети вместо снижения будут увеличиваться.

2. На тестовых и реальных схемах показано, что параметры СХН имеют чрезвычайно важное значение при расчете технических потерь. Погрешность расчета нагрузочных потерь может составлять десятки процентов при неучёте СХН. При техническом обосновании мероприятий по снижению потерь без учета СХН возможно получение ошибочных результатов, когда потери в сети вместо снижения будут увеличиваться.

3. Наибольшее значение при расчете потерь и определении мероприятий по их снижению в распределительных сетях имеют регулирующие эффекты нагрузки. Если регулирующий эффект превышает единицу, то абсолютные нагрузочные потери с ростом напряжения увеличиваются, если он меньше 1, то нагрузочные потери уменьшаются. В рамках проведенных активных экспериментов на объектах ПАО «Россети Урал» регулирующий эффект нагрузки на уровне трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ находится в пределах 1,2–2,3 по активной и в пределах 1,2–3,5 по реактивной мощности. Расчеты в исследуемой сети с экспериментальными СХН и без них показали различие в технических потерях на уровне 24,4 % при увеличении напряжения питающей подстанции на 10 %. Увеличение питающего напряжения на один процент увеличивает абсолютные нагрузочные потери в среднем на 2,07 % при экспериментальных СХН. Без учета СХН потери снижаются на 2,61 %.

4. При использовании СКРМ неучёт СХН приводит к неверной оценке параметров электрического режима. Для распределительных сетей с уровнями РЭН по мощностям выше 1 наличие СХН оказывает влияние на объем и тенденцию изменения основных параметров режима – токов, напряжений, мощностей и потерь мощности при включении СКРМ.

ГЛАВА 4. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ С УЧЕТОМ СХН

Многие подходы, связанные с оптимизацией режима работы электрической сети, в качестве целевой экономической функции используют потери активной мощности [107-109]. Оптимизационные расчёты часто производятся на моделях потокораспределения с фиксированными узловыми мощностями и касаются, главным образом, снижения активных потерь за счет компенсации реактивной мощности. Компенсация реактивной мощности, как правило, приводит к повышению уровней напряжения в сети. Уровни напряжения в сети, как было показано ранее, влияют не только на величину потерь, но и отпуск мощности (электроэнергии) в сеть.

Оценка затрат и экономической эффективности от применения устройств управления напряжением и реактивной мощностью во многом зависит от целей и задач, решаемых в рамках каждого отдельного проекта. Не редки ситуации, когда СКРМ устанавливается в соответствии с требованиями НТД или условиями соблюдения определенных уровней коэффициента мощности в сети. Экономический эффект в таком случае оказывается вторичным.

Положительный эффект при применении СКРМ для снижения активных потерь с учётом СХН в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше не гарантирует такового в распределительных сетях 6(10) кВ. Пример этого был рассмотрен в предыдущей главе, где был показан противоположный эффект – потери активной мощности и потребление, наоборот, увеличились при включении БСК в сети. В совокупности с единовременными капиталовложениями потребителя в СКРМ добавляется повышение долгосрочных затрат на покупку электроэнергии при росте потребления электроэнергии [110]. Данная ситуация в целом имеет положительный экономический эффект для ЭСО.

Возможное увеличение технических потерь при увеличении напряжения за счет СХН, на первый взгляд, ставит под сомнение необходимость

поддерживать повышенные уровни напряжения в центрах питания распределительных сетей с позиций экономической эффективности ЭСО. Однако, как будет показано далее, увеличение полезного отпуска электроэнергии с запасом покрывает рост стоимости потерь электроэнергии для ЭСО.

Для оценки экономической эффективности регулирования напряжения в распределительной сети с учётом и без учёта СХН предлагается использование упрощенной экономической модели.

4.1. Упрощенная модель экономической эффективности функционирования ЭСО

Оценку экономической эффективности функционирования ЭСО в контексте регулирования напряжения можно представить совокупностью составляющих, часть которых будет зависеть, а часть оставаться неизменной при регулировании напряжения в сети. Упрощенная модель приводится без учёта инфляции и амортизации при допущении о стабильности напряжения на высшей стороне трансформатора, питающего участок распределительной сети, для которого осуществляется регулирование устройством РПН или СКРМ.

4.1.1. Описание модели оценки экономической эффективности функционирования ЭСО

В новых условиях функционирования энергетики ЭСО являются самостоятельными хозяйствующими субъектами, стремящимися увеличить свои доходы. Собственная выручка сетевой компании от услуг по передаче электроэнергии определяется объёмами полезно отпускаемой потребителям электроэнергии (мощности) и тарифами на передачу, которые дифференцируются по уровням напряжения.

Новой целевой функцией регулирования напряжения для ЭСО должен быть доход $D(U)$, определяемый как разность между выручкой $VP(U)$ от услуг по передаче, и стоимостью потерь электроэнергии $CP(U)$. Это наиболее значимые компоненты целевой функции.

Кроме этого, существуют затраты на работу оборудования, которое осуществляет регулирование напряжения $R(U)$. При нарушении технологических ограничений на ЭСО могут накладываться штрафные санкции, описываемые компонентом $PEN(U)$. Данные составляющие зависят от напряжения в сети и режима ее работы. Для учёта приходных и расходных составляющих финансового баланса ЭСО, не зависящих от напряжения и режимов работы сети, вводится постоянная составляющая K , которая не оказывает никакого влияния на расчеты. Итоговое выражение целевой функции будет следующее:

$$D(U) = VP(U) - CP(U) - R(U) - PEN(U) + K \rightarrow \max. \quad (4.1)$$

Выручка ЭСО $VP(U)$ за время t определяется тарифом на услуги по передаче электроэнергии c_i и полезным отпуском:

$$VP(U) = \sum_{i=1}^N c_i \cdot t \cdot P_i(U), \quad (4.2)$$

где N – число узлов с полезным отпуском энергии в схеме сети. В расчётах использован единый (котловой) одноставочный тариф на услуги по передаче электроэнергии Свердловской области в 2024 году для напряжения НН на уровне 4,35526 руб/кВт·ч.

В общем случае оплата потребителями услуг за передачу электроэнергии в распределительной сети может осуществляться по различным тарифам в зависимости от юридического статуса контрагента, условий договора, точки присоединения и т.д. Для распределительных сетей 6(10) кВ оплата осуществляется в основном по тарифам НН и СН2. Для упрощения расчётов в дальнейшем подразумевается оплата за услуги по передаче электроэнергии для напряжения НН.

Стоимость оплаты потерь ЭЭ определяется величиной фактических потерь ΔP в сетях ЭСО за время t и тарифом на их покупку $c_{\Delta W}$

$$CP(U) = \Delta P(U) \cdot t \cdot c_{\Delta W}. \quad (4.3)$$

Тариф на покупку потерь определяется усредненной ценой оптового рынка ЭЭ и для 2024 г. прогнозируется на уровне 3,0 руб/кВт·ч.

Стоимость оплаты потерь определяется величиной фактических потерь в сетях за 1 час ($t = 1$ час) и тарифом на их покупку $c_{\Delta W}$. Данный тариф является прогнозным значением ставки тарифа на услуги по передаче ЭЭ, используемой для определения расходов на оплату нормативных потерь ЭЭ при ее передаче по электрическим сетям ЕНЭС, на следующий период регулирования по субъектам РФ. Данные по тарифу $c_{\Delta W}$ для каждого субъекта РФ и для расчетного периода времени публикуются на сайте Ассоциации «НП Совет Рынка» [111].

Наиболее применяемыми средствами регулирования являются РПН трансформаторов и СКРМ. Для них стоимость регулирования определяется числом переключений:

$$R(U) = c_{\Delta kt} \sqrt{\sum_{i=1}^{T-1} (k_{i+1} - k_i)^2} + c_{\Delta c} \sum_{i=1}^{T-1} N_{\Delta c i} \quad (4.4)$$

где T – период оптимизации режима работы сети; i – номер временного интервала для принятого графика нагрузки; $k_{i+1} - k_i$ – номера отпайк РПН на соседних временных интервалах; $c_{\Delta kt}$ – стоимость изменения отпайки РПН с учётом ресурса и стоимости капитального ремонта; $c_{\Delta c}$ – цена изменения состояния СКРМ; $N_{\Delta c i}$ – число коммутаций СКРМ.

Штрафная функция за нарушение технологических ограничений определяется суммарными затратами на покрытие штрафов и издержек по тарифу $c_{pen i}$ при нарушении ограничений $N_{pen i}$ на исследуемом интервале времени T , которые реализованы юридически ($\alpha_{real} = \{0; 1\}$):

$$PEN(U) = \sum_{i=1}^T N_{pen i} \cdot c_{pen i} \cdot \alpha_{real} \quad (4.5)$$

Исследования [112] издержек при применении средств регулирования напряжения, позволяют дать оценку окупаемости работы РПН трансформаторов. С учётом затрат на его капитальный ремонт стоимость изменения отпаяк РПН $c_{\Delta kt} \approx 5$ руб. В консервативном сценарии эксплуатации устройства при 10 переключениях за сутки и ресурсе в 40 000 переключений затраты оказываются достаточно малы в сравнении с экономическим эффектом от увеличения полезного отпуска. Оценка затрат при проектировании и вводе новых СКРМ в сети требует дополнительного экономического анализа и в данном исследовании не предусмотрена.

При анализе влияния уровня напряжения на экономическую эффективность работы электрической сети составляющей K можно пренебречь как независимой от напряжения. Таким образом, при ряде описанных допущений итоговая экономическая модель представляется в следующем виде:

$$D(U) = VP(U) - CP(U). \quad (4.6)$$

4.1.2. Оценка экономической эффективности регулирования напряжения в сети устройствами РПН трансформаторов

Пренебрегая затратами на работу средств регулирования напряжения в упрощенной финансовой модели, следует прояснить их объём и механизм появления. Далее, на примере работы РПН при заданном графике нагрузки, определяется стоимость регулирования напряжения в электрической сети.

Рассмотрим простейшую схему (рисунок 4.1) с силовым трансформатором, питающую по ЛЭП 10 кВ некоторую комплексную нагрузку со следующей СХН:

$$P(V) = P_{\text{ном}} \cdot \left(0.6 + 0.3 \left(\frac{V}{10} \right) + 0.1 \left(\frac{V}{10} \right)^2 \right)$$

$$Q(V) = Q_{\text{ном}} \cdot \left(0.6 + 0.3 \left(\frac{V}{10} \right) + 0.1 \left(\frac{V}{10} \right)^2 \right)$$

В состав схемы входят следующие элементы:

- трансформатор ТДН-16000/110;
- ЛЭП с активным и индуктивным сопротивлениями;

- нагрузка с номинальными параметрами $S = 10 + j6$ МВА.

График нагрузки в узле нагрузки приведен на рисунке 4.2.

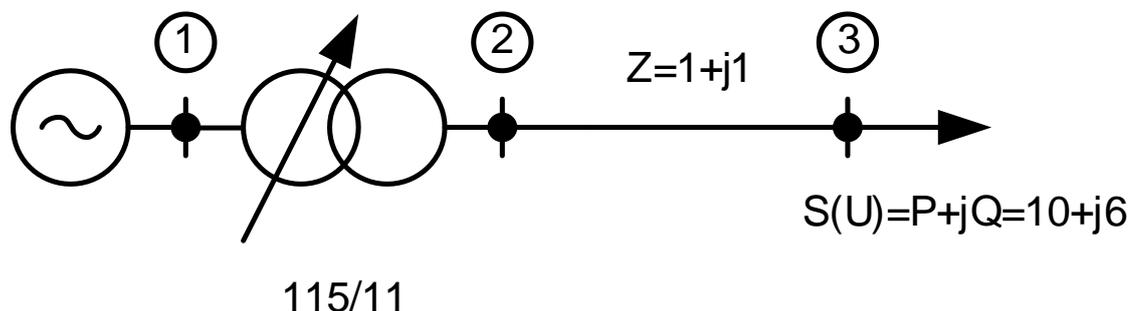


Рисунок 4.1 – Тестовая схема сети для анализа стоимости работы РПН силового трансформатора

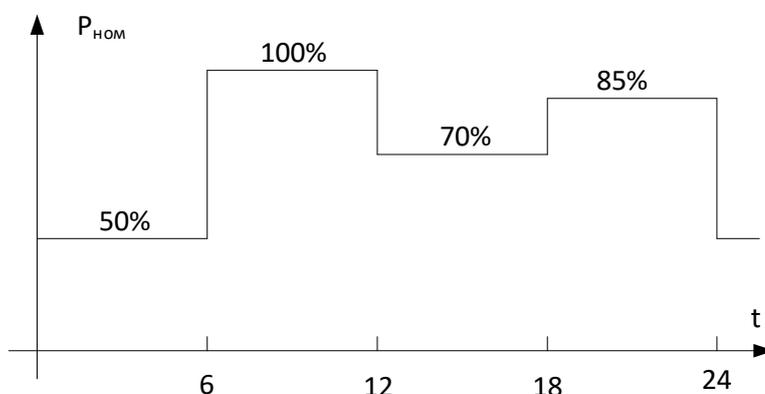


Рисунок 4.2 – График нагрузки исследуемой сети

Средством управления напряжения в схеме является РПН на питающем трансформаторе. Поскольку у РПН есть собственный ресурс, стоит задача минимизации переключений. Для этого решается задача оптимизации режима работы сети на основе выражения (4.6) при условии ограничения напряжения у потребителя в пределах ГОСТ.

Целевая функция дохода сетевой организации для оптимизации D_T имеет следующий вид:

$$D_T = \sum_{i=1}^T (t_i \cdot c \cdot P_3(U_i) - t_i \cdot c_{\Delta W} \Delta P_{\Sigma i}) - c_{\Delta kt} \sqrt{\sum_{i=1}^{T-1} (k_{i+1} - k_i)^2} \rightarrow \max, \quad (4.7)$$

где T – период оптимизации (в рассматриваемом примере – сутки); i – номер временного интервала, для принятого графика нагрузки из четырёх ступеней: $i = 1, 2, 3, 4$; $P_3(U_i)$ – нагрузка третьего узла с учётом СХН для i -го промежутка

времени; k_{i+1}, k_i – номера отпаек РПН на соседних временных интервалах;
 $c = 4,35526 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}} = 4355.26 \frac{\text{руб}}{\text{МВт}\cdot\text{ч}}$ – единый (котловой) одноставочный тариф на услуги по передаче ЭЭ Свердловской области на напряжении НН в первом полугодии 2024 г.; $c_{\Delta W} = 3 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}} = 3000 \frac{\text{руб}}{\text{МВт}\cdot\text{ч}}$ – тариф на покупку потерь; $c_{\Delta kt}$ – стоимость изменения отпаек РПН.

Возможны несколько методик определения стоимости изменения цены отпаек. Ресурс современных РПН для трансформаторов 110/10 кВ составляет 40 000 переключений [112].

Если считать, что после израсходования ресурса в 40 тысяч переключений РПН выходит из строя (и РПН необходимо менять), а стоимость самого РПН составляет 10 млн.руб., то стоимость переключения составляет:

$$c_{\Delta kt} = \frac{10\,000\,000}{40\,000} = 250 \text{ руб.}$$

Если дополнительно учесть, что капитальный ремонт РПН позволяет полностью восстановить ресурс РПН и стоимость капитального ремонта РПН составляет 180 тыс.руб., то стоимость переключения составляет:

$$c_{\Delta kt} = \frac{18\,000}{40\,000} = 4,5 \text{ руб.}$$

В таблице 4.1 представлены результаты расчётов. На рисунке 4.3 отдельно показаны графики изменения мощности за день и напряжение в узле нагрузки.

Исходный режим был рассчитан в ПК *RastrWin3*. Переключение отпаек в течение дня не предполагается. Выбрана отпайка -3. Параметры режима (напряжения, перетоки) подставлены в целевую функцию для определения дохода. Исходный неоптимизированный режим на данном графике принесёт 775 763 руб./день.

При заданной цене переключения отпайки $c_{\Delta kt} = 4,5$ руб. доход составит 817 421 руб./день (+ 41 658 руб. или +5,4% от неоптимизированного режима). При таком подходе график переключения отпаек будет повторять график изменения нагрузки.

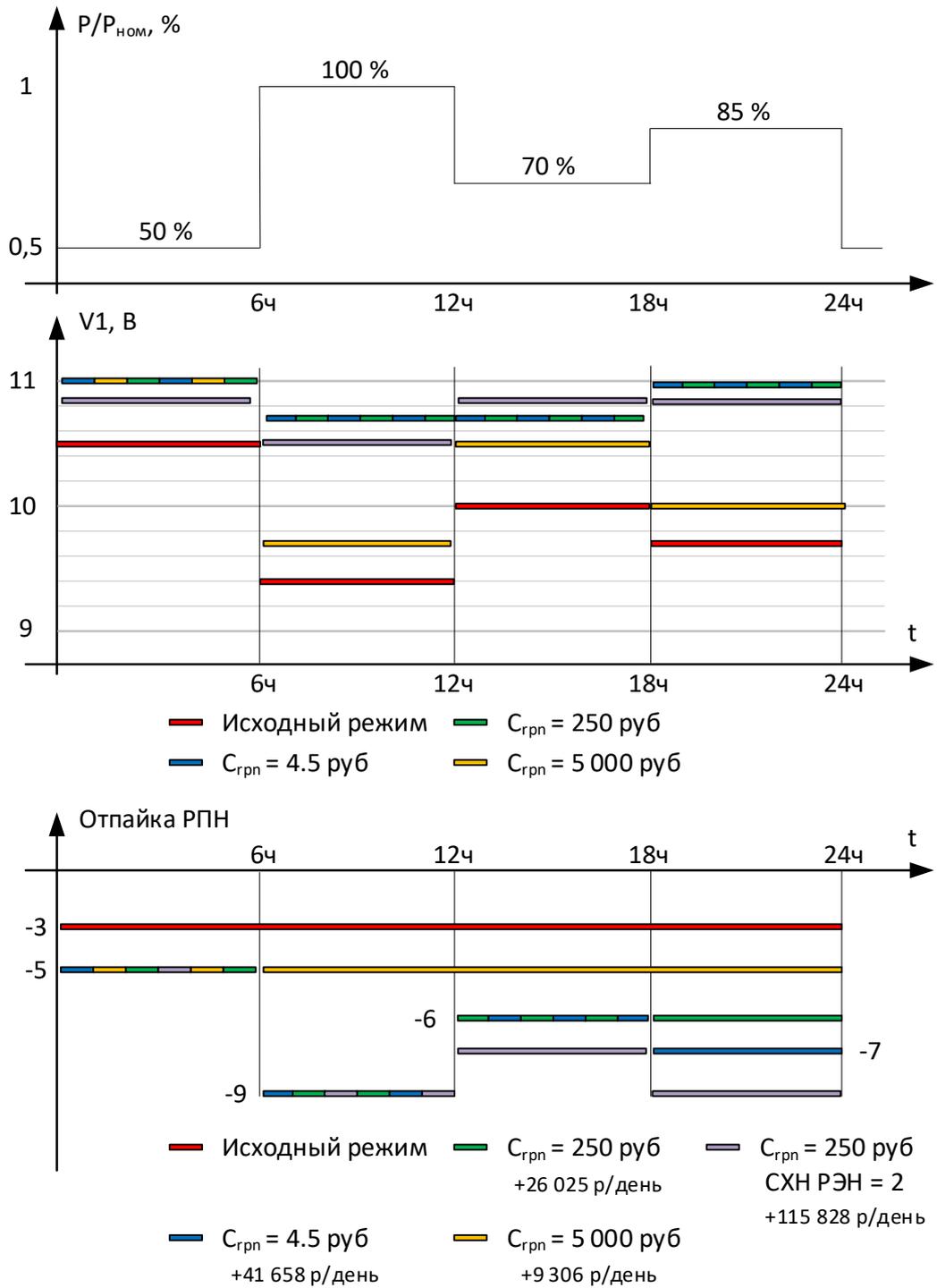


Рисунок 4.3 – Графическое представление результатов расчёта

Таблица 4.1 – Сводная таблица результатов расчёта

№	Режим	Значение ЦФ	Прибыль от переключений РПН по отношению к режиму №1	Окупаемость стоимости на РПН по отношению к режиму №1	Прибыль от переключений РПН по отношению к режиму №6	Окупаемость стоимости на РПН по отношению к режиму №6	Кол-во переключений	Срок службы РПН
1	Исходный (отпайка «-3»)	<u>775 763</u> 835 757 Рн -59 994 ДР 0 РПН	-	-	-	-	-	-
2	Цена за перекл. $c_{\Delta kt}=4.5$ руб.	<u>817 421</u> 867 600 +3,8% -55 723 -7,1% -45	+ 41 658 руб (+5.4%)	240 дней (7 мес)	+ 32 352 руб (+4.1%)	309 дней (10 мес)	10 шт.	4 000 дней (11 л)
3	Цена за перекл. $c_{\Delta kt}=250$ руб.	<u>815 078</u> 867 248 +3,8% -55 758 -7,0% -2 000	+ 39 315 руб (+5.1%)	254 дня (8 мес)	+ 30 009 руб (+3.8%)	333 дней (11 мес)	8 шт.	5 000 дней (13,5 л)
4	Цена за перекл. $c_{\Delta kt}=1\ 000$ руб.	<u>809 078</u> 867 248 -55 758 -8 000	+ 26 025 руб (+3.4%)	384 дня (1 г.)	+ 16 719 руб (+2.1%)	598 дней (1,5 г)	8 шт.	5 000 дней (13,5 л)
5	Цена за перекл. $c_{\Delta kt}=4\ 000$ руб.	<u>786 852</u> 847 756 -58 492 -8 000	+ 11 089 руб (+1.4%)	902 дня (2,5 г.)	+ 1 783 руб (+0.2%)	5 608 дней (15 л)	2 шт.	20 000 дней (55 л)
6	$c_{\Delta kt}=5\ 000$ руб. (оптимизация)	<u>785 069</u> 839 232 +0.4% -59 751 -0.4% 0	+ 9 306 руб (+1,2%)	-	-	-	0	-
7	Цена за перекл. 250 руб. (до замены) СХН РЭН=2	<u>889 816</u> 954 612 +3,8% -68 997 -7,0% -3 000	+ 115 828 (+14.9%)	86 (2-3 мес)	+ 106 552 (+13.5%)	94 (3 мес)	12	3 333 (9 л)

Суммарное количество изменения отпаяк РПН за день равно 10. Учитывая ресурс РПН в 40 тыс. переключений, ремонт устройства РПН придётся провести через 4 000 дней, т. е. ориентировочно через 11 лет.

В случае непредвиденной поломки и замены устройства РПН нужно понимать, когда наступает срок окупаемости такого регулирования. Принимая стоимость покупки и установки устройства РПН в 10 млн руб., посчитаем срок окупаемости регулировки:

$$R = \frac{10\,000\,000 \text{ руб}}{41\,658 \text{ руб/день}} = 240 \text{ дней}$$

Рассмотрим случай, если одно переключение отпайки стоит дороже $c_{\Delta kt} = 250$ руб. (ситуация, когда при израсходовании ресурса РПН его необходимо менять). Доход за сутки в таком случае составит 815 078 руб. (+39 315 руб. или +5,1%), что на 2 343 руб. меньше, чем в предыдущем случае. График переключений слегка сгладится (последний режим остаётся на позиции РПН -6).

Таким образом, происходит уже не 10, а 8 суммарных изменений отпаяк в день. Срок замены РПН составит: $(40\,000)/8 = 5\,000$ дней или 13–14 лет. Срок окупаемости устройства составит: $10\,000\,000/(39\,315) = 254$ дня.

Для дополнительного анализа увеличим цену переключения РПН до 5 000 руб. за переключение. В таком случае доход составит 785 069 руб. (+9 306 руб. или 1,2 %). В таком режиме переключений не происходит, а отпайка выбирается оптимальной.

Если взять более крутой СХН (с эффектом регулирования нагрузки по напряжению 2), то выгода от использования РПН окажется сильно выше.

Нередко имеется потребитель, находящийся далеко от центра питания. Регулировать напряжение у такого потребителя средствами РПН невозможно, так как более близкие к центру питания потребители получают перенапряжение. Повышение напряжение таких потребителей должно выполняться за счёт установки СКРМ, в частности БСК.

4.2. Влияние СХН на экономические показатели в сети постоянного тока

Для оценки индивидуального влияния коэффициентов модели СХН на экономические показатели используем простейшую тестовую схему, представленную на рисунке 4.4. Расчеты на схеме проводились только по активной мощности для двух вариантов длин питающих линий: линия $l1$ 50 м и 250 м, линия $l2$ 20 м и 100 м.

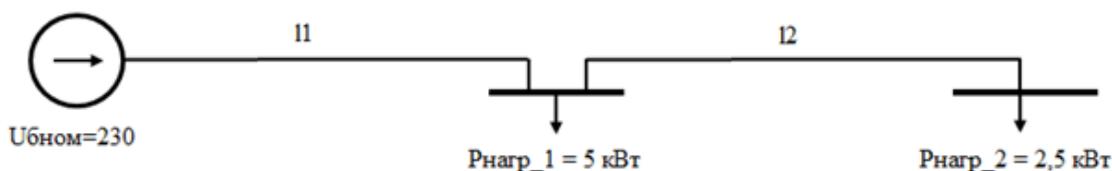


Рисунок 4.4 – Тестовая схема двухузловой сети

Полезным отпускком в электрическую сеть будет считаться вся расчётная величина активной мощности нагрузки. В качестве средства регулирования напряжения рассматривается изменение напряжения базисного узла электрической сети. В расчётах принят одноставочный тариф на передачу ЭЭ для Свердловской области в 2023 г. на классе напряжения НН 4,355 руб/кВт·ч. Тариф на компенсацию потерь за 6 месяцев 2023 года принят равным 2,98 руб/кВт·ч. Принято допущение о неизменности графика нагрузки в узлах сети.

Нагрузка в расчётах представляется ZIP – моделью в трёх различных конфигурациях:

- $P - 100\%; I - 0\%; Z - 0\% . - P = const (a_0 = 1, a_1 = 0, a_2 = 0);$
- $P - 0\%; I - 0\%; Z - 100\% - Z = const$ – постоянный шунт ($a_0 = 0, a_1 = 0, a_2 = 1$);
- $P - 0\%; I - 100\%; Z - 0\% - I = const (a_0 = 0, a_1 = 1, a_2 = 0).$

На рисунке 4.5 для варианта с короткими линиями и незначительными потерями представлены зависимости изменения собственной выручки от услуг за передачу ЭЭ (верхние линии) и платы за потери ЭЭ (нижние линии) для трех типов СХН при вариации питающего напряжения базисного узла. Изменение

напряжения в диапазоне 198 – 242 В приводит к изменению стоимости услуг по передаче в пределах 23 – 35 руб. или на 52 % для моделей нагрузки с постоянным сопротивлением и постоянной мощностью. Изменение напряжения влияет на изменение потерь, но в абсолютном выражении крайне незначительно.

На рисунке 4.6 представлены аналогичные зависимости для варианта с длинными линиями, когда потери в сети увеличиваются. Стоимость потерь примерно в 20-25 раз меньше стоимости услуг по передаче ЭЭ.

Отмеченные зависимости отражают связь уровня потерь с напряжением при использовании модели с константной мощностью нагрузки в случае увеличения протяженности ЛЭП. При этом немаловажно оценить характер изменения валовой выручки от транспорта электроэнергии (рисунки 4.7 и 4.8).

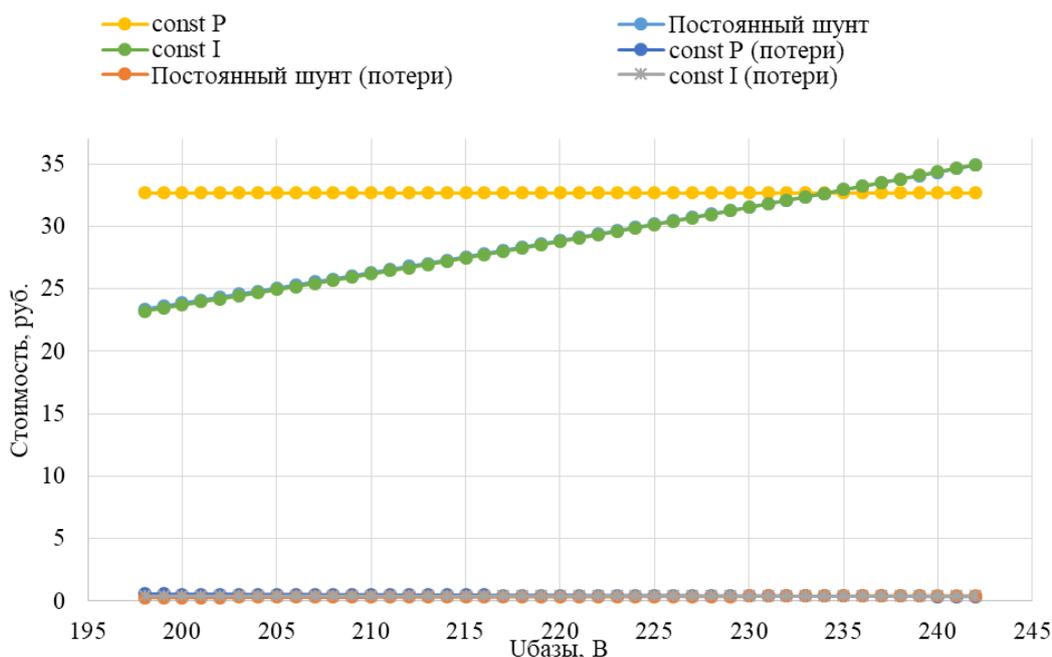


Рисунок 4.5 – Выручка от услуг по передаче и плата за потери за 1 час работы при заданном напряжении базы для тестового случая № 1 (длины линий 50 и 20 м)

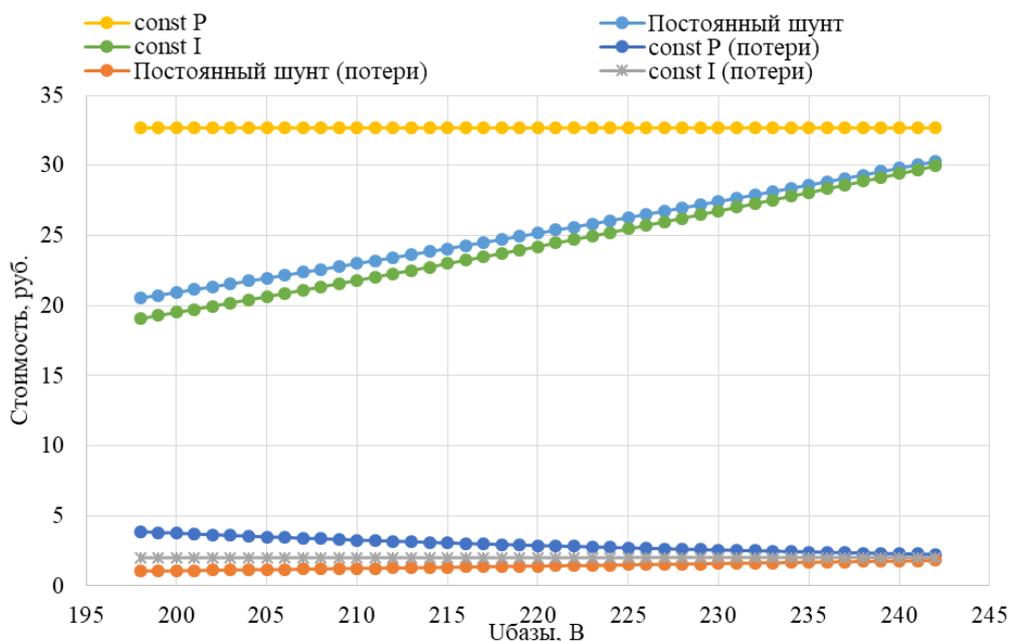


Рисунок 4.6 – Выручка от услуг по передаче и плата за потери за 1 час работы при заданном напряжении базы для тестового случая № 2 (длины линий 250 и 100 м)

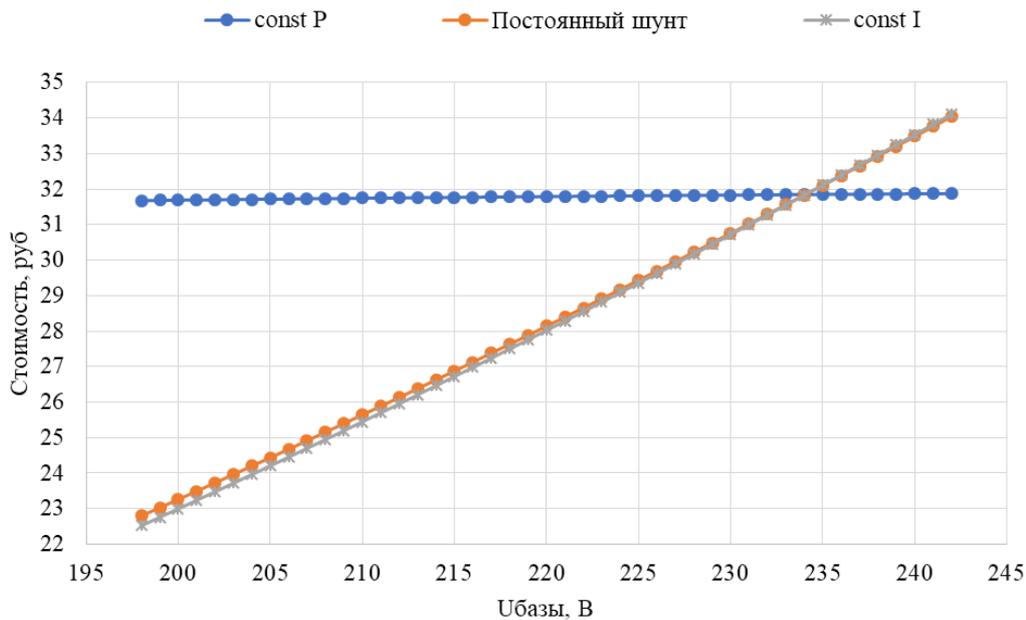


Рисунок 4.7 – Изменение дохода от транспорта электроэнергии при заданном напряжении базы для тестового случая № 1 (длины линий 50 и 20 м)

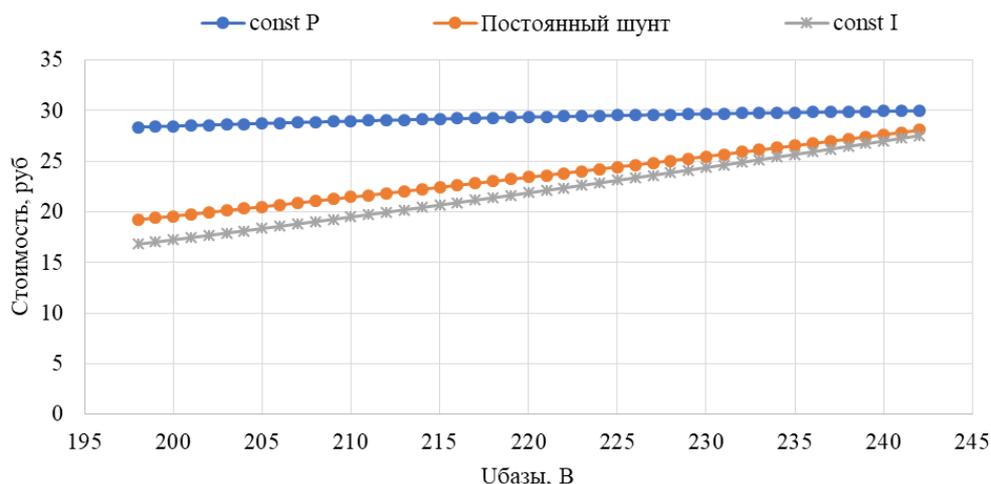


Рисунок 4.8 – Изменение дохода от транспорта электроэнергии при заданном напряжении базы для тестового случая №2 (длины линий 250 и 100 м)

Анализ отмеченных зависимостей позволяет сделать вывод о значительном влиянии конфигурации потребителей и уровня напряжения как на стоимость полезного отпуска ЭЭ, так и на стоимость потерь. При этом относительное изменение уровня потерь, как для конфигурации с $P = const$, так и с $Z = const$, носят разнонаправленный характер, что указывает на необходимость детального анализа при выборе как места, так и способа регулирования напряжения в распределительных сетях. Отношение полезного отпуска к потерям имеют восходящий характер при преобладании в узле нагрузки с СХН близкой к $Z = const$ и $I = const$ (рисунки 4.9 и 4.10), что предполагает высокую эффективность как мероприятий связанных со снижением потерь ЭЭ в сети, так и с поддержанием высоких уровней напряжения.

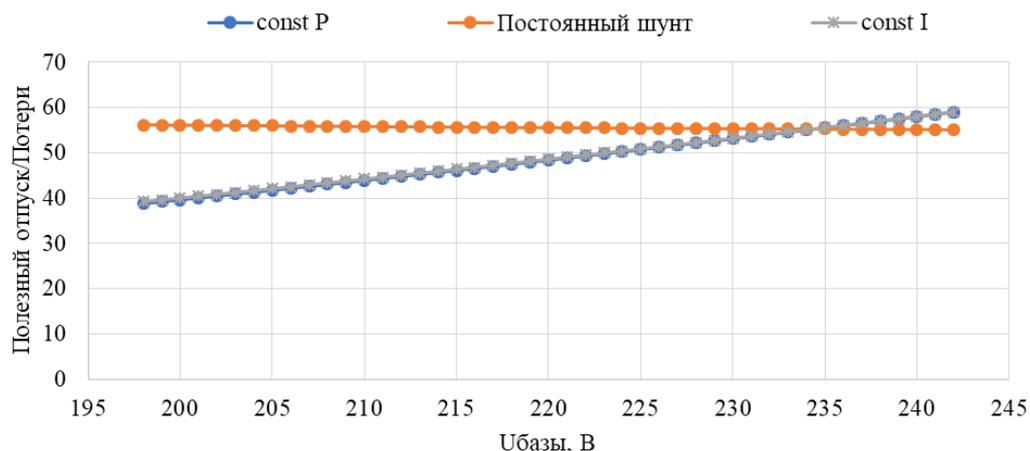


Рисунок 4.9 – Отношение полезного отпуска ЭЭ к потерям при заданном напряжении базы для тестового случая №1 (длины линий 50 и 20 м)

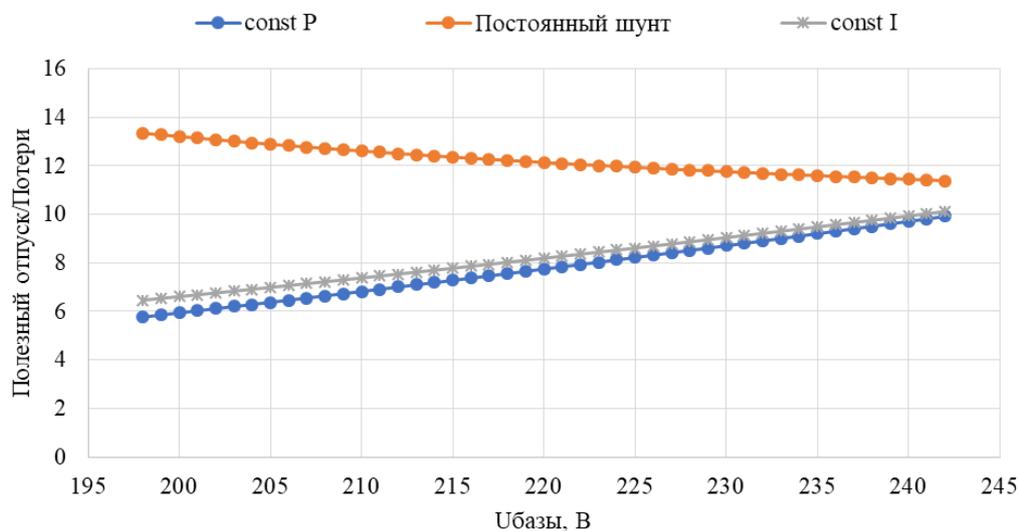


Рисунок 4.10 – Отношение полезного отпуска ЭЭ к потерям при заданном напряжении базы для тестового случая №2 (длины линий 250 и 100 м)

В представленном примере из расчёта исключены потоки реактивной мощности, однако конфигурация сети близка по значениям параметров к действующим низковольтным сетям. Нагрузки в низковольтных сетях могут быть близки по типу СХН к рассмотренным моделям, а полученные соотношения потребления и потерь электроэнергии достаточно точно показывают действительные значения в электрических сетях для различных типов нагрузки.

4.3. Регулирование напряжения в распределительной сети с учётом СХН

В предыдущей главе были исследованы модели действующей распределительной сети при представлении нагрузки различными СХН.

По данным таблицы 3.6, в которой представлены данные о суммарном потреблении и потерях энергорайона в зависимости от напряжения головного участка для трех рассматриваемых ранее СХН, рассчитаны зависимости выручки от услуг по передаче $VP(U)$, стоимости потерь $CP(U)$ и собственного дохода $D(U)$ за один месяц (720 часов). В расчётах принято допущение о постоянстве уровня и состава нагрузки в узлах сети на исследуемом интервале времени. Таким образом, можно оценить экономический эффект для различных типов нагрузки в действующей электрической сети при регулировании напряжения на головном участке. Данные зависимости представлены на рисунках 4.11 – 4.13:

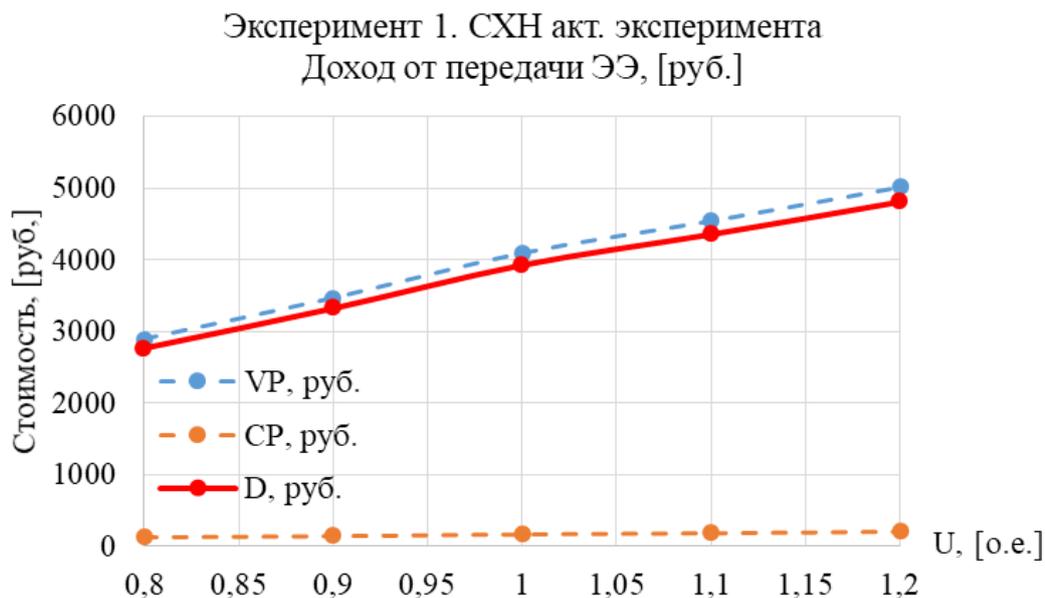


Рисунок 4.11 – Зависимости собственного дохода $D(U)$ от напряжения в сети. Эксперимент 1. СХН по данным активного эксперимента

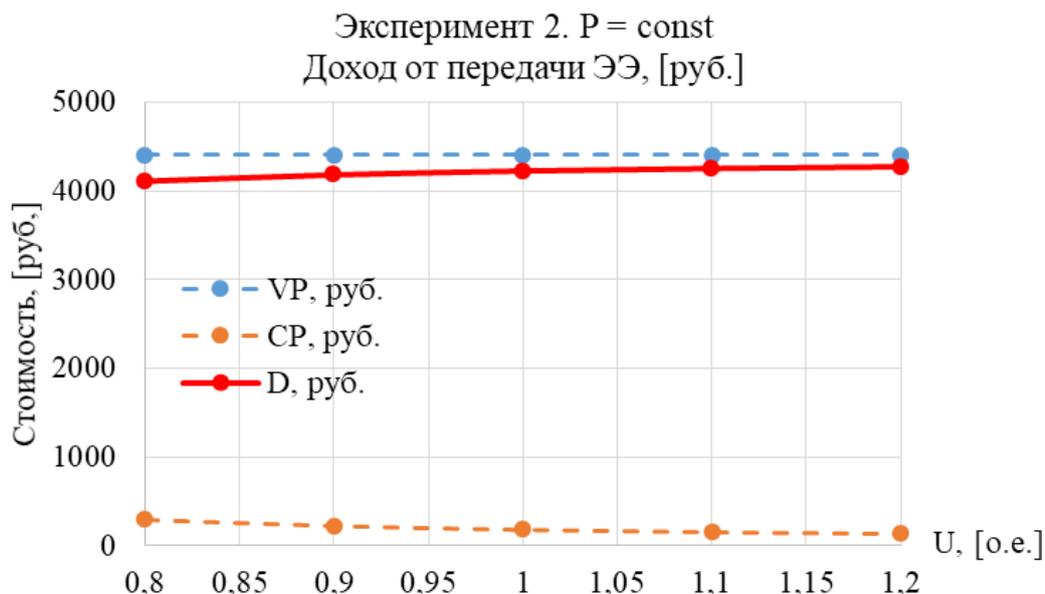


Рисунок 4.12 – Зависимости собственного дохода $D(U)$ от напряжения в сети.
Эксперимент 2. Модель нагрузки с константной мощностью ($P = const$)

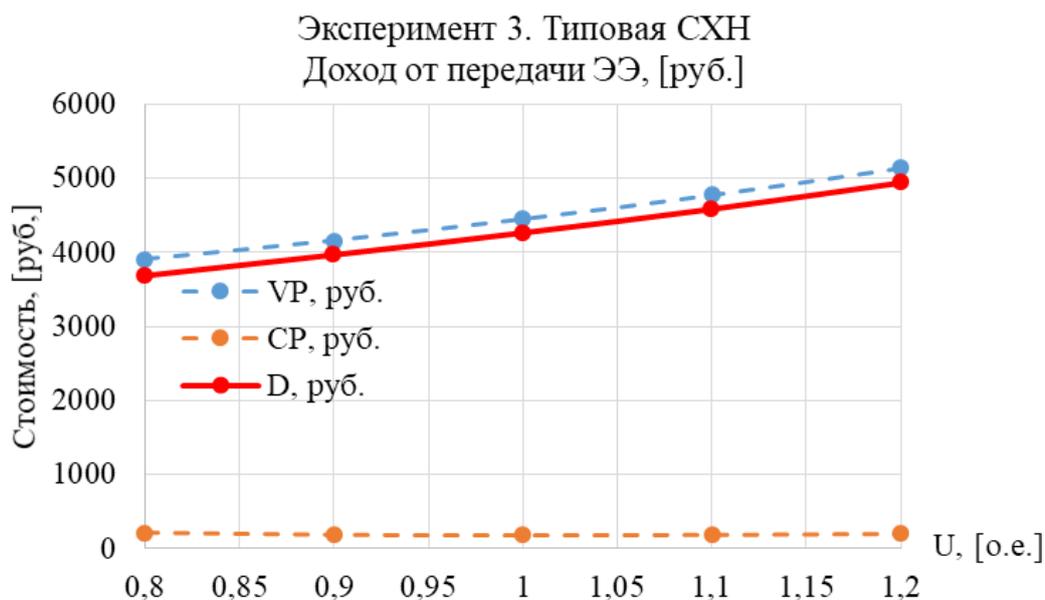


Рисунок 4.13 – Зависимости собственного дохода $D(U)$ от напряжения в сети.
Эксперимент 3. Типовая СХН №2 из ПК *RastrWIN3*

В таблице 4.2 и на рисунке 4.14 представлено процентное отношение стоимости затрат на оплату потерь к выручке за услуги по передаче электроэнергии для представленных расчётов. Как видно, при учете модели СХН соотношение затрат на потери к выручке за передачу с ростом напряжения стабилизируется при достижении $0,95 \cdot U$ ном и остается практически неизменным. Без учёта СХН ($P = const$) тенденция оказывается нисходящей.

Это обстоятельство обусловлено динамикой изменения потерь мощности и потоков в сети, которая может давать некорректное представление о происходящих процессах и об экономических показателях без учёта СХН.

Следует отметить, что в другой конфигурации сети соотношения могут быть распределены иным образом – в зависимости от типа нагрузки и схемно-режимной ситуации.

Таблица 4.2 – Отношение затрат на оплату потерь к выручке от услуг по передаче ЭЭ при различных уровнях напряжения и моделях СХН

$CP(U)/VP(U)$						
№ эксп-а	СХН	Убаз о.е.				
		0,8	0,9	1	1,1	1,2
1	Эксперимент	4,15%	3,97%	3,91%	3,91%	3,92%
2	$P = const$	6,10%	4,72%	3,86%	3,28%	2,88%
3	Типовая	5,11%	4,29%	3,89%	3,73%	3,70%

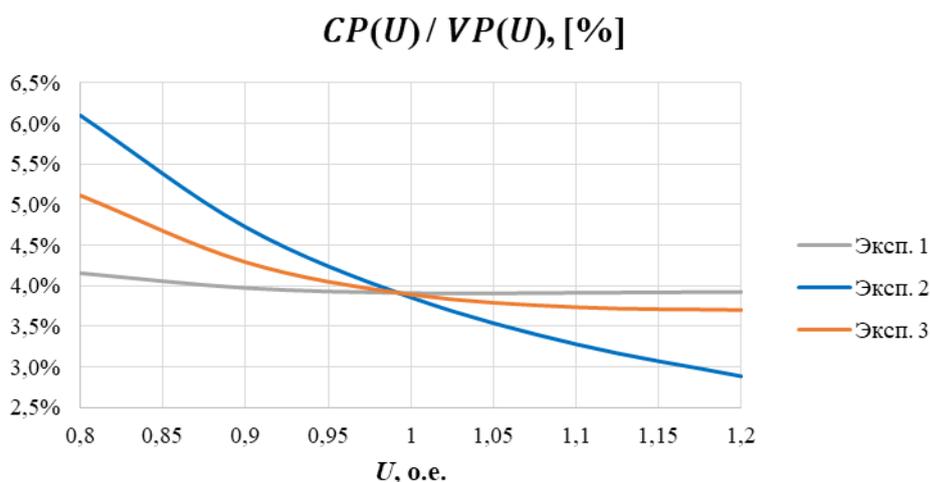


Рисунок 4.13 – График изменения отношения затрат на оплату потерь к выручке за услуги по передаче ЭЭ при различных уровнях напряжения и моделях СХН

На основании представленных сведений можно сделать вывод, что экономический эффект от регулирования (увеличения) напряжения, связан прежде всего с увеличением полезного отпуска и увеличением выручки за услуги по передаче электроэнергии, который во много раз превосходит эффект от увеличения (или снижения) потерь и их стоимости. Стоимость эксплуатации средств регулирования напряжения и величина штрафных санкций за нарушения качества напряжения весьма малы по сравнению с двумя основными компонентами целевой функции. При полном отсутствии регулирующего

эффекта нагрузки (константная мощность) увеличение напряжения приводит к снижению потерь, что также увеличивает доход от передачи. Чем больше РЭН, тем более ощутимым становится этот экономический эффект. Таким образом, увеличение напряжения в распределительной сети оказывает позитивное влияние на экономические показатели ЭСО при любом типе СХН.

4.4. Выводы по главе

1. Экономический эффект от регулирования напряжения при учете СХН для ЭСО связан прежде всего с увеличением полезного отпуска и увеличением выручки за услуги по передаче электроэнергии. Увеличение выручки во много раз превосходит изменение стоимости потерь и обеспечивает позитивный экономический эффект.

2. Регулировка напряжения при помощи РПН окупает себя даже при небольшом регулирующем эффекте нагрузки (РЭН). Опыты показывают, что при увеличении РЭН до 2 выгода от регулирования напряжения растёт кратно. Окупаемость регулировки напряжения (прибыль от регулировки покрывает цену нового РПН) составляет в среднем от полугода до двух лет.

3. Большие значения РЭН (более крутая СХН) дают больший экономический эффект, а неучёт СХН значительно искажает оценку экономического эффекта при регулировании напряжения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании проведенных исследований можно заключить следующее:

1. На основе обзора литературы была выявлена хорошая теоретическая проработка и практическая недооценка вопроса значимости влияния СХН по напряжению на полезный отпуск и потери мощности (электроэнергии). Такая ситуация обусловлена прежде всего методической сложностью получения и использования моделей СХН.

2. Разработан и апробирован на реальных данных метод идентификации коэффициентов СХН на основе использования приращений напряжений и соответствующих им приращений мощностей. Метод может быть адаптирован для получения коэффициентов СХН по данным пассивного эксперимента, где слабо выражен эффект влияния напряжения на уровень мощности.

3. Метод идентификации коэффициентов СХН, описанный в исследовании, предусматривает использование приращений мощности и напряжения, что позволяет отделить колебания мощности нагрузки по инициативе потребителя от колебаний мощности по причине изменения питающего напряжения.

4. Представлен подход экстраполяции результатов модели на уровни напряжения за диапазоном активного и пассивного экспериментов. Для исходного метода осуществляется включение в расчётную процедуру избыточных сведений о возможном физическом состоянии объекта – нулевых точек. Применение метода позволяет расширить рабочий диапазон напряжения модели СХН.

5. На тестовых и реальных схемах показано, что параметры СХН имеют чрезвычайно важное значение при расчете технических потерь. Погрешность расчета нагрузочных потерь может составлять десятки процентов при неучёте СХН. При техническом обосновании мероприятий по снижению

потерь без учета СХН возможно получение ошибочных результатов, когда потери в сети вместо снижения будут увеличиваться.

6. Наибольшее значение при расчете потерь и определении мероприятий по их снижению в распределительных сетях имеет регулирующие эффекты нагрузки. Если регулирующий эффект превышает 1, то абсолютные нагрузочные потери с ростом напряжения увеличиваются, если он меньше 1, то нагрузочные потери уменьшаются. В рамках проведенных активных экспериментов на объектах ПАО «Россети Урал» регулирующий эффект нагрузки на уровне трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ находился в пределах 1,2–2,3 по активной и в пределах 1,2–3,5 по реактивной мощности. Расчеты в исследуемой сети с экспериментальными СХН и без них показали различие в технических потерях на уровне 24,4 % при увеличении напряжения питающей подстанции на 10 %. Увеличение питающего напряжения на один процент увеличивает абсолютные нагрузочные потери в среднем на 2,07 % при экспериментальных СХН. Без учета СХН потери снижаются на 2,61 %

7. Экономический эффект от регулирования напряжения при учете СХН, связан прежде всего с увеличением полезного отпуска. Увеличение выручки за услуги по передаче электроэнергии по экономическому эффекту во много раз превосходит изменение (увеличение) стоимости потерь.

Направления дальнейших исследований:

В качестве перспективных, рассматриваются исследования зависимости энергопотребления от напряжения для различных интервалов времени; разработка методов оценки регулирующего эффекта нагрузки по энергии на основе обработки архивов автоматизированных систем учета электроэнергии.

СПИСОК ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ

АО	– Акционерное общество
АТС	– Администратор торговой системы оптового рынка
БСК	– Батарея статических конденсаторов
ВЛ	– Воздушная линия
ВН	– Высшее напряжение
ЕНЭС	– Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
КВЛ	– Кабельно-воздушная линия
КЛ	– Кабельная линия
КТП	– Комплектная трансформаторная подстанция
КУ	– Компенсирующее устройство
ЛЭП	– Линия электропередачи
НИОКР	– Научно-исследовательская и опытно-конструкторская работа
НИР	– Научно-исследовательская работа
НН	– Низшее напряжение
НТД	– Нормативно-техническая документация
ОАО	– Открытое акционерное общество
ООО	– Общество с ограниченной ответственностью
ПАО	– Публичное акционерное общество
ПК	– Программный комплекс
ПО	– Программное обеспечение
ПС	– Подстанция
ПЭР	– Параметры электрического режима
РП	– Распределительный пункт
РПН	– Регулирование под нагрузкой
РС	– Распределительная электрическая сеть
РУ	– Распределительное устройство
РЭН	– Регулирующий эффект нагрузки
СКРМ	– Средство компенсации реактивной мощности
СН	– Среднее напряжение
СО	– Системный оператор
СХН	– Статические характеристики нагрузки
ТИ	– Телеизмерения
ТП	– Трансформаторная подстанция
УР	– Установившийся режим
УУН	– Уравнения узловых напряжений
ФКУ	– Фильтрокомпенсирующее устройство
ЭСК	– Электросетевой комплекс
ЭСО	– Электросетевая организация
ЭЭ	– Электрическая энергия
ЭЭС	– Электроэнергетическая система

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Исмоилов С.Т. Регулирование напряжения на подстанциях распределительной электрической сети с контролем режима прилегающего района: диссертация кандидата технических наук: 05.14.02. Новосибирск: Новосиб. гос. техн. ун-т, 2014. 151 С.
2. Воронин В., Гаджиев М., Шамонов Р. Направления развития системы регулирования напряжения и реактивной мощности в ЕНЭС // Электроэнергия. Передача и распределение. 2012. № 2(11). С. 40–47.
3. Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 N 937 (ред. от 12.04.2024) «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».
4. Mithulananthan N. et al. Distribution System Voltage Regulation and Var Compensation for Different Static Load Models // Int. J. Electr. Eng. Educ. 2000. Vol. 37, № 4. P. 384–395.
5. Bakhshideh Zad B., Lobry J., Vallée F. Impacts of the model uncertainty on the voltage regulation problem of medium-voltage distribution systems // IET Gener. Transm. Distrib. 2018. Vol. 12, № 10. P. 2359–2368.
6. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е. Методические указания по учёту нагрузки при расчётах на ЭВМ устойчивости сложных энергосистем. Москва, 1983.
7. Приказ Министерства энергетики РФ от 3 августа 2018 г. N 630 "Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Методические указания по устойчивости энергосистем" (с изменениями и дополнениями).
8. Wadhwa D., Kumar A. Impact of Load Models and Load Growth on the Performance of Distribution System with SVR // 2014 International Conference on

Computational Intelligence and Communication Networks. Bhopal, India: IEEE, 2014. P. 1195–1203.

9. Гуревич Ю.Е., Хачатрян Э.А. Расчет статических характеристик крупных узлов нагрузки с использованием типовых параметров. Москва, 1980. 33 с.

10. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / Под ред. Л. А. Жукова. М.: Энергия, 1979.

11. Eminoglu U., Hocaoglu M.H., Yalcinoz T. Transmission Line Shunt and Series Compensation with Voltage Sensitive Loads // Int. J. Electr. Eng. Educ. 2009. Vol. 46, № 4. P. 354–369.

12. Lamberti F. et al. Modeling and experimental validation of residential cyclic loads // Int. J. Electr. Power Energy Syst. 2018. Vol. 98. P. 100–107.

13. Wadhwa D., Kumar A. Static Series Voltage Regulator in radial distribution system and impact of load growth and load models // 2014 Recent Advances in Engineering and Computational Sciences (RAECS). Chandigarh, India: IEEE, 2014. P. 1–8.

14. Идельчик В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем / Под ред. В.А. Веникова. М.: «Энергия», 1977. 192 с.

15. Герасименко А. А. Федин В. Т. Передача и распределение электрической энергии. Ростов-на-Дону: Феникс, 2008. Высшее образование – 715 с.

16. Маркушевич Н.С. Регулирование напряжения и экономия электроэнергии / Под ред. Ю.С. Железко. М.: «Энергоатомиздат», 1984. 104 с.

17. Буслов В.В. Разработка методики увеличения эффективности режимов работы электрических сетей с учетом современных статических характеристик нагрузки: диссертация кандидата технических наук: 05.14.02. Москва: МЭИ. ун-т, 2022. 106 С.

18. Чемборисова Н. Ш., Буслов В. В. Влияние статических характеристик нагрузки на режимные и обобщенные параметры схемы сети //

Актуальные направления научных исследований: перспективы развития: материалы Междунар. науч.-практ. конф. (Чебоксары, 23 апр. 2017 г.) / редкол.: О. Н. Широков [и др.]. — Чебоксары: ЦНС «Интерактив плюс», 2017. — С. 228–233.

19. Буслов В. В. Анализ изменения статических характеристик нагрузки с учетом внедрения энергосберегающих технологий [Текст] // Электроэнергетика глазами молодежи-2019: материалы юбилейной X Международной научно-технической конференции, 16-20 сентября 2019 г., 20 Иркутск – в 3 т. Т.1. – Иркутск: Иркутский национальный исследовательский технический университет, 2019. – С. 136-139.

20. Королев В.М. Ванин А.С. Гоенко Р.Ю. Тульский В.Н. Повышение эффективности регулирования напряжения в районных электрических сетях. // «ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ» № 5(74), сентябрь-октябрь 2022.

21. Zhao Y., Lu C. An Adaptive Coordinated Secondary Voltage Control with PMU Data // 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). Portland, OR: IEEE, 2018. P. 1–5.

22. Zhou J. et al. Comparison of Two Coordinated Control Strategies Designed for Unbalanced Microgrids in Low Voltage Distribution System // 2020 International Conference on Smart Grids and Energy Systems (SGES). Perth, Australia: IEEE, 2020. P. 379–384.

23. Zhao Y., Lu C. An Adaptive Coordinated Secondary Voltage Control with PMU Data // 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM). Portland, OR: IEEE, 2018. P. 1–5.

24. Zhou J. et al. Comparison of Two Coordinated Control Strategies Designed for Unbalanced Microgrids in Low Voltage Distribution System // 2020 International Conference on Smart Grids and Energy Systems (SGES). Perth, Australia: IEEE, 2020. P. 379–384.

25. Abdalla O.H., Ghany A.M.A., Fayek H.H. Coordinated PID secondary voltage control of a power system based on genetic algorithm // 2016 Eighteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON). Cairo, Egypt: IEEE, 2016. P. 214–219.
26. Tang M. et al. Coordinated voltage control strategy for hybrid multi-infeed HVDC systems // 2017 14th International Computer Conference on Wavelet Active Media Technology and Information Processing (ICCWAMTIP). Chengdu: IEEE, 2017. P. 289–292.
27. Grigoras G. et al. Identification of pilot nodes for secondary voltage control using K-means clustering algorithm // 2017 IEEE 26th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE). Edinburgh, United Kingdom: IEEE, 2017. P. 106–110.
28. Viana J.P. et al. Multiarea Secondary Voltage Regulation with Optimal Shunt Elements Coordinated Maneuvers // 2019 IEEE 4th Colombian Conference on Automatic Control (CCAC). Medellín, Colombia: IEEE, 2019. P. 1–6.
29. Abdalla O.H., Fayek H.H., Abdel Ghany A.G.M. Secondary and Tertiary Voltage Control of a Multi-Region Power System // *Electricity*. 2020. Vol. 1, № 1. P. 37–59.
30. Арзамасцев Д. А., Липес А. В., Скляр Ю. С. Моделирование нагрузок и определение интегральных характеристик режимов электрических систем. Т. 91. — Свердловск, 1971.
31. A. Arif, Z. Wang, J. Wang, B. Mather, H. Bashualdo and D. Zhao. Load Modeling – A Review. *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 5986 - 5999, Nov. 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2700436.
32. Modelling and Aggregation of Loads in Flexible Power Networks – CIGRE WG C4.605, Power system technical performance (C4), Technical Brochures, Reference: 566 - 2014.

33. A. J. Collin, I. Hernando-Gil, J. L. Acosta, and S. Z. Djokic, An 11 kV steady state residential aggregate load model. Part 1: Aggregation methodology. 2011 IEEE Trondheim PowerTech, 2011, pp. 1–8.
34. A. J. Collin, G. Tsagarakis, A. E. Kiprakis, and S. McLaughlin, Development of Low-Voltage Load Models for the Residential Load Sector. IEEE Trans. Power Syst., vol. 29, no. 5, pp. 2180–2188, Sep. 2014.
35. I. Dzafic, M. Glavic and S. Tesnjak. A component-based power system model-driven architecture. IEEE Trans. Power Syst., vol. 19, no. 4, pp. 2109-2110, Nov. 2004.
36. L. Zhu, X. Li, H. Ouyang, Y. Wang, W. Liu and K. Shao. Research on component-based approach load modeling based on energy management system and load control system. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Tianjin, 2012, pp. 1 -6.
37. EPRI Report Advanced Load Modeling – Entergy Pilot Study. — USA, feb.2004.
38. EPRI Report Load Modeling Using a Measurement Based Approach: Phase-2. – USA, 2007.
39. A. Gaikwad, P. Markham and P. Pourbeik. Implementation of the WECC Composite Load Model for utilities using the component-based modeling approach. IEEE/PES Transmission and Distribution Conf. and Expo., Dallas, TX, 2016, pp. 1 - 5.
40. Горбунова Л. М., Портной М. Г., Рабинович Р. С. Экспериментальные исследования режимов энергосистем / под ред. С. А. Совалова. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
41. K. N. Hasan, J. V. Milanovic, P. Turner, and V. Turnham. A step-by-step data processing guideline for load model development based on field measurements. 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, 2015, pp. 1–6.
42. X. Zhang, S. Grijalva, and M. J. Reno. A time-variant load model based on smart meter data mining. 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition, 2014, vol. 2014-Octob, no. October, pp. 1–5.

43. S.-H. Lee, S.-E. Son, S.-M. Lee, J.-M. Cho, K.-B. Song, and J.-W. Park. Kalman-Filter Based Static Load Modeling of Real Power System Using K-EMS Data. *J. Electr. Eng. Technol.*, vol. 7, no. 3, pp. 304–311, May 2012.
44. Visconti, Igor. A Load Modeling Methodology for Steady State and Dynamic Simulations. 2020. <https://doi.org/10.17771/PUCRio.acad.48217>.
45. B.-K. Choi, H. D. Chiang, Y. Li, Y. T. Chen, D. H. Huang, and M. G. Lauby. Development of Composite Load Models of Power Systems using On-line Measurement Data. *J. Electr. Eng. Technol.*, vol. 1, no. 2, pp. 161–169, Jun. 2006.
46. Mulugeta W. Asres, Awet A. Girmay, Christian Camarda, Gebremichael T. Tesfamariam, Non-intrusive Load Composition Estimation from Aggregate ZIP Load Models using Machine Learning, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 105, 2019, Pages 191-200, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.08.016>.
47. H. Renmu, Ma Jin and D. J. Hill, "Composite load modeling via measurement approach," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 663-672, May 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.873130.
48. A. Maitra, A. Gaikwad, P. Pourbeik and D. Brooks. Load model parameter derivation using an automated algorithm and measured data. 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pittsburgh, PA, USA, 2008, pp. 1-7, doi: 10.1109/PES.2008.4596333.
49. K. Yamashita, M. Asada and K. Yoshimura. A development of dynamic load model parameter derivation method. 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, Canada, 2009, pp. 1-8, doi: 10.1109/PES.2009.5275472.
50. V., V., Chakrabarti, S. and Srivastava, S.C. (2015), Power system load modelling under large and small disturbances using phasor measurement units data. *IET Gener. Transm. Distrib.*, 9: 1316-1323. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2014.0640>.
51. IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance Load representation for dynamic performance analysis of power systems // IEEE

Transactions on Power Systems. – 1993. – May. – vol. 8, № 2. – pp. 472 – 482. –DOI: 10.1109/59.260837.

52. Bibliography on load models for power flow and dynamic performance simulation // IEEE Transactions on Power Systems. – 1995. – Feb. – vol. 10, № 1. – pp. 523–538. – DOI: 10.1109/59.373979.

53. Load modeling for power flow and transient stability computer studies / W. W. Price // IEEE Transactions on Power Systems. – 1988. – Feb — vol. 3, № 1. – pp. 180–187. – DOI: 10.1109/59.43196.

54. Milano F. Power system modelling and scripting. vol. XLVI, 558. – Springer Verlag Berlin Heidelberg, 2010, doi: 10.1007/978-3-642-13669-6.

55. Taylor C. W. Power system voltage stability. – McGraw-Hill Ryerson, Limited, 1994.

56. Bokhari A. et al. Experimental Determination of the ZIP Coefficients for Modern Residential, Commercial, and Industrial Loads // IEEE Trans. Power Deliv. 2014. Vol. 29, № 3. P. 1372–1381.

57. CIGRE Task Force Load Modelling and Dynamics // Electra. – 1990. May. – № 130. – pp. 123—141.

58. Standard load models for power flow and dynamic performance simulation // IEEE Transactions on Power Systems. – 1995. – Aug. – vol. 10, № 3. – pp. 1302–1313. – doi: 10.1109/59.466523.

59. Leinakse M, Kilter J. Exponential to ZIP and ZIP to exponential load model conversion: Methods and error. IET Gener Transm Distrib. 2021; 15: 177–193. <https://doi.org/10.1049/gtd2.12002>.

60. Z. Wang, J. Wang. Review on Implementation and Assessment of Conservation Voltage Reduction. IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 29, No. 3, May 2014.

61. I. F. Visconti, D. A. Lima and J. V. Milanović. Comprehensive analysis of Conservation Voltage Reduction: A real case study. 2019 IEEE Milan PowerTech, Milan, Italy, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2019.8810518.

62. T. Vinnal, L. Kutt and H. Kalda. Analysis of power consumption and losses in relation to supply voltage levels. 2008 Power Quality and Supply Reliability Conference, Parnu, Estonia, 2008, pp. 23-28, doi: 10.1109/PQ.2008.4653732.

63. Нигаматуллин Р.М., Газизова О.В., Малафеев А.В. Исследование влияния регулирующего эффекта нагрузки на уровень напряжения питающей подстанции с учётом мощности короткого замыкания энергосистемы // Электротехнические системы и комплексы. 2020. № 2(47). С. 19–25. URL: [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2020-2\(47\)-19-25](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2020-2(47)-19-25).

64. Малафеев А.В., Ефимов С.А., Зайцева Ю.Ю. Влияние регулирующего эффекта нагрузки промышленного предприятия на параметры установившегося режима // Материалы 65-й науч.-техн. конф. по итогам научно-исследовательских работ за 2006–2007 гг.: сб. докл. Т.2. Магнитогорск: ГОУ ВПО «МГТУ», 2007. С. 32–34.

65. Нигаматуллин Р.М. Расчёт доли регулирующего эффекта нагрузки в отклонении напряжения на распределительной шине // Вестник Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова. 2020. Т.18. №4. С. 65–70. <https://doi.org/10.18503/1995-2732-2020-18-4-65-70>

66. L. M. Korunović, J. V. Milanović, S. Z. Djokic, K. Yamashita, S. M. Villanueva and S. Sterpu. Recommended Parameter Values and Ranges of Most Frequently Used Static Load Models. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 6, pp. 5923-5934, Nov. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2834725.

67. Eminoglu U., Hocaoglu M.H., Yalcinoz T. Transmission Line Shunt and Series Compensation with Voltage Sensitive Loads // Int. J. Electr. Eng. Educ. 2009. Vol. 46, № 4. P. 354–369.

68. Sasidharan N. et al. An approach for an efficient hybrid AC/DC solar powered Homegrid system based on the load characteristics of home appliances // Energy Build. 2015. Vol. 108. P. 23–35.

69. Bircan M. et al. Experimental determination of ZIP coefficients for residential appliances and ZIP model based appliance identification: The case of YTU Smart Home // *Electr. Power Syst. Res.* 2020. Vol. 179. P. 106070.
70. Miranian, Arash; Rouzbehi, Kumars. (2013). Nonlinear Power System Load Identification Using Local Model Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 2872–2881. doi:10.1109/TPWRS.2012.2234142.
71. A. Keyhani, W. Lu, and G. T. Heydt, "Composite neural network load models for power system stability analysis," in *Power Systems Conference and Exposition*, 2004. IEEE PES, 2004, vol. 2, pp. 1159-1163, doi:[10.1109/PSCE.2004.1397702](https://doi.org/10.1109/PSCE.2004.1397702).
72. I. R. Navarro. «Dynamic power system load – estimation of parameters from operational data», Ph.D. dissertation, Dept. Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund Univ., Lund, Sweden, 2005.
73. Y. Zhu and J. V. Milanovic, Automatic identification of power system load models based on field measurements, *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 33, no. 3, pp. 3162-3171, May 2018, doi:10.1109/TPWRS.2017.2763752.
74. Вапник В. Н. Восстановление зависимостей по эмпирическим данным. М.: Наука, 1979.
75. Korunovic, L. M.; Stojanovic, D. P.; Milanovic, J. V. (2008). Identification of static load characteristics based on measurements in medium-voltage distribution network, 2(2), pp. 227-234. doi:10.1049/iet-gtd:20070091.
76. Дзюба М. А., Тарасенко В. В., Коржов А. В. "Метод определения статических характеристик нагрузки по напряжению с учетом ограничений по режимным параметрам и электробезопасности активного эксперимента" *Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика*, vol. 18, no. 2, 2018, pp. 28-35.
77. Определение статических характеристик мощности нагрузок узлов сети на основе активного эксперимента / В.Ф. Кравченко, В.И. Нагай, И.Ф. Бураков, Б.П. Золоев // *Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский*

регион. Серия: Технические науки. 2015. № 1 (182). С. 54–59. DOI: 10.17213/0321-2653-2015-1-54-59.

78. Chiang, H.D., Wang, J.C., Huang, C.-T., Chen, Y.T., and Huang, C.H. Development of a dynamic ZIP-motor load model from on-line field measurements, *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 1997, 19, (7), pp. 459–468.

79. Тавлинцев А.С., Суворов А.А. Статистически равновесные состояния нагрузки в задаче идентификации статических характеристик нагрузки // Вестник ЮжноУральского государственного университета. Сер. Энергетика. 2017. Т. 17. № 2. С. 23-28. doi: 10.14529/power170203.

80. Тавлинцев А.С. Развитие методов идентификации статических характеристик комплексного узла нагрузки: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.14.02 / А. С. Тавлинцев. — Екатеринбург, 2018. — 172 с.

81. Pankratov, Aleksey V.; Batseva, Natalia L.; Polyakova, Ekaterina S.; Tavlintsev, Alexander S.; Lapatin, Ivan L.; Lipnitskiy, Ilya Y. 2019 International Siberian Conference on Control and Communications (SIBCON) - Application of Expectation Maximization Algorithm for Measurement-based Power System Load Modeling, 1–5. doi:10.1109/SIBCON.2019.8729610.

82. A. Kovaleva, A. Tavlintsev, S. E. Lyukhanov, Gusev, I. Zicmane and L. Petrichenko, "Evaluation of static characteristic coefficients basing on field test data" 2020 IEEE 61th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), Riga, Latvia, 2020, pp. 1-5, doi: 10.1109/RTUCON51174.2020.9316478.

83. Tushar, S. Pandey, A. K. Srivastava, P. Markham and M. Patel, "Online Estimation of Steady-State Load Models Considering Data Anomalies," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 54, no. 1, pp. 712- 721, Jan.-Feb. 2018, doi: 10.1109/TIA.2017.2753719.

84. X. Tang, K. N. Hasan, J. V. Milanović, K. Bailey and S. J. Stott, "Estimation and Validation of Characteristic Load Profile Through Smart Grid Trials

in a Medium Voltage Distribution Network," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 2, pp. 1848-1859, March 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2740563.

85. Leinakse, Madis; Kiristaja, Hendrik; Kilter, Jako. 2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe) - Identification of Intra-Day Variations of Static Load Characteristics Based on Measurements in High-Voltage Transmission Network. 2018. 1–6 pp. doi:10.1109/ISGTEurope.2018.8571712

86. Leinakse, M. (2022). Estimation and Conversion of Static Load Models of Aggregated Transmission System Loads [TalTech Press]. <https://doi.org/10.23658/taltech.3/2022>.

87. Определение статических характеристик нагрузки по напряжению в электрических сетях с комплексной нагрузкой / А. Ю. Мурзин, А. А. Шульпин, О. А. Бушуева [и др.] // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2014. – № 6. – С. 22-30. – EDN TEJAVB.

88. Расчет технических потерь электрической энергии в распределительных электрических сетях с учетом статических характеристик нагрузки / Банных П.Ю., Бартоломей П.И., Бураков Г.Е., Валиев Р.Т., Люханов Е.А., Паздерин А.В., Рябушев В.А., Шелюг С.Н. // «ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. ПЕРЕДАЧА И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ» № 3(84), май-июнь 2024.

89. Мышлянников, Д. А. Идентификация статических характеристик узлов нагрузки электрической сети по напряжению в переходных процессах / Д. А. Мышлянников, А. Г. Фишов // Электроэнергетика глазами молодежи - 2016 : Материалы VII Международной молодёжной научно-технической конференции. В 3 т., Казань, 19–23 сентября 2016 года. Том 2. – Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2016. – С. 331-334. – EDN JVMJNC.

90. Воротницкий В.Э., Калинкина М.А. Расчёт, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. Учебно-методическое пособие. 3-е стереотип. Изд. – М.: ИПКГосслужбы, 2003. – 64 с.

91. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. N 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям».

92. Фурсанов М.И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. – Мн.: УВИЦ при УП «Белэнергосбережение», 2005.

93. Воротницкий В.Э., Снижение потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях. Сравнительный анализ зарубежного и отечественного опыта: монография / В. Э. Воротницкий, А. В. Могиленко; под редакцией В. Э. Воротницкого. — Москва, Вологда: Инфра-Инженерия, 2023. — 308 с.

94. Железко Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. М.: НУ ЭНАС, 2002. 280с.

95. Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов. М.: Энергоатомиздат, 1989. 176с.

96. Gulakhmadov, A.; Asanova, S.; Asanova, D.; Lyukhanov, E.; Safaraliev, M.; Tavlintsev, A.; Semenenko, S.; Odinaev, I. Power Flows and Losses Calculation in Radial Networks by Representing the Network Topology in the Hierarchical Structure Form. *Energies* 2022, 15, 765. <https://doi.org/10.3390/en15030765>.

97. Asanova, S.M., Safaraliev, M.K., Askarbek, N., Lyukhanov, E.A., Semenenko, I., Aktaev, E.T., Kovaleva, A.A., Staymova, E.D. Calculation of power losses at given loads and source voltage in radial networks of 35 kV and above by hierarchical-multilevel structured topology representation. *Przegląd Elektrotechniczny*, Volume 97, Issue 7, 2021, Pages 13-18. doi: 10.15199/48.2021.07.03.

98. Asanov, M., Asanova, S., Lyukhanov, E., Safaraliev, M., Tavlintsev, A., Shelyug, S. Elementwise power losses calculation in complex distribution power

networks represented by hierarchical-multilevel topology structure. *Przeglad Elektrotechniczny*, Volume 97, Issue 11, 2021, Pages 106-110. doi: 10.15199/48.2021.11.19.

99. Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах: монография / Б. И. Аюев [и др.]; под ред. П. И. Бартоломея. – М.: Флинта, 2008.

100. ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения, принят Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол № 55 П от 13 марта 2013 г.).

101. Программный комплекс "RastrWin3". Руководство пользователя. / В.Неуймин [и др.]. — Филиал ОАО «НИИПТ» «Системы управления энергией», 2015.

102. Многоуровневый интегрированный комплекс программ РТП для расчетов и нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях ОАО «Мосэнерго».

103. Кучумов Л., Кузнецов А. Зависимость нагрузки и потерь напряжения от напряжения, *Новости электротехники. Энергосберегающее регулирование напряжения в узлах нагрузки*, 2018, №2, 5, С.48-53.

104. Kuchumov L. The Estimation and Optimization Algorithms of Electric Regimes in Power Loads Power on Voltage Dependence // *The 3rd International Conference Electric Power Quality and Supply Reliability*. Haapsalu, Estonia, 2002, 321 p.

105. Toomas Vinnal, Lauri Kutt, Heliut Kalda. Analysis of Power Consumption and Losses in Relation to Supply Voltage Levels // *The 6th International Conference Power Quality and Supply Reliability*. Parnu, Estonia, 2008, 242 p.

106. Кочнев Н.В. Энергоэффективное регулирование напряжения в узлах нагрузки // *Инновационная наука*. 2022. №1-2.

107. Арзамасцев, Д.А. Модели оптимизации развития энергосистем: учебник для вузов / Д.А. Арзамасцев, А.В. Липес, А.Л. Мызин. - М.: Высшая школа, 1987. - 272 с.

108. Горнштейн, В.М. Методы оптимизации режимов энергосистем / В.М. Горнштейн, Б.П. Мирошниченко, А.В. Пономарев и др.; под ред. В.М. Горнштейна. - М.: Энергия, 1981. - 336 с.

109. Варганова А.В. О методах оптимизации режимов работы электроэнергетических систем и сетей // Вестник ЮУрГУ Серия «Энергетика». 2017. Vol. 17, № 3. P. 76–85.

110. Кучумов Л., Кузнецов А. Зависимость нагрузки и потерь напряжения от напряжения, Новости электротехники. Энергосберегающее регулирование напряжения в узлах нагрузки, 2018, №2, 5, С.48-53.

111. Некоммерческое партнерство «Совет Рынка» [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <https://www.np-sr.ru/ru/activity/prognozy-sen/stup/index.htm> [дата обращения 01.03.2024]

112. Гвоздев Д. Б. Повышение эффективности систем управления электротехническими комплексами мегаполисов в условиях их цифровой трансформации: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук по специальности 2.4.2 – Электротехнические комплексы и системы, Москва - 2024.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. СХН единичных электроприёмников и узлов нагрузки в распределительной электрической сети

Таблица А.1 – Обобщённые СХН бытовых потребителей

Потребитель	Источник	$P = f(U)$, акт. мощность			$PЭН$ K_P^U	$Q = f(U)$, реакт. мощность			$PЭН$ K_Q^U
		$a0 (P)$	$a1 (I)$	$a2 (Z)$		$b0 (Q)$	$b1 (I)$	$b2 (Z)$	
Асинхронные двигатели бытовых приборов	[69]	0,72	0,43	-0,15	0,43	1,15	-1,70	1,55	1,15
Водонагреватель/ Котел	[68]	0,50	-0,80	1,40	2,00	0,80	0,10	0,10	0,30
Нерегулируемые бытовые нагреватели	[68]	0	0	1,0	2,0	0	0	0	0
Электронагреватели	[69]	0,40	0,05	0,55	1,15	0,50	-0,90	1,40	1,90
Кондиционер воздуха	[69]	1,570	-2,120	1,550	0,98	1,580	-2,140	1,560	0,98
Кондиционер воздуха	[68]	0,116	0,442	0,442	1,326	-0,304	0,090	1,215	2,52
Лампа накаливания	[69]	-0,080	0,590	0,490	1,57	0,570	-1,770	2,200	2,63
Лампа накаливания	[68]	-0,202	0,406	0,796	1,998	0,322	0,365	0,313	0,991
Люминесцентная лампа	[68]	-0,242	-0,795	2,037	3,279	-0,125	0,488	0,638	1,764
Светодиодная лампа	[69]	1,970	-1,700	0,730	-0,24	1,890	-1,410	0,520	-0,37
Светодиодная лампа	[68]	1,053	0,500	-0,553	-0,606	0,117	0,909	-0,026	0,857
Зарядное устройство аккумулятора	[68]	-4,556	3,378	2,177	7,732	-1,237	1,022	1,215	3,452
Тостер	[69]	-0,030	0,090	0,940	1,97	-0,170	0,560	0,610	1,78
Тостер	[68]	-0,850	0,349	1,501	3,351	0,467	1,033	-0,500	0,033
Кофеварка	[69]	0,010	-0,020	1,010	2,00	0,010	-0,040	1,030	2,02
Компьютер	[68]	-1,224	0,799	1,425	3,649	-1,841	1,773	1,068	3,909
Кулер	[68]	-0,221	0,354	0,867	2,088	-0,092	-0,888	1,980	3,072
Посудомоечная машина	[69]	0,000	0,110	0,890	1,89	-2,540	6,290	-2,750	0,79
Индукционная варочная поверхность	[68]	0,655	0,311	0,034	0,379	-2,593	3,093	0,500	4,093
Утюг	[69]	0,000	0,010	0,990	1,99	1,940	-4,860	3,920	2,98
Утюг	[68]	-2,527	1,977	1,550	5,077	-0,527	0,173	1,354	2,881
Чайник	[69]	-0,020	0,070	0,950	1,97	-0,310	1,020	0,290	1,600
Зарядное устройство ноутбука	[68]	0,055	0,051	0,895	1,841	-0,412	1,032	0,381	1,794
Микроволновая печь	[69]	-0,600	0,600	1,000	2,6	-1,020	2,020	0,000	2,02
Микроволновая печь	[68]	-1,015	0,499	1,516	3,531	-2,869	1,872	1,997	5,866
Миксер	[68]	-1,135	1,006	1,129	3,264	-0,988	2,988	-1,000	0,988
Духовая печь	[69]	-0,090	0,220	0,870	1,96	-0,090	0,220	0,870	1,96
Рисоварка	[68]	-2,214	1,331	1,883	5,097	-1,494	1,525	0,969	3,463
Устройство бесперебойного питания	[68]	-2,621	1,696	1,925	5,546	-0,403	0,973	0,430	1,833
Пылесос	[69]	-0,040	0,220	0,820	1,86	2,380	-7,330	5,950	4,57
Стиральная машина	[69]	-0,120	0,340	0,780	1,9	-2,220	5,510	-2,290	0,93
LCD-Телевизор	[69]	0,950	0,450	-0,400	-0,35	1,940	-4,860	3,920	2,98
Телевизор	[68]	-0,055	0,484	0,571	1,626	-2,445	1,233	2,212	5,657
Персональный компьютер	[69]	0,180	1,140	-0,320	0,500	1,570	-2,130	1,560	0,990
Вентилятор	[69]	0,090	-2,640	2,740	2,840	-0,170	-0,020	1,190	2,360
Вентилятор	[68]	-0,860	1,277	0,583	2,443	-3,195	2,506	1,688	5,882
Холодильник	[69]	1,530	-1,570	1,040	0,510	3,870	-8,560	5,690	2,820
Холодильник	[68]	0,539	-0,297	0,758	1,219	-1,412	1,412	1,000	3,412

Таблица А.2 – Результирующие коэффициенты СХН по данным экспериментов

Объект	Модель	$P = f(U)$			$Q = f(U)$		
		$a0 (P)$	$a1 (I)$	$a2 (Z)$	$a0 (Q)$	$a1 (I)$	$a2 (Z)$
ПС 110 кВ Диорит 1СШ 10 кВ							
ПС 110 кВ Диорит 1СШ 10 кВ фид. Зеленый лог	<i>ZIP модель</i>	1,227	-2,185	1,958	6,605	-18,27	12,666
	<i>ZIP модель (с нул. т.)</i>	0,141	-0,001	0,861	5,711	-16,48	11,769
	<i>Линейная модель</i>	-0,710	1,710		-5,990	6,990	
	<i>Линейная модель (с нул. т.)</i>	-0,197	1,197		-3,893	4,893	
СТП-5457 Золотой км	<i>ZIP модель</i>	-2,338	4,893	-1,555	-1,408	2,762	-0,355
	<i>ZIP модель (с нул. т.)</i>	0,020	0,001	0,978	2,309	-4,602	3,293
	<i>Линейная модель</i>	-0,891	1,891		-1,080	2,080	
	<i>Линейная модель (с нул. т.)</i>	-0,260	1,260		0,006	0,994	
ТП-5149 Раскуиха	<i>ZIP модель</i>	0,598	-1,050	1,452	0,513	-3,033	3,520
	<i>ZIP модель (с нул. т.)</i>	0,092	0,000	0,908	3,446	-8,641	6,194
	<i>Линейная модель</i>	-0,750	1,750		-2,817	3,817	
	<i>Линейная модель (с нул. т.)</i>	0,000	1,000		-1,393	2,393	
ТП-5424 Урочище Ельничное	<i>ZIP модель</i>	2,907	-5,161	3,255	-0,926	0,303	1,623
	<i>ZIP модель (с нул. т.)</i>	0,274	-0,001	0,727	3,299	-8,057	5,758
	<i>Линейная модель</i>	-0,481	1,481		-2,584	3,584	
	<i>Линейная модель (с нул. т.)</i>	0,074	0,926		-1,048	2,048	
ПС 110 кВ Диорит 2СШ 10 кВ фид. Косой Брод	<i>ZIP модель</i>	0,478	-0,970	1,493	3,363	-6,723	4,359
	<i>ZIP модель (с нул. т.)</i>	0,001	-0,003	1,002	2,367	-4,691	3,324
	<i>Линейная модель</i>	-0,971	1,971		-0,793	1,793	
	<i>Линейная модель (с нул. т.)</i>	-0,549	1,549		-0,457	1,457	
ТП-5463 Преображение	<i>ZIP модель</i>	-1,135	2,170	-0,035	1,632	-2,733	2,101
	<i>ZIP модель (с нул. т.)</i>	-0,081	0,009	1,072	1,469	-2,035	1,567
	<i>Линейная модель</i>	-1,101	2,101		-0,321	1,321	
	<i>Линейная модель (с нул. т.)</i>	-0,617	1,617		0,114	0,886	
КТП-5462 Чусовая	<i>ZIP модель</i>	0,248	-0,856	1,609	3,889	-9,457	6,568
	<i>ZIP модель (с нул. т.)</i>	-0,381	-0,049	1,431	3,426	-8,487	6,060
	<i>Линейная модель</i>	-1,281	2,281		-2,072	3,072	
	<i>Линейная модель (с нул. т.)</i>	-1,175	2,175		-0,536	1,536	
ТП 5252 Столярный цех	<i>ZIP модель</i>	0,246	-0,093	0,847	5,263	-	8,240
	<i>ZIP модель (с нул. т.)</i>	0,202	0,000	0,798	3,622	-9,055	6,433
	<i>Линейная модель</i>	-0,523	1,523		-2,148	3,148	
	<i>Линейная модель (с нул. т.)</i>	-0,172	1,172		-1,361	2,361	

продолжение Таблицы А.2

Объект	Модель	$P = f(U)$			$Q = f(U)$		
		$a0 (P)$	$a1 (I)$	$a2 (Z)$	$a0 (Q)$	$a1 (I)$	$a2 (Z)$
ПС 110 кВ Михайловская							
ПС 110 кВ Михайловская 4С 6 кВ фид. Город-1	<i>ZIP модель</i>	0,363	-0,542	1,178	6,344	15,082	9,738
	<i>ZIP модель (с нул. т.)</i>	0,096	0,007	0,896	3,599	-9,160	6,561
	<i>Линейная модель</i>	-0,755	1,755		-3,031	4,031	
	<i>Линейная модель (с нул. т.)</i>	-0,334	1,334		-1,454	2,454	
ПС 110 кВ Михайловская 3С 6 кВ фид. Совхоз	<i>ZIP модель</i>	1,025	-1,792	1,767	2,709	-7,841	6,133
	<i>ZIP модель (с нул. т.)</i>	0,126	-0,003	0,877	4,299	-11,39	8,092
	<i>Линейная модель</i>	-0,697	1,697		-3,164	4,164	
	<i>Линейная модель (с нул. т.)</i>	-0,299	1,299		-2,462	3,462	
КТП-3141 Гараж ОЦМ	<i>ZIP модель</i>	0,440	-0,302	0,862	0,405	-2,174	2,769
	<i>ZIP модель (с нул. т.)</i>	0,136	-0,019	0,883	3,181	-7,662	5,481
	<i>Линейная модель</i>	-0,434	1,434		-2,423	3,423	
	<i>Линейная модель (с нул. т.)</i>	-0,329	1,329		-1,445	2,445	
ТП-3155 Рынок	<i>ZIP модель</i>	0,346	0,058	0,596	2,198	-3,469	2,271
	<i>ZIP модель (с нул. т.)</i>	0,376	0,000	0,624	1,625	-2,250	1,625
	<i>Линейная модель</i>	-0,285	1,285		-0,094	1,094	
	<i>Линейная модель (с нул. т.)</i>	0,036	0,964		0,180	0,820	
ПС 110 кВ Звездная 1С 10 кВ Ввод 10 кВ Т-1	<i>ZIP модель</i>	0,285	-0,506	1,221	0,389	-7,655	8,266
	<i>ZIP модель (с нул. т.)</i>	0,053	-0,008	0,955	6,563	-19,43	13,875
	<i>Линейная модель</i>	-0,943	1,943		-8,088	9,088	
	<i>Линейная модель (с нул. т.)</i>	-0,377	1,377		-4,204	5,204	
ПС 110 кВ Звездная 1С 10 кВ фид. Карьер-3	<i>ZIP модель</i>	0,800	-1,372	1,573	2,529	-8,819	7,289
	<i>ZIP модель (с нул. т.)</i>	0,121	-0,007	0,886	4,033	10,576	7,543
	<i>Линейная модель</i>	-0,782	1,782		-4,851	5,851	
	<i>Линейная модель (с нул. т.)</i>	-0,229	1,229		-1,916	2,916	
КТП-3037 Дружбы	<i>ZIP модель</i>	0,122	-0,186	1,064	4,704	-10,19	6,490
	<i>ZIP модель (с нул. т.)</i>	0,076	-0,001	0,925	3,081	-7,420	5,339
	<i>Линейная модель</i>	-0,903	1,903		-1,549	2,549	
	<i>Линейная модель (с нул. т.)</i>	-0,271	1,271		-1,100	2,100	
ТП-3075 Посёлок	<i>ZIP модель</i>	0,517	-1,183	1,666	1,119	-2,099	1,980
	<i>ZIP модель (с нул. т.)</i>	0,097	-0,002	0,906	2,400	-4,935	3,536
	<i>Линейная модель</i>	-0,988	1,988		-0,660	1,660	
	<i>Линейная модель (с нул. т.)</i>	-0,189	1,189		-0,119	1,119	
ТП-3021 Посёлок-1	<i>ZIP модель</i>	1,161	-2,088	1,927	6,616	-13,37	7,762
	<i>ZIP модель (с нул. т.)</i>	0,111	-0,002	0,891	2,692	-5,998	4,306
	<i>Линейная модель</i>	-0,790	1,790		-1,182	2,182	
	<i>Линейная модель (с нул. т.)</i>	-0,253	1,253		-0,796	1,796	

Таблица А.3 – Значения РЭН СХН по данным экспериментов без учёта / с учётом нулевых точек

Объект	R_{ρ}^U	R_Q^U
ПС 110 кВ Диорит 1СШ 10 кВ		
ПС 110 кВ Диорит 1СШ 10 кВ фид. Зеленый лог	1,710 / 1,197	6,990 / 4,893
СТП-5457 Золотой км	1,891 / 1,260	2,080 / 0,994
ТП-5149 Раскуиха	1,750 / 1,000	3,817 / 2,393
ТП-5424 Урочище Ельничное	1,481 / 0,926	3,584 / 2,048
Среднее (ПС 110 кВ Диорит 1СШ 10 кВ):	1,71 / 1,095	4,12 / 2,58
ПС 110 кВ Диорит 2СШ 10 кВ		
ПС 110 кВ Диорит 2СШ 10 кВ фид. Косой Брод	1,971 / 1,549	1,793 / 1,457
ТП-5463 Преображение	2,101 / 1,617	1,321 / 0,886
КТП-5462 Чусовая	2,281 / 2,175	3,072 / 1,536
ТП 5252 Столярный цех	1,523 / 1,172	3,148 / 2,361
Среднее (ПС 110 кВ Диорит 2СШ 10 кВ):	1,97 / 1,63	2,33 / 1,56
ПС 110 кВ Михайловская		
ПС 110 кВ Михайловская 4С 6 кВ фид. Город-1	1,755 / 1,334	4,031 / 2,454
ПС 110 кВ Михайловская 3С 6 кВ фид. Совхоз	1,697 / 1,299	4,164 / 3,462
КТП-3141 Гараж ОЦМ	1,434 / 1,329	3,423 / 2,445
ТП-3155 Рынок	1,285 / 0,964	1,094 / 0,820
Среднее (ПС 110 кВ Михайловская):	1,54 / 1,23	3,18 / 2,29
ПС 110 кВ Звездная		
ПС 110 кВ Звездная 1С 10 кВ Ввод 10 кВ Т-1	1,943 / 1,377	9,088 / 5,204
ПС 110 кВ Звездная 1С 10 кВ фид. Карьер-3	1,782 / 1,229	5,851 / 2,916
КТП-3037 Дружбы	1,903 / 1,271	2,549 / 2,100
ТП-3075 Посёлок	1,988 / 1,189	1,660 / 1,119
ТП-3021 Посёлок-1	1,790 / 1,253	2,182 / 1,796
Среднее (ПС 110 кВ Звездная):	1,881 / 1,27	4,266 / 2,68
Среднее:	1,78 / 1,31	3,52 / 2,28