

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II»

На правах рукописи

Скамьин Александр Николаевич



РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ И НОРМАЛИЗАЦИИ
НЕСИНУСОИДАЛЬНОСТИ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ В СИСТЕМАХ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ С УЧЕТОМ ДОЛЕВЫХ ВКЛАДОВ
ИСТОЧНИКОВ ИСКАЖЕНИЙ

Специальность 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени
доктора технических наук

Научный консультант:
доктор технических наук, профессор
Шклярский Я.Э.

Санкт-Петербург – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
ГЛАВА 1 НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В УЗЛАХ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, СОДЕРЖАЩИХ НЕЛИНЕЙНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ	20
1.1 Общая характеристика проблемы обеспечения качества электроэнергии в современных системах электроснабжения предприятий с распределенными нелинейными электрическими нагрузками	20
1.2 Экспериментальное исследование уровней искажений в напряжении и токе в электротехнических комплексах промышленных предприятий	26
1.3 Анализ процесса возникновения гармонических искажений в напряжении и в токе.....	32
1.4 Задача расчета и моделирования электротехнических комплексов предприятий при наличии внешних источников искажений	35
1.5 Анализ и систематизация методов определения долевых вкладов источников искажений.....	45
1.6 Проблемы применения устройств компенсации гармоник при наличии внешних искажений в напряжении питающей сети	50
1.7 Научно-технические задачи при повышении качества электроэнергии на основе выявления долевых вкладов источников искажений и компенсации их влияния на потребителей	55
1.8 Выводы по Главе 1	58
ГЛАВА 2 ПРИНЦИПЫ ОЦЕНКИ УРОВНЕЙ ВЫСШИХ ГАРМОНИК В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ПРИ НАЛИЧИИ ВНЕШНИХ И ВНУТРЕННИХ ИСТОЧНИКОВ ИСКАЖЕНИЙ	60
2.1 Экспериментальное определение параметров асинхронного двигателя на частотах высших гармоник.....	61
2.2 Экспериментальное исследование параметров высших гармоник, генерируемых различными типами нелинейных электрических нагрузок	63

2.3	Выявление параметров эквивалентной нелинейной электрической нагрузки .	71
2.4	Оценка гармонического сопротивления сети на основе генерации нехарактерных высших гармоник	79
2.5	Экспериментальные исследования гармонического сопротивления сети в зависимости от параметров нелинейной нагрузки.....	88
2.6	Алгоритм определения гармонического сопротивления сети	97
2.7	Разработка метода оценки уровней высших гармоник в системе электроснабжения при наличии внешних и внутренних источников искажений	105
2.8	Выводы по Главе 2	114
ГЛАВА 3 СИНТЕЗ МЕТОДОВ И АЛГОРИТМОВ ВЫЯВЛЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ ИСКАЖЕНИЙ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСАХ ПРЕДПРИЯТИЙ		116
3.1	Сравнительный анализ существующих методов и средств выявления источников искажений и оценка погрешности их применения	116
3.2	Разработка обобщенного метода определения долевого вклада на основе измерения векторов тока и напряжения	128
3.3	Разработка метода выявления долевого вклада источников искажений на основе применения компенсирующих устройств	144
3.4	Алгоритм выбора методов определения долевого вклада источников искажений в напряжении и токе.....	166
3.5	Выводы по Главе 3	169
ГЛАВА 4 ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ СРЕДСТВ КОМПЕНСАЦИИ ВЫСШИХ ГАРМОНИК В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ДОЛЕВЫХ ВКЛАДОВ ИСТОЧНИКОВ ИСКАЖЕНИЙ.....		171
4.1	Функционирование конденсаторных установок при различных параметрах системы и наличии внешних источников искажений	171
4.2	Размещение дополнительных реакторов в сети при возникновении искажений со стороны энергоснабжающей организации	179
4.3	Оценка влияния внешних источников искажений на работу пассивных корректирующих устройств	183

4.4 Оценка влияния внешних источников искажений на работу активных корректирующих устройств	196
4.5 Разработка метода выбора средств снижения гармоник на основе выявления долевых вкладов источников искажений.....	203
4.6 Выводы по Главе 4	208
ГЛАВА 5 МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ И НОРМАЛИЗАЦИИ УРОВНЕЙ ГАРМОНИК В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НА ОСНОВЕ ВЫЯВЛЕНИЯ ДОЛЕВОГО ВКЛАДА ИСТОЧНИКОВ ИСКАЖЕНИЙ И КОМПЕНСАЦИИ ИХ ВЛИЯНИЯ НА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	209
5.1 Структура методологии оценки и нормализации несинусоидальности тока и напряжения	209
5.2 Характеристика электротехнического комплекса нефтегазоконденсатного месторождения с распределенными нелинейными электрическими нагрузками	212
5.3 Моделирование электротехнического комплекса нефтегазоконденсатного месторождения	215
5.4 Оценка эффективности применения методологии оценки и нормализации несинусоидальности тока и напряжения на нефтегазоконденсатном месторождении.....	219
5.5 Оценка экономического ущерба от влияния высших гармоник на электрооборудование с учетом долевых вкладов источников искажений	230
5.6 Выводы по Главе 5	235
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	237
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	241
СПИСОК ТЕРМИНОВ	242
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	243
ПРИЛОЖЕНИЕ А Патент на изобретение № 2752765	280
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Патент на изобретение № 2782157	281
ПРИЛОЖЕНИЕ В Патент на изобретение № 2543075	282
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Патент на изобретение № 2416853	283

ПРИЛОЖЕНИЕ Д Патент на изобретение № 2573706	284
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Акт о внедрении результатов диссертационного исследования в компании ПАО «Газпром»	285
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж Акт о внедрении результатов диссертационного исследования в компании АО «газпром промгаз»	287
ПРИЛОЖЕНИЕ И Протокол совещания Министерства энергетики РФ по вопросу рассмотрения актов внедрения результатов диссертационного исследования.....	289
ПРИЛОЖЕНИЕ К Акт о внедрении результатов диссертационного исследования в компании ООО «ИЦ АРТ»	292
ПРИЛОЖЕНИЕ Л Акт о внедрении результатов диссертационного исследования в компании ООО «Талосто-3000».....	294
ПРИЛОЖЕНИЕ М Параметры электропотребления и качества электроэнергии на предприятии.....	296

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

В настоящее время проблема повышения качества электроэнергии (КЭ) приобретает повсеместный характер, так как на любом предприятии с целью повышения производительности труда, эффективности управления технологическим процессом, экономии электроэнергии внедряется оборудование, функционирование которого основано на применении полупроводниковой преобразовательной техники. Такое оборудование потребляет несинусоидальный ток, что приводит к появлению в напряжении питающей сети высших гармонических составляющих (высших гармоник – ВГ). Значительные уровни ВГ тока и напряжения приводят к нарушению технологического процесса производства, снижению сроков службы и выходу из строя электрооборудования, увеличению потерь электроэнергии, некорректной работе устройств автоматики и релейной защиты и др.

В современных электротехнических комплексах (ЭТК) предприятий полупроводниковые преобразователи интенсивно внедряются как со стороны нагрузки, так и со стороны источников электроэнергии. При внедрении систем с распределенными генерирующими источниками, в том числе возобновляемых источников энергии, также возникает проблема их электромагнитной совместимости с оборудованием, подключенным к сети. В результате в целых районах электрических сетей возникает проблема, из-за которой страдают все потребители, подключенные в точке общего присоединения. Решение такой проблемы является базовой составляющей для создания цифровой экономики в России. Обязательным условием для реализации такой задачи является наличие качественной электроэнергии, обеспечивающей функционирование электронного оборудования в различных отраслях производства, торговли, образования, медицины, услуг и других сферах жизни и деятельности людей.

Показатели, связанные с возникновением гармонических искажений в напряжении и токе, являются одними из основных параметров КЭ. Существуют различные методы и средства, позволяющие исключить их влияние на

электрооборудование и электрическую сеть, включающие пассивные, активные и гибридные системы фильтрации различных конфигураций, рациональное построение схемы электроснабжения, совершенствование конструкции НН и др. Их применение и выбор параметров в значительной степени зависит долевого вклада (ДВ) распределенных по сети источников искажений. Так, например, избыточным и несправедливым является применение фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ) у потребителя, на вводе которого напряжение искажено в результате работы нелинейной нагрузки (НН) сторонних энергообъектов. В рамках разветвленной электрической сети отдельного потребителя при наличии распределенных источников искажений также необходимо решать вопрос об определении ДВ различных НН, так как компенсацию их влияния необходимо осуществлять в тех узлах, где это приводит к наибольшему техническому и экономическому эффекту. Стоит отметить, что при работе солнечных и ветряных электростанций возникают искажения частотой выше 2 кГц, которые в настоящее время в России не нормируются, но могут также влиять на выбор параметров компенсирующих устройств.

Известно немалое количество разработанных способов для поиска и выявления вклада потребителей в ухудшение суммарных показателей КЭ. Вместе с тем до сих пор отсутствуют корректные и утвержденные методики и руководящие документы, позволяющие выявить такой вклад, и ни один из разработанных методов не применяется для решения таких задач на практике. Утвержденная в 2002 г. методика определения фактического вклада также не позволяла корректно выявлять источник искажений и была отменена. В современных действующих ГОСТ, аутентичных стандартам МЭК, такая методика не рассматривается.

Дополнительной проблемой при выборе параметров систем компенсации искажений является определение сопротивления энергосистемы на частотах ВГ. В первую очередь, это относится к пассивным корректирующим устройствам, так как различные режимы их работы, электрооборудования потребителей и сети могут приводить к резонансным явлениям и перегрузке различных элементов электротехнических комплексов. В рамках централизованной энергосистемы ее

сопротивление на частотах ВГ определяется достаточно упрощенно на основе проектных данных о мощности короткого замыкания в заданной точке сети. Однако в сетях с распределенными источниками энергии и электронным оборудованием, цепи которого комплектуются выпрямительными и фильтрующими устройствами на базе конденсаторов, задача определения гармонического сопротивления является достаточно сложной и актуальной. Кроме этого, такой параметр крайне важен при подключении новых потребителей к электрической сети с целью определения их вклада в существующие искажения напряжения в системе.

Таким образом, в современных условиях широкого распространения распределенных источников искажений значительно усложняется оценка и расчет несинусоидальных режимов систем электроснабжения (СЭС) предприятий, а также выбор параметров и мест подключения ФКУ. Необходимо совершенствовать существующие подходы, методы оценки и нормализации несинусоидальности тока и напряжения, которые включают комплекс методик и алгоритмов, позволяющих проводить раздельную оценку влияния распределенных источников искажений, корректный выбор и обоснование параметров и мест подключения ФКУ с учетом взаимосвязанных ДВ по току и напряжению.

Степень разработанности темы исследования

Большой вклад в исследование проблематики повышения КЭ, включающей снижение ВГ тока и напряжения, расчет и моделирование несинусоидальных режимов СЭС, оценку ДВ и влияния ВГ на электрооборудование, выбор параметров ФКУ, внесли Б.Н. Абрамович, Г.Я. Вагин, А.Н. Висящев, В.Э. Воротницкий, С.И. Гамазин, Е.И. Грачева, Л.Н. Добрусин, В.П. Довгун, И.В. Жежеленко, Ю.С. Железко, И.И. Карташев, Л.А. Кучумов, О.В. Нос, Ю.К. Розанов, С.С. Смирнов, Е.Н. Соснина, С.А. Харитонов, Ю.В. Шевырев, А.К. Шидловский, Я.Э. Шклярский, Н. Akagi, J. Arrilaga, A. Emanuel, J. Meyer, S. Hanzelka и др. Однако в связи с широким распространением источников ВГ на разных уровнях напряжений и точках присоединения к сети, а также их взаимным влиянием друг на друга, существующие подходы и методы оценки и нормализации

несинусоидальности тока и напряжения необходимо корректировать и совершенствовать с учетом ДВ источников искажений.

В решение вопросов, связанных с расчетом несинусоидальных режимов СЭС предприятий, а также со снижением уровня ВГ и выбором параметров ФКУ, внесли большой вклад такие ученые, как Б.Н. Абрамович, Г.Я. Вагин, В.П. Довгун, И.В. Жежеленко, Ю.С. Железко, И.И. Карташев, О.В. Нос, Д.С. Осипов, Ю.А. Сычев, С.А. Харитонов, С.Н. Чижма, Я.Э. Шклярский, Н. Akagi, S. Hanzelka и др. Эти исследования были направлены на совершенствование конструкций ФКУ, методик выбора их параметров и мест подключения, алгоритмов их систем управления, а также методов расчета и анализа несинусоидальных режимов. Также предлагались структуры гибридных ФКУ, способных снижать уровень ВГ тока и напряжения, создаваемых НН и внешней сетью. Однако глубоко не рассматривались вопросы анализа и оценки несинусоидальных режимов с учетом ДВ распределенных источников искажений, которые оказывают значительное взаимосвязанное влияние на ВГ тока и напряжения в СЭС предприятий. Также влияние ДВ таких источников детально не рассматривалось при выборе параметров и мест подключения ФКУ, что влияет на их перегрузочную способность и эффективность функционирования.

Проблеме выявления ДВ источников искажений, расчета их допустимых значений и влияния на потребителей посвящено большое количество как зарубежной, так и отечественной литературы. Значительный вклад в исследования в этом направлении внесли ученые ОАО «НТЦ электроэнергетики» - ВНИИЭ под руководством В.Э. Воротницкого и Ю.С. Железко, школы Национального исследовательского университета «МЭИ» под руководством И.И. Карташева, В.Н. Тульского, С.А. Цырука, С.А. Янченко, школы «Иркутского национального исследовательского технического университета» под руководством А.Н. Висящева, С.Г. Тигунцева, Д.С. Федосова, школы ИСЭМ СО РАН под руководством Н.И. Воропая, С.С. Смирнова, Л.И. Коверниковой, школы Краковской горно-металлургической академии под руководством S. Hanzelka и S. Pirog, школы Дрезденского технического университета под руководством

J. Meyer и P. Schegner и др. Эти исследования были направлены на определение допустимых и фактических ДВ источников искажений в несинусоидальность напряжения, в том числе на основе определения гармонических сопротивлений сети и потребителей, а также определения потоков мощности на частотах ВГ. Совершенствовались устройства и алгоритмы их управления для определения параметров сети и нагрузки, предлагались новые критерии, позволяющие определять автономное напряжение искажения отдельных потребителей. Однако глубоко не рассматривались вопросы определения ДВ источников искажений с целью выбора параметров, мест подключения ФКУ и оценки остаточных значений ВГ тока и напряжения при их компенсации. Также недостаточно глубоко проработаны вопросы оценки ДВ в условиях подключения ФКУ и их эксплуатации, что необходимо проводить при изменении состава НН и режимов их работы, не отражены теоретические аспекты, учитывающие взаимосвязь и влияние друг на друга ДВ по току и по напряжению, необходимые при выборе параметров ФКУ.

Связь темы диссертации с государственными научными программами

Работа выполнялась в соответствии со следующими государственными программами и грантами за последние 10 лет:

- грант Президента РФ № МК-980.2018.8 «Комплексная система идентификации источников нарушения качества электрической энергии и выбора рациональных экономически обоснованных способов его повышения», 2018 – 2019 гг., руководитель проекта к.т.н. Скамьин А.Н.;

- соглашение с Российским научным фондом № 18-79-00127 «Комплексная система учета и регулирования потоков мощности при наличии гармонических искажений в напряжении и токе», 2018 - 2020 гг., руководитель проекта к.т.н. Скамьин А.Н.;

- соглашение с Российским научным фондом № 21-79-10027 «Методы и средства повышения качества электрической энергии на основе выявления долевого вклада источников искажений и компенсации их влияния на потребителей», 2021 - 2024 гг., руководитель проекта к.т.н. Скамьин А.Н.

Объект исследования - электротехнические комплексы предприятий с распределенными нелинейными нагрузками и фильтрокомпенсирующими устройствами, подключаемыми к сетям напряжением 0,4-10 кВ.

Предмет исследования - закономерности и параметры несинусоидальных режимов работы системы электроснабжения предприятия с учетом долевого вклада источников искажений.

Цель работы - повышение качества электроэнергии и энергоэффективности ЭТК предприятий с распределенными нелинейными нагрузками путем нормализации несинусоидальности тока и напряжения с учетом долевого вклада источников искажений.

Идея работы: повышение качества электроэнергии и энергоэффективности ЭТК предприятий достигается путем снижения уровней ВГ и потерь активной мощности на основе разработки методологии раздельной оценки влияния распределенных источников искажений, выявления долевого вклада нелинейной нагрузки и взаимосвязанного выбора параметров и мест подключения ФКУ.

Задачи исследования:

1. Анализ научно-технических проблем обеспечения КЭ и нормализации несинусоидальности тока и напряжения в СЭС предприятий с распределенными источниками искажений.
2. Разработка метода оценки несинусоидальности тока и напряжения в сетях 0,4-10 кВ при наличии распределенных источников искажений путем определения остаточных значений ВГ тока и напряжения в узле нагрузки.
3. Разработка метода определения ДВ источников искажений на основе измерения векторов гармонических составляющих тока и напряжения, позволяющего проводить оценку взаимосвязанных уровней снижения ВГ тока и напряжения при подключении ФКУ и на этапе их эксплуатации.
4. Систематизация способов и методов компенсации ВГ и разработка метода выбора их параметров и мест подключения с учетом взаимосвязанных ДВ источников искажений по току и напряжению.

5. Разработка методологии оценки и нормализации несинусоидальности тока и напряжения, включающей упорядоченную совокупность методов, позволяющих проводить оценку остаточных значений ВГ тока и напряжения в узле нагрузки, определение ДВ источников искажений по току и напряжению, а также взаимосвязанный выбор параметров ФКУ, подключаемых к сетям напряжением 0,4-10 кВ.

Научная новизна работы

1. Выявлены аналитические зависимости ВГ тока источника искажений от мощности короткого замыкания сети, коэффициента загрузки питающего трансформатора линейной нагрузкой и порядка генерируемых ВГ, позволяющие определять мощность устройства для определения гармонического сопротивления сети на основе генерации нехарактерных гармоник.

2. Разработан метод оценки несинусоидальности тока и напряжения в сетях 0,4-10 кВ при наличии распределенных НН путем определения остаточных значений ВГ в узле нагрузки, учитывающий граничные значения соотношений мощности короткого замыкания системы к мощности питающего узла нагрузки трансформатора для определения гармонического сопротивления сети и к мощности НН для определения влияния внешних источников искажений.

3. Разработан обобщенный метод определения ДВ источников искажений, основанный на измерении векторов гармонических составляющих тока и напряжения, позволяющий проводить выбор узла нагрузки с наибольшим алгебраическим ДВ и оценку взаимосвязанных уровней снижения ВГ тока и напряжения по геометрическим ДВ.

4. Разработан метод определения ДВ на основе применения пассивных и активных ФКУ, который позволяет рассчитывать ДВ внутренних и внешних источников искажений при скомпенсированных значениях ВГ токов и напряжений в узле нагрузки на этапе эксплуатации ФКУ.

5. Выявлены аналитические зависимости ВГ тока пассивного фильтра шунтирующего типа от ДВ внешних источников искажений, мощности короткого замыкания и параметров ФКУ, позволяющие учесть гармонические составляющие

тока внешних источников искажений при расчете перегрузки ФКУ и выборе их параметров.

6. Установлены зависимости остаточных значений ВГ тока и напряжения потребителя от параметров питающей сети и ДВ источников искажений, позволяющие проводить выбор параметров параллельного активного фильтра при компенсации ВГ тока и напряжения.

7. Разработан метод выбора средств снижения уровня ВГ, учитывающий алгебраические ДВ источников искажений для выбора мест подключения и геометрические ДВ для выбора параметров ФКУ, включающий последовательное применение разработанных способов и методов, в том числе варьирование параметров питающей сети и подключение реакторов, установку пассивных ФКУ шунтирующего типа, а также активных ФКУ параллельного типа с возможностью компенсации ВГ тока и напряжения.

8. Разработана методология оценки и нормализации несинусоидальности тока и напряжения, которая основана на комплексном применении методов оценки ВГ тока и напряжения при наличии распределенных источников искажений, выявления взаимосвязанных ДВ источников искажений по току и напряжению, а также компенсации влияния источников искажений с помощью пассивных и активных ФКУ с учетом алгебраических и геометрических ДВ.

Соответствие паспорту специальности

Полученные научные результаты соответствуют паспорту специальности 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы по пунктам:

п. 1 «Развитие общей теории электротехнических комплексов и систем, анализ системных свойств и связей, физическое, математическое, имитационное и компьютерное моделирование компонентов электротехнических комплексов и систем, включая электромеханические, электромагнитные преобразователи энергии и электрические аппараты, системы электропривода, электроснабжения и электрооборудования».

п. 3 «Разработка, структурный и параметрический синтез, оптимизация электротехнических комплексов, систем и их компонентов, разработка алгоритмов эффективного управления».

п. 4 «Исследование работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов, систем и их компонентов в различных режимах, при разнообразных внешних воздействиях, диагностика электротехнических комплексов».

Теоретическая значимость. Разработаны теоретические аспекты нормализации несинусоидальности тока и напряжения, учитывающие взаимосвязь и влияние друг на друга источников искажений по току и по напряжению, позволяющие проводить выбор места подключения фильтрокомпенсирующих устройств на основе алгебраических ДВ и выбор параметров фильтрокомпенсирующих устройств на основе геометрических ДВ, а также проводить оценку остаточных значений ВГ токов и напряжений в узле нагрузки. Результаты работы являются развитием теории и методов оценки и анализа несинусоидальных режимов работы СЭС предприятий, создают методическую основу для совершенствования методов выбора параметров фильтрокомпенсирующих устройств и нормализации уровней ВГ при наличии распределенных источников искажений.

Практическая значимость работы

1. Разработан способ оценки гармонического сопротивления сети на основе генерации четных ВГ, основанный на применении тиристорного регулятора мощности, требуемая мощность которого определяется на основе выявленного выражения, учитывающего мощность короткого замыкания, мощность линейной нагрузки, порядок генерируемых гармоник и параметры измерительных устройств.

2. Разработаны способы определения ДВ источников искажений на основе применения пассивного фильтра шунтирующего типа (ПФ) и активного фильтра параллельного типа (ПАФ), которые позволяют проводить оценку ДВ при скомпенсированных значениях ВГ тока и напряжения.

3. Разработан способ оценки параметров внутренней эквивалентной НН потребителя на основе применения ПФ, позволяющий определять действующее значение ВГ тока эквивалентной НН независимо от наличия внешних источников искажений.

4. Усовершенствована методика выбора параметров пассивного фильтра гармоник, позволяющая оценивать перегрузку фильтра по току с учетом долевого вклада внешних НН.

5. Усовершенствована методика выбора параметров ПАФ в зависимости от ДВ источников искажений, которая позволяет проводить расчет действующего тока активного фильтра, требуемого для компенсации гармоник тока и напряжения.

6. Предложены практические рекомендации по выбору параметров ФКУ в зависимости от ДВ источников искажений, а также мест их подключения в СЭС нефтегазоконденсатного месторождения в требуемых узлах нагрузки, что позволило нормализовать уровни ВГ тока и напряжения при наличии распределенных НН.

Полученные в диссертации результаты применяются на действующих промышленных предприятиях, о чем имеются соответствующие акты внедрения. Результаты работы используются в ПАО «Газпром» (акт о внедрении результатов от 09.04.2026 г. № б/н) при оценке и анализе измеренных показателей КЭ, выявлении узлов и присоединений с наибольшим долевым вкладом, выборе параметров и мест подключения ФКУ (Приложение Е); в АО «Газпром промгаз» (акт о внедрении результатов от 09.04.2026 г. № б/н) при разработке проектов по обеспечению электромагнитной совместимости работы оборудования производственных объектов, имеющих в своем составе частотные электроприводы (Приложение Ж); в ООО «Инженерный центр «Автоматизация ресурсосберегающих технологий» (акт о внедрении результатов от 23.03.2026 г. № б/н) при моделировании и расчетах параметров схемы замещения с целью выбора параметров устройств для повышения КЭ (Приложение К); в ООО «Талосто-3000» (акт о внедрении результатов от 17.03.2026 г. № б/н) при

определении долевых вкладов внешних источников искажений и выборе параметров ФКУ (Приложение Л). Акты внедрения результатов исследования утверждены протоколом совещания Мининстерства энергетики Российской Федерации от 09.07.2026 (Приложение И).

Методология и методы исследований. Поставленные задачи решались с применением численных и аналитических методов решения дифференциальных уравнений, методов теории и расчета электрических цепей и систем электроснабжения, теории вероятностей и математической статистики, теории комплексных чисел, математического и компьютерного имитационного моделирования несинусоидальных режимов работы, методов экспериментальных лабораторных и производственных исследований на физических объектах.

Положения, выносимые на защиту:

1. Разработанный метод оценки несинусоидальности тока и напряжения в сетях 0,4-10 кВ позволяет проводить отдельную оценку влияния распределенных источников искажений путем определения остаточных значений ВГ с учетом граничных значений соотношений мощности короткого замыкания системы к мощности питающего узла нагрузки трансформатора для определения гармонического сопротивления сети и к мощности нелинейной нагрузки для определения влияния внешних источников искажений.

2. Разработанный метод определения ДВ источников искажений на основе измерения векторов гармонических составляющих тока и напряжения позволяет ранжировать присоединения по уровню алгебраических ДВ при выборе мест подключения ФКУ, проводить оценку прогнозируемых остаточных уровней ВГ тока и напряжения по геометрическим ДВ, а также осуществлять контроль ДВ при скомпенсированных уровнях ВГ тока и напряжения.

3. Разработанный метод выбора средств снижения уровня ВГ в узле нагрузки, учитывающий алгебраические ДВ для выбора места подключения ФКУ и геометрические ДВ для выбора степени компенсации гармоник и номинального тока ФКУ, позволяет нормализовать несинусоидальность тока и напряжения,

определяемую как внешними, так и внутренними источниками искажений, без перегрузок ФКУ и с минимальными капитальными затратами.

4. Методологический подход, включающий взаимосвязанную совокупность разработанных алгоритмов и методов оценки несинусоидальности тока и напряжения в сетях 0,4-10 кВ на основе выявления остаточных значений ВГ тока и напряжения, методов определения ДВ источников искажений с целью выявления мест подключения ФКУ и выбора их параметров с учетом раздельной оценки влияния НН, позволяет нормализовать уровни ВГ и повысить энергоэффективность ЭТК предприятий с распределенными источниками искажений.

Степень достоверности результатов исследования основывается на корректном использовании общепризнанных теорий, методов и подходов, адекватных математических моделей рассматриваемых элементов ЭТК. Основные положения работы подтверждены результатами теоретических, лабораторных и промышленных исследований, сходимостью выводов и результатов расчетов с экспериментальными данными, полученными с использованием сертифицированного и поверенного оборудования, соответствующего требованиям международных стандартов, приборов по измерению показателей КЭ.

Апробация результатов диссертации проведена на 10 научно-практических мероприятиях с докладами, в том числе на 10 международных:

1. Международная конференция «Системные исследования в энергетике-2025 и X Мелентьевские чтения» (08-12 сентября 2025 года, г. Иркутск).

2. IV Международная конференция «Системные исследования в энергетике» (11-15 сентябрь 2023 года, г. Иркутск).

3. VI Международный молодежный научно-практический форум «Нефтяная столица» (22-23 марта 2023 года, г. Нижневартовск).

4. XLIV Международная научно-техническая конференция «Кибернетика энергетических систем» (08-10 ноября 2022 года, г. Новочеркасск).

5. VIII Международная научно-практическая конференция «Инновации и перспективы развития горного машиностроения и электромеханики: IPDME-2021» (22-23 апреля 2021 года, г. Санкт-Петербург).

6. IV Международная научно-практическая конференция «Управление качеством электрической энергии» (25 декабря 2020 года, г. Москва).

7. VII Международная научно-практическая конференция «Инновации и перспективы развития горного машиностроения и электромеханики: IPDME-2020» (23-24 апреля 2020 года, г. Санкт-Петербург).

8. International Scientific Conference on Energy, Environmental and Construction Engineering EECE (19-20 November 2019, Saint Petersburg).

9. International Conference Electric Power Quality and Supply Reliability 2019 and Symposium of Electrical Engineering and Mechatronics (PQ2019 and SEEM2019) (12-14 June 2019, Tallin).

10. 2019 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (ElConRus) (28-30 January 2019, Saint Petersburg).

Личный вклад автора. Разработан алгоритм определения гармонического сопротивления сети, включающий методику выбора мощности генератора нехарактерных ВГ. Разработан метод оценки несинусоидальных режимов в сетях 0,4-10 кВ на основе измеренных ВГ в узле нагрузки, который позволяет проводить отдельную оценку влияния внешних и внутренних НН. Разработан обобщенный метод определения ДВ источников искажений, основанный на измерении векторов гармонических составляющих тока и напряжения, позволяющий проводить выбор присоединения с наибольшим алгебраическим ДВ и оценку взаимосвязанных уровней снижения ВГ тока и напряжения по геометрическим ДВ. Разработан метод определения ДВ на основе применения ФКУ. Разработан метод выбора средств снижения уровня ВГ, учитывающий алгебраические ДВ для выбора мест подключения и геометрические ДВ для выбора параметров ФКУ, включающий последовательное применение разработанных способов и методов компенсации ВГ. Разработана методология оценки и нормализации несинусоидальности тока и напряжения с учетом ДВ источников искажений. Проведены аналитические

исследования, исследования на основе имитационного моделирования и экспериментальные исследования в лабораторных и промышленных условиях.

Публикации. Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 25 печатных работ (пункты списка литературы № 62, 101, 102, 104, 107, 108, 132, 135, 157, 191, 236, 246 - 249, 254 - 262, 275), в том числе в 6 статьях - в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, в 16 статьях - в изданиях, входящих в международные базы данных и системы цитирования Scopus. Получено 5 патентов на изобретения (пункты списка литературы № 84 – 86, 89, 90, Приложения А-Д).

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, пяти глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений и условных обозначений, словаря терминов, списка литературы, включающего 292 наименования, и 11 приложений. Диссертация изложена на 315 страницах машинописного текста, содержит 119 рисунков и 54 таблицы.

Благодарности. Автор выражает искреннюю благодарность научному консультанту - заведующему кафедрой общей электротехники Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II д.т.н., профессору Шклярскому Ярославу Элиевичу за постоянное внимание, всестороннюю поддержку и помощь при выполнении диссертационной работы. Автор искренне признателен друзьям и коллегам кафедры электроэнергетики и электромеханики, общей электротехники Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II за поддержку на всех этапах подготовки диссертации.

ГЛАВА 1 НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В УЗЛАХ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, СОДЕРЖАЩИХ НЕЛИНЕЙНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

1.1 Общая характеристика проблемы обеспечения качества электроэнергии в современных системах электроснабжения предприятий с распределенными нелинейными электрическими нагрузками

В связи интенсивным распространением микроэлектроники, компьютерной техники и устройств силовой электроники в отраслях производственной и непроизводственной сферы возникает проблема обеспечения электромагнитной совместимости технических средств и КЭ в системах электроснабжения [17, 55, 56, 228]. Электромагнитная совместимость объединяет такие явления, как радиопомехи, влияние на сеть, перенапряжения, колебания напряжения сети, электромагнитные влияния, паразитные связи, фон промышленной частоты, воздействие заземления и т.д. В соответствии с [30, 34] электромагнитная совместимость технических средств - способность технического средства функционировать с заданным качеством в заданной электромагнитной обстановке и не создавать недопустимых электромагнитных помех другим техническим средствам. Различают кондуктивные электромагнитные помехи и излучаемые электромагнитные помехи. В некоторых случаях кондуктивная электромагнитная помеха распространяется через обмотки трансформаторов и может действовать в электрических сетях с разными значениями напряжения. Кондуктивные электромагнитные помехи могут ухудшить качество электроэнергии и качество функционирования устройств, электроустановок или систем, или вызвать их повреждение [28, 31, 63].

Решение проблемы электромагнитной совместимости согласно [30, 118] обеспечивается тремя составляющими: определение допустимых уровней эмиссии электромагнитных помех, создаваемых техническими средствами; определение допустимых уровней устойчивости технических средств к внешним

электромагнитным помехам; определение допустимых уровней электромагнитных помех в системе электроснабжения (в частности, требования по КЭ).

КЭ является составной частью проблемы электромагнитной совместимости [65]. КЭ – это совокупность параметров электроэнергии по частоте, току и напряжению (показатели КЭ), которые определяют степень ее воздействия на электрооборудование, приборы и аппараты, подключенные к электрической сети. Показатели КЭ представляют собой уровень кондуктивной электромагнитной помехи в электрической сети. Выполнение требований по обеспечению КЭ способствует выполнению требований по электромагнитной совместимости между потребительским оборудованием и сетью.

В настоящее время проблема повышения КЭ приобретает все более острый характер, так как для повышения энергоэффективности технологического процесса интенсивно внедряется оборудование, которое вместе с тем приводит к ухудшению показателей КЭ в точке ее подключения [67, 116, 128, 137, 172]. Рост установленной мощности НН превышает темпы внедрения мероприятий по ограничению создаваемых ими помех. В результате не только в сетях предприятий, но и в целых районах электрических сетей возникает проблема, из-за которой страдают все присоединенные к сети потребители [247]. В автономных системах электроснабжения предприятий с ограниченной мощностью источников электроэнергии уровни искажений в напряжении могут быть значительно выше, чем в централизованных системах электроснабжения, и проблема повышения КЭ в таких ЭТК стоит еще более остро. Решение такой проблемы является базовой составляющей для создания цифровой экономики в России. Обязательным условием для реализации такой задачи является наличие качественной электроэнергии, обеспечивающей функционирование электронного оборудования в различных отраслях производства, торговли, образования, медицины, услуг и других сферах жизни и деятельности людей.

В 2000-е годы произошли значительные изменения в электроэнергетике России, обусловленные переходом к рыночным отношениям и разделением вертикально-интегрированных компаний на независимые генерирующие, сетевые

и сбытовые компании, а также субъекты оперативно-диспетчерского управления, каждый из которых в первую очередь стал решать задачи для удовлетворения собственных интересов [52]. До сих пор трансформируется нормативная база, вводятся в действие новые стандарты и методы испытаний, гармонизированные с международными и европейскими стандартами, которые регламентируют объем современных требований к техническим средствам по обеспечению электромагнитной совместимости и КЭ [9, 16]. Все это приводит к усложнению решения организационных задач по управлению КЭ и размыванию ответственности поставщиков электроэнергии перед потребителями за ненадлежащую надежность и качество электроснабжения. Несмотря на закрепление ответственности за ненадлежащее КЭ между субъектами рынка электроэнергетики в ряде нормативно-правовых документов [122], в настоящее время наблюдается практика в некоторых регионах России, при которой требования ГОСТ 32144-2013 не выполняются, а к ответственным за ухудшение КЭ не применяются соответствующие меры, например, начисление надбавок к тарифу за электроэнергию.

Несмотря на формальное наличие требований к обеспечению установленных значений соотношения потребления активной и реактивной мощностей [52, 93], которые также оказывают значительное влияние на КЭ, фактически в последние годы произошло разрушение механизма скидок/надбавок к тарифу на электроэнергию за нарушения режимов потребления реактивной мощности. Анализ договорных отношений и параметров электропотребления на ряде предприятий Санкт-Петербурга и Ленинградской области подтверждает указанные выводы.

Дополнительным фактором, не способствующим повышению КЭ в России, в настоящее время является отсутствие утвержденных методик, позволяющих определить виновника нарушения показателей КЭ, например, по показателям, связанным с гармоническими искажениями в питающем напряжении [1, 95, 155, 161] Очень часто потребители, не вносящие искажения в напряжение питающей сети, получают электрическую энергию с искажениями вследствие работы мощной

НН сторонних энергообъектов, подключенных общей точке присоединения. Это наблюдается в электрических сетях, питающих электрифицированную железную дорогу переменного тока, алюминиевые и металлургические заводы и крупные промышленные предприятия.

Ущерб от низкого КЭ обходится российской экономике, по минимальной оценке, в 25 млрд долларов в год [34], для 25-ти стран Евросоюза в 150 млрд евро в год, а для США в 119-188 млрд долларов в год [20]. Такое положение дел свидетельствует о наличии нерешенных задач в области повышения КЭ, как в России, так и в зарубежных странах.

Наиболее значимые показатели КЭ по затратам, понесенным потребителями из-за ухудшения КЭ: провалы напряжения, прерывания напряжения, ВГ тока и напряжения [152]. По результатам опроса экспертов в области электромагнитной совместимости и КЭ специалистами рабочей группы CIGRE о сравнительной важности и первоочередности учета различных явлений было выявлено, что ВГ являются одной из наиболее важных составляющих этой проблемы [152, 277]. В [122] приводится следующая оценка процентного соотношения значимости технических проблем, обусловленных ухудшением КЭ: «49 % - в отношении провалов напряжения и перенапряжений, 22 % - в отношении ВГ тока и напряжений и 15 % в отношении проблем распространения кондуктивных помех в электрических сетях, обусловленных их конструкцией и условиями заземления».

ВГ вызывают ряд негативных явлений, в том числе рост потерь электроэнергии, ложное срабатывание устройств релейной защиты и автоматики, прерывание технологического процесса на производстве, сокращение срока службы и надежности оборудования в целом, особенно конденсаторов, трансформаторов, двигателей и кабелей [62]. Ущерб, вызванный такими явлениями, например, во Франции, Германии, Канаде, оценивается в 650 млн долл. в год [122].

КЭ зависит не только от потребителей электрической энергии, но также от функционирования электрических сетей и генерирующего оборудования [49]. Ожидается, что каждая из этих составляющих вследствие развития уровня техники

и технологий претерпит значительные изменения в будущем, и, следовательно, проблемы, связанные с КЭ и электромагнитной совместимостью, также изменятся, что повлечет за собой новые вызовы при ее решении. В настоящее время в энергосистеме многих стран происходит целый ряд изменений, которые могут оказывать существенное влияние на КЭ:

- распространение распределенной генерации, включая возобновляемые источники энергии и ее хранение [21, 135, 275];

- увеличение числа потребителей с нагрузкой, работа которой основана на применении устройств силовой электроники [50, 162];

- интеграция микросетей, работающих в параллельном или изолированном режимах [2, 5, 226];

- интеграция устройств автоматизации, необходимых для построения интеллектуальных электрических сетей, а также для управления технологическим процессом на производстве [11, 54].

Указанные изменения в энергосистемах многих стран свидетельствуют о том, что проблема обеспечения КЭ по-прежнему будет играть важную роль в системах электроснабжения, а переход на интеллектуальные электросети приведет к более высоким требованиям к КЭ, новым знаниям и коррекции существующих исследований в этой области.

Развитие интеллектуальных электросетей связано с ростом мощностей и внедрением возобновляемых источников энергии, систем накопления энергии, а также систем распределенной генерации электроэнергии. В свою очередь большинство таких систем и источников электроэнергии основаны на работе полупроводниковых преобразователей энергии с различными фильтрокомпенсирующими устройствами на выходе преобразователей. Топология таких фильтров достаточно вариативна и может формироваться за счет пассивных, активных и гибридных систем. Кроме этого, регулирование выходных параметров таких преобразователей осуществляется за счет систем управления с различными конфигурациями и стратегиями управления. Мощность локальных энергосистем снижается (в сравнении с централизованными), становится более вариабельной в

зависимости от типа используемого источника электроэнергии в конкретный момент времени, устойчивость их работы обеспечивается за счет регулирования параметров энергосистемы и потребителей-регуляторов, внедряются алгоритмы управления спросом на электроэнергию и т.д. Все это влияет на несинусоидальность тока и напряжения в системах электроснабжения и создает значительные сложности при прогнозировании уровней ВГ в различных точках сети энергоснабжающих организаций и ЭТК предприятий, а также при внедрении мероприятий по ограничению искажений в напряжении и токе и выбору параметров корректирующих устройств.

Расширение интеллектуальных сетей приводит к более высокому уровню автоматизации установок, наблюдаемости, контроля и управления электрооборудованием, что влечет за собой хранение и обработку все большего количества данных. На основе таких данных в рамках решения проблемы повышения КЭ необходима разработка новых подходов, алгоритмов, методик и способов обработки, мониторинга, контроля, расчета и прогнозирования показателей КЭ, позволяющие решать вопросы, связанные с определением параметров электрической сети и потребителей на требуемых частотах, выявлением долевого вклада источников искажений как по току, так и по напряжению, в том числе в режиме реального времени, выдавать рекомендации по выбору параметров корректирующих устройств и точкам их подключения с наибольшей технической и экономической эффективностью. Причем рекомендации по выбору параметров и мест подключения фильтрокомпенсирующих устройств должны учитывать долевые вклады всех источников искажений, подключенных в общей точке сети, что дает возможность оценки уровней ВГ, которые будут не скомпенсированы при внедрении мероприятий по их ограничению в выбранном узле. Неучет таких параметров ведет за собой не комплексное решение проблемы, а лишь ее отдельной части.

Разработка соответствующих стимулирующих мероприятий (например, за счет скидок и надбавок к тарифам, либо за счет распределения стоимости установки рекомендованных ФКУ между источниками искажений и др.) приведет

к росту количества внедряемых устройств, в результате чего появится возможность комплексного анализа эффективности внедряемых мероприятий, что приведет к типизации решений по ограничению уровня искажений, последующему уменьшению стоимости внедряемого оборудования и улучшению КЭ как в электрических сетях, так в ЭТК предприятий.

1.2 Экспериментальное исследование уровней искажений в напряжении и токе в электротехнических комплексах промышленных предприятий

Практически на любом промышленном предприятии подключаются электроустановки, работа которых основана на полупроводниковых элементах, например, электропривод с частотным преобразователем [94]. В настоящее время интенсивность внедрения такого рода потребителей значительно возросла. Причем, при наличии разветвлённой СЭС промышленного предприятия нелинейные нагрузки подключаются в различных точках сети. Это оказывает значительное влияние на несинусоидальные режимы работы внутри предприятия. Также работа ЭТК предприятия может подвергаться влиянию внешних источников искажений от сторонних предприятий, подключенных во внешней СЭС предприятия.

Рассредоточенные нелинейные электроприемники, подключенные в различных точках сети во внутренней СЭС предприятия, могут также рассматриваться как внешние по отношению друг к другу (рисунок 1.1). В таких условиях значительно осложняется исследование и расчет несинусоидальных режимов, а также выбор устройств компенсации гармонических искажений и их параметров. Следует определить некоторые термины, часто применяющиеся при дальнейших исследованиях: **внутренняя линейная нагрузка потребителя** (ЛН1, ЛН0) – линейная электрическая нагрузка, подключаемая во внутренней СЭС потребителя в рассматриваемой точке присоединения; **внутренняя нелинейная нагрузка потребителя** (НН1, НН0) – нелинейная электрическая нагрузка, подключаемая во внутренней СЭС потребителя в рассматриваемой точке присоединения; **внешняя НН потребителя** (НН1) – нелинейная электрическая нагрузка, подключаемая во внешнем узле нагрузки потребителя; **узел нагрузки** -

точка системы электроснабжения, в которой подключается рассматриваемая электроустановка (точка с индексом «0» на схеме); **внешний узел нагрузки** - точка системы электроснабжения, электрически ближайшая к рассматриваемой электроустановке, к которой присоединены или могут быть присоединены другие нагрузки, и расположенная «выше по течению» от рассматриваемой электроустановки (точка с индексом «1» на схеме); **внешняя НН сторонних потребителей (НН2)** - нелинейная электрическая нагрузка, подключаемая во внешней СЭС потребителя; **долевой вклад** - это мера участия отдельного слагаемого в формировании общего суммарного значения (в алгебраической форме долевой вклад выражается численным значением слагаемого или его процентной долей от суммарного значения; в геометрической форме долевой вклад представляет собой векторную величину, характеризующуюся модулем и направлением, что в совокупности определяет конечный вектор суммы).

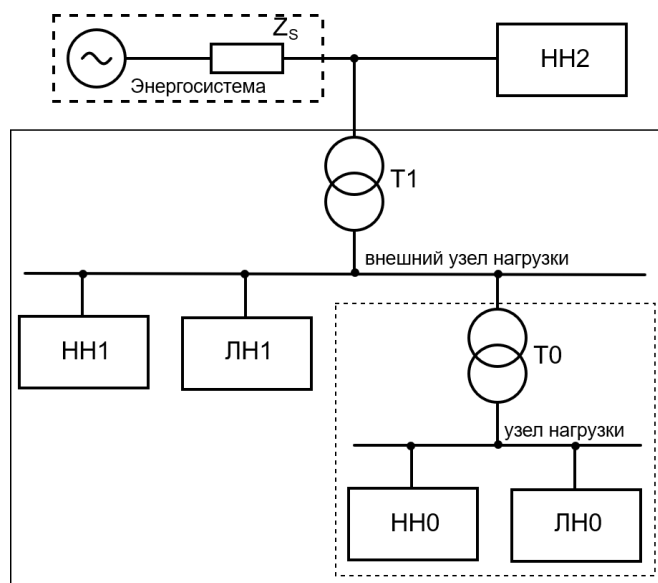


Рисунок 1.1 – Структура ЭТК предприятия с учетом рассредоточенных НН
(составлено автором)

Наличие внешних источников искажений можно проиллюстрировать на следующем примере. С целью контроля показателей КЭ проводились измерения на предприятии пищевой промышленности малой мощности с вводными трансформаторами 1 МВА (П1) при подключенной в точке общего присоединения (ТОП) нагрузке электрифицированной железной дороги с вводными

трансформаторами 10 МВА (П2). Упрощенная однолинейная схема сети представлена на рисунке 1.2.

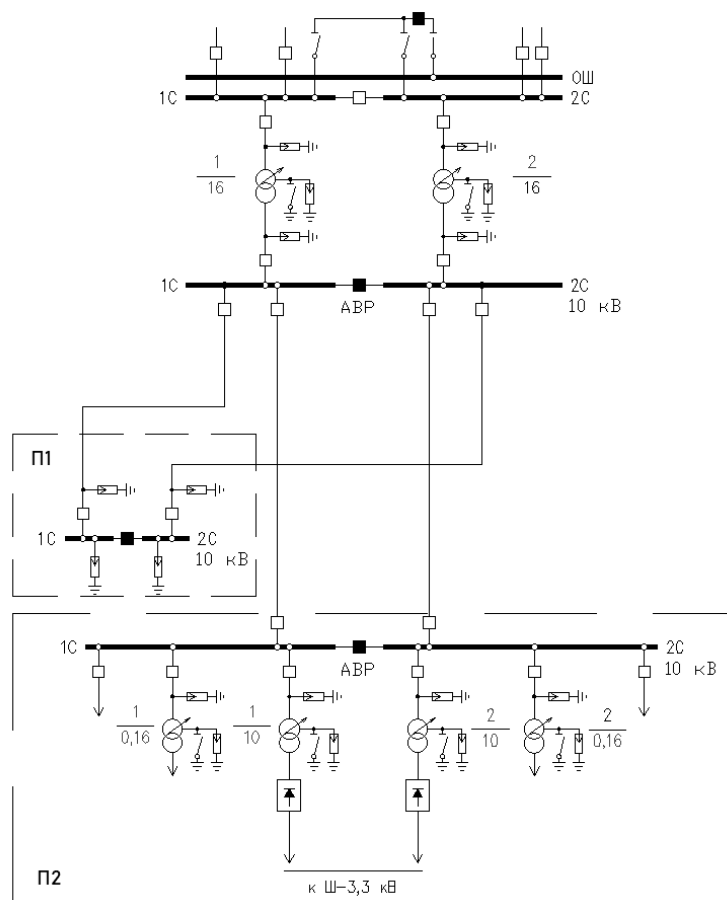


Рисунок 1.2 – Схема внешнего электроснабжения предприятия малой мощности П1 и предприятия с тяговой нагрузкой П2 (составлено автором)

Результаты измерений при подключенной и отключенной НН тяговой подстанции представлены на рисунке 1.3.

В результате проведенных измерений установлено, что источником значительной части высших гармоник является нагрузка электрифицированной железной дороги. Это приводит к большим перегрузкам по току конденсаторных батарей, что значительно сокращает срок их службы. Осциллограмма тока конденсаторных батарей на предприятии П1 представлена на рисунке 1.4.

Перегрузка конденсаторных батарей достигает 70 %, что приводит к значительному сокращению срока их службы (с 15 лет до нескольких месяцев).

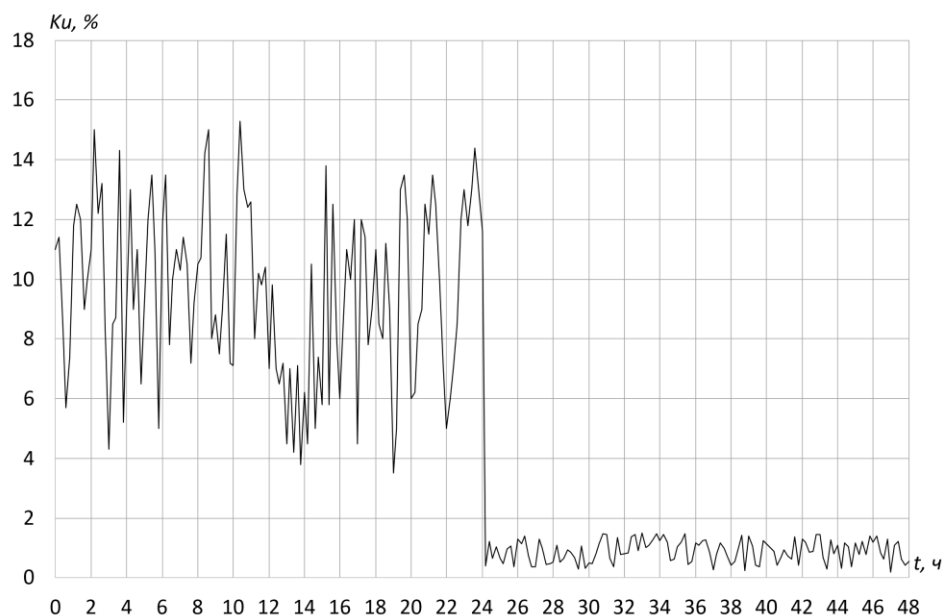


Рисунок 1.3 – Измеренные данные суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения (составлено автором)

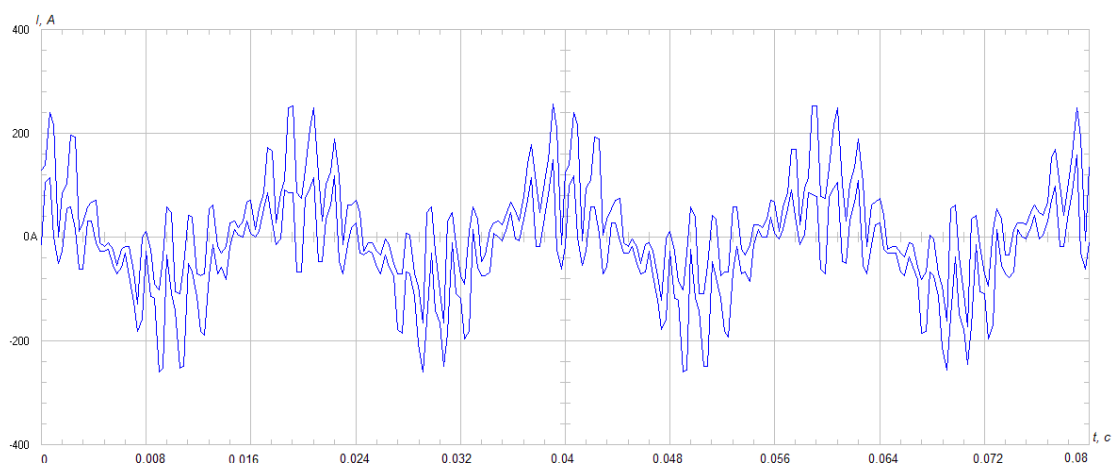


Рисунок 1.4 – Осциллограмма тока конденсаторных батарей (составлено автором)

Примером внешних источников искажений также является нелинейная электрическая нагрузка, подключаемая во внешней СЭС газотранспортных предприятий, например, Пикалевского и Волховского ЛПУМГ в Ленинградской области, где при отключенной нагрузке потребителей значения ВГ напряжения 11 и 13-го порядка превышали нормативные в 2-2,5 раза. При переключении ступеней конденсаторных батарей ВГ 11 и 13-го порядка превышали нормативные в 3-4 раза.

В автономных СЭС предприятий с ограниченной мощностью источников энергии ситуация по КЭ значительно ухудшается. На рисунке 1.5 представлена упрощенная структурная схема СЭС нефтегазоконденсатного месторождения, на котором значительную долю нагрузки составляют частотные электроприводы

аппаратов воздушного охлаждения газа. Измерения показали, что суммарный коэффициент гармонических составляющих в напряжении (K_U) значительно превышает требования ГОСТ 32144 -2013.

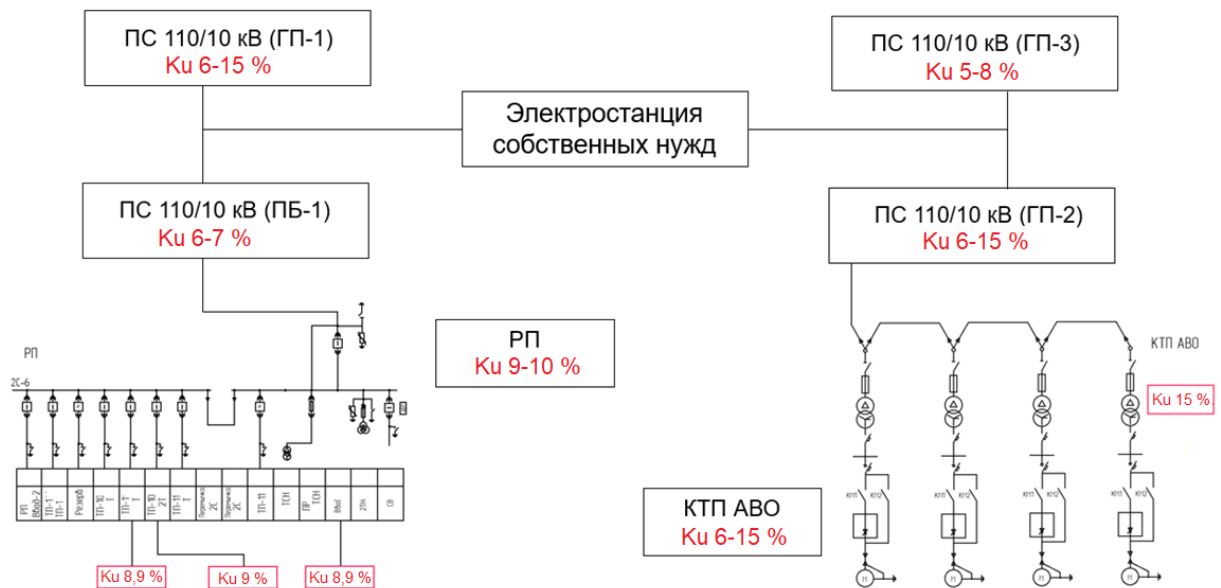


Рисунок 1.5 – Упрощенная структурная схема СЭС нефтегазоконденсатного месторождения (составлено автором)

На нефтегазоконденсатном месторождении K_U по многим подстанциям выходят за нормы, как в низковольтных сетях, так и в сетях среднего напряжения. Очевидно, что в данном случае внешняя НН сторонних потребителей отсутствует, но имеется значительная НН, которая распределена по подстанциям на различных газовых промыслах. При этом каждая из подстанций является внешней по отношению к другой. В этом случае затрудняется корректный выбор мест подключения и параметров корректирующих устройств без определения долевых вкладов.

Аналогичная ситуация возникает и на других предприятиях, например, по добыче твердых полезных ископаемых подземным способом [92]. Упрощенная схема электроснабжения горного производства представлена на рисунке 1.6.

Электроснабжение подземных потребителей зависит от многих факторов: глубина разрабатываемых горизонтов, напряжение подземных электрических сетей, суммарная нагрузка и характер электроприемников, система разработки шахтного поля и др.

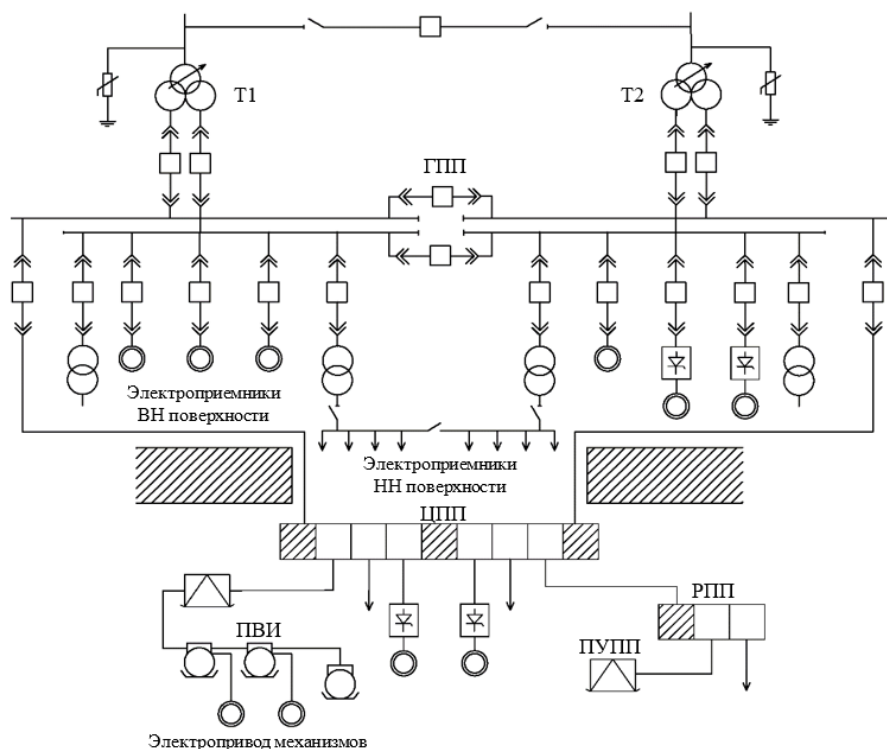


Рисунок 1.6 – Упрощенная структурная схема СЭС горного производства
(составлено автором)

Однако, все это сопряжено с увеличением длины питающих линий и рассредоточенностью электроприемников. Подавляющее большинство шахтных машин и механизмов приводится во вращение асинхронными двигателями с короткозамкнутым ротором. Широко используются регулируемые электроприводы на добычных и подготовительных участках угольных шахт. В последнее время даже на мощных подъемных установках все чаще применяют мощные асинхронные двигатели с частотным регулированием, что приводит к проблемам в области КЭ с точки зрения ВГ. Применение находят устройства плавного пуска, выполненные по схеме тиристорных регуляторов напряжения, в частности, на конвейерных установках. Таким образом, в условиях горного производства также характерно подключение нелинейных электроприемников на разных уровнях напряжения при различных параметрах питающих линий, что осложняет выбор средств компенсации ВГ.

Таким образом, в современных условиях интенсивного распространения нелинейных электрических нагрузок на разных уровнях напряжения, а также в

составе источников электрической энергии, традиционные методы исследования и повышения КЭЭ необходимо корректировать и совершенствовать.

1.3 Анализ процесса возникновения гармонических искажений в напряжении и в токе

Для уменьшения влияния ВГ на электрооборудование, прежде всего, необходимо знать источник и природу их возникновения, а также зону их действия. Причем, как будет показано ниже, следует четко разделять возникновение ВГ либо в токе, либо в напряжении, либо в токе и напряжении одновременно.

В настоящее время основными источниками ВГ являются полупроводниковые преобразовательные устройства, которые широко применяются как на предприятиях, в электрических сетях, так и на объектах генерации электрической энергии. Работа вентильных преобразователей основана на непрерывной коммутации транзисторных или тиристорных ключей. Наиболее популярными являются 6-ти и 12-пульсные схемы выпрямления преобразовательных устройств. Остальные многопульсные схемы основаны на параллельном соединении 6-пульсных групп. Важным фактором в этом случае является соединение обмоток трансформаторов, входящих в состав преобразователей.

Источниками ВГ могут быть мощные однофазные приемники, к которым, к примеру, относятся электрические печи, электровозный транспорт и т.п. В отличие от предыдущих, эти приемники могут вносить и несимметрию в напряжение трехфазной системы. Мощность представленных выше приемников варьируется в очень широких пределах и может достигать нескольких мегавольтампер. Кроме этого, источниками ВГ могут быть: электросварочные установки [39, 41, 43, 45], системы освещения с применением газоразрядных и флуоресцентных ламп [45], а также, но в меньшей степени, вращающиеся машины.

Остановимся на одном из основных видов источников ВГ – асинхронном электроприводе с вентильным преобразователем, как наиболее распространенном. Для представления принципа влияния ВГ на работу сети и нагрузки воспользуемся простейшей однофазной схемой замещения, показанной на рисунке 1.7.

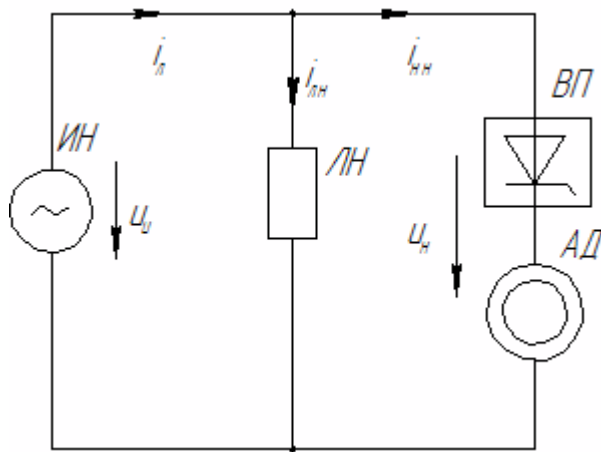


Рисунок 1.7 – Однофазная схема замещения: ИН – источник синусоидального напряжения; ЛН – линейная нагрузка; ВП – вентильный преобразователь; АД – асинхронный двигатель; $i_{\text{л}}$ – общий ток сети, А; $i_{\text{лн}}$ – ток линейной нагрузки, А; $i_{\text{нн}}$ – ток нелинейной нагрузки, А; $u_{\text{н}}$ – напряжение на нагрузке, В; $u_{\text{и}}$ – синусоидальное напряжение источника, В (составлено автором)

Очевидно, что напряжение на нагрузке, независимо от наличия нелинейности будет синусоидальным. Ток ЛН также будет синусоидальным. Несинусоидальными будут токи $i_{\text{нн}}$ и $i_{\text{л}} = i_{\text{лн}} + i_{\text{нн}}$. Никакого влияния нелинейность не оказывает на ЛН. Картина нереальная, но позволяющая четко представить принцип возникновения несинусоидальности, причем только в токе.

Рассмотрим другую, более реальную схему, представленную на рисунке 1.8. В отличие от предыдущей схемы, здесь добавлены $R_{\text{л}}$ и $L_{\text{л}}$ – соответственно активное сопротивление и индуктивность питающей сети.

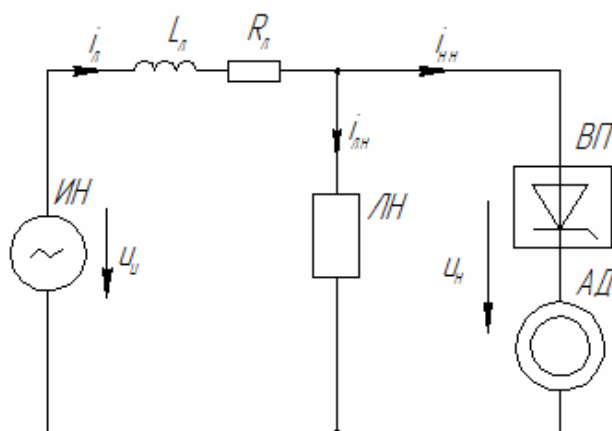


Рисунок 1.8 – Однофазная схема замещения: $R_{\text{л}}$ и $L_{\text{л}}$ – активное и индуктивное сопротивление питающей сети, Ом (составлено автором)

Аналогично схеме на рисунке 1.7, здесь источником ВГ в сети является нелинейный ток $i_{нн}$. Напряжение на нагрузке u_n будет нелинейным, которое определяется по формуле (1.1):

$$u_n = u_{и} - R_{л} \cdot i_{л} - L \frac{di_{л}}{dt}; i_{л} = i_{лн} + i_{нн}. \quad (1.1)$$

Падение напряжения на сопротивлении сети $R_{л} \cdot i_{л} + L \frac{di_{л}}{dt}$ от несинусоидального тока $i_{л}$ создает несинусоидальность в напряжении на нагрузке u_n . Отсюда следует, что несинусоидальность напряжения на нагрузке обусловлена падением напряжения в сети и только этим.

Следующий еще более сложный вариант представлен на рисунке 1.9.

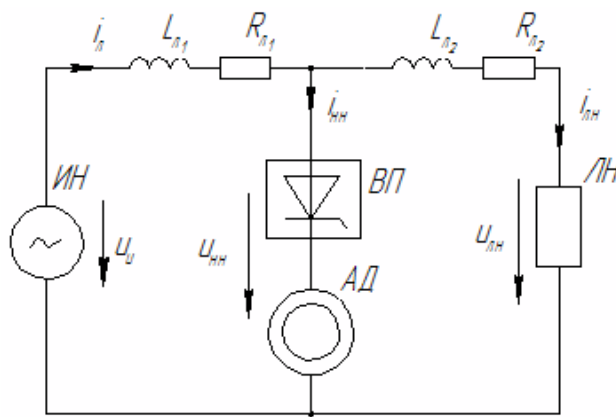


Рисунок 1.9 – Однофазная схема замещения: $R_{л1}$, $R_{л2}$, $L_{л1}$, $L_{л2}$ – соответственно активные сопротивления и индуктивности первой и второй линий, Ом; $u_{нн}$ – напряжение на нелинейной нагрузке, В; $u_{лн}$ – напряжение на линейной нагрузке, В (составлено автором)

Опять же, источником несинусоидальности в сети является ток $i_{нн}$. Падение напряжения в первой линии определяется по формулам (1.2) и (1.3):

$$\Delta u_1 = i_{л} \cdot R_{л1} + L_{л1} \frac{di_{л}}{dt}, \text{ но } i_{л} = i_{лн} + i_{нн}, \quad (1.2)$$

$$\begin{aligned} \Delta u_1 &= (i_{лн} + i_{нн}) \cdot R_{л1} + L_{л1} \frac{d(i_{лн} + i_{нн})}{dt} = i_{нн} \cdot R_{л1} + L_{л1} \frac{di_{нн}}{dt} + i_{лн} \cdot R_{л1} + \\ &+ L_{л1} \frac{di_{лн}}{dt} = \Delta u_{1н} + \Delta u_{1л}; u_{нн} = u_{и} - \Delta u_1, \end{aligned} \quad (1.3)$$

то есть напряжение $u_{\text{нн}}$ будет несинусоидальным из-за несинусоидального падения напряжения в первой линии. Несинусоидальность тока $i_{\text{лн}}$ вызвана несинусоидальностью напряжения $u_{\text{нн}}$, которое определяется по формуле (1.4):

$$u_{\text{нн}} = i_{\text{лн}} \cdot R_{\text{л2}} + L_{\text{л2}} \frac{di_{\text{лн}}}{dt} + u_{\text{лн}}. \quad (1.4)$$

Очевидно, что в этом случае, чем больше $R_{\text{л1}}$ и $L_{\text{л1}}$, тем больше будет несинусоидальным напряжение $u_{\text{нн}}$.

Наконец рассмотрим еще один вариант схемы, показанной на рисунке 1.10.

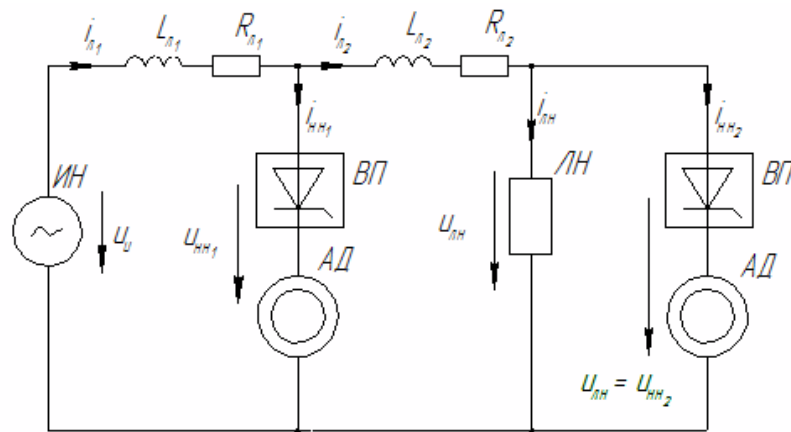


Рисунок 1.10 – Однофазная схема замещения сети (составлено автором)

В этом случае напряжение $u_{\text{нн1}}$ будет несинусоидальным вследствие несинусоидальности падения напряжения в первой линии ($R_{\text{л1}}$, $L_{\text{л1}}$). Несинусоидальность же напряжения $u_{\text{лн}} = u_{\text{нн2}}$ будет обусловлена двумя факторами: несинусоидальностью напряжения $u_{\text{нн1}}$ и падением несинусоидального напряжения во второй линии ($R_{\text{л2}}$, $L_{\text{л2}}$), обусловленного уже несинусоидальным током $i_{\text{лн}}$ и $i_{\text{нн2}}$.

Из вышесказанного следует, что если ВГ поступают из внешней (питающей) сети, то исследовать ВГ необходимо прежде всего в питающем напряжении. Если ВГ обусловлены работой нагрузки предприятия, то прежде всего необходимо исследовать ток нагрузки.

1.4 Задача расчета и моделирования электротехнических комплексов предприятий при наличии внешних источников искажений

В большинстве случаев задача расчета и моделирования несинусоидальных режимов в ЭТК предприятий сводится к составлению схемы замещения питающей сети, линий электропередач и электрооборудования [131, 159, 243]. Такая модель

может быть упрощенной и рассчитываться аналитически, либо составляться более детализированной и с использованием имитационных моделей рассчитываться численными методами с помощью различных программных комплексов. Степень детализации модели определяется поставленными задачами и значительно влияет на трудоемкость проведения расчетов. Существуют различные математические описания для представления как линейных, так и нелинейных элементов ЭТК [59, 211]. Также известны широко применяемые отечественные и зарубежные методики моделирования ЭТК предприятий для расчета режимов ВГ [73, 190, 285]. Однако, при наличии внешних источников искажений и источников электроэнергии с полупроводниковыми преобразователями возникают сложности при моделировании несинусоидальных режимов, которые не решены в достаточной степени на сегодняшний день:

- определение гармонического сопротивления питающей сети;
- определение напряжения ВГ внешних источников искажений;
- определение параметров эквивалентной ЛН и НН.

Уровень ВГ напряжения питающей сети в первую очередь определяется параметрами нелинейных электрических нагрузок, осциллограммы токов которых являются несинусоидальными функциями, и параметрами питающей сети, которая на уровне ЭТК предприятий определяется в основном в виде мощности короткого замыкания и представляется индуктивным сопротивлением. Сопротивление системы широко используется при расчете режимов работы системы электроснабжения предприятий, в том числе несинусоидальных режимов работы сети [217, 244, 268]. В работе [268] показано, что в зависимости от измеренных значений сопротивления системы можно определить доминирующий источник гармоник в ТОП. Эффективность работы устройств компенсации гармонических искажений, например, пассивных фильтров гармоник, напрямую зависит от сопротивления питающей сети. Поэтому при выборе параметров таких устройств необходимо знать величину сопротивления системы на частотах ВГ. Сопротивление системы может помочь в определении источника «загрязнения» ВГ, то есть уладить споры между поставщиком электрической энергии и потребителем [189, 197, 224].

Сопротивление системы на ВГ может быть определено расчетным путем или с помощью измерений. Определение сопротивления системы на частотах ВГ с помощью расчетов ведется из предположения его индуктивного характера и линейной зависимости от частоты по формуле (1.5):

$$X_{Sh} = h \cdot X_{S1}, \quad (1.5)$$

где X_{Sh} – индуктивное сопротивление сети на ВГ, Ом; h – номер ВГ; X_{S1} – индуктивное сопротивление сети на основной (первой) гармонике, Ом.

Такой способ прост и не требует применения дополнительного оборудования, однако при моделировании режимов работы ЭТК точность определения уровней ВГ снижается. Это связано с тем, что сопротивление системы включает в себя резистивную и емкостную составляющие, и имеет нелинейный характер [176, 207]. Применение аналитического метода оценки сопротивления системы для ветряных турбин показано в работе [292]. Также сопротивление системы может изменяться с течением времени, то есть обладать нестационарностью из-за подключения различных дополнительных нагрузок выше ТОП [142, 150]. С другой стороны, применение измерительного метода более трудоемко, но дает более точные результаты [202, 251].

Среди измерительных методов можно выделить основанные на применении генераторов высших гармоник (инвазивные) и на измерении гармонических токов и напряжений для двух следующих друг за другом моментов времени (неинвазивные). Классификация основных методов представлена на рисунке 1.11.

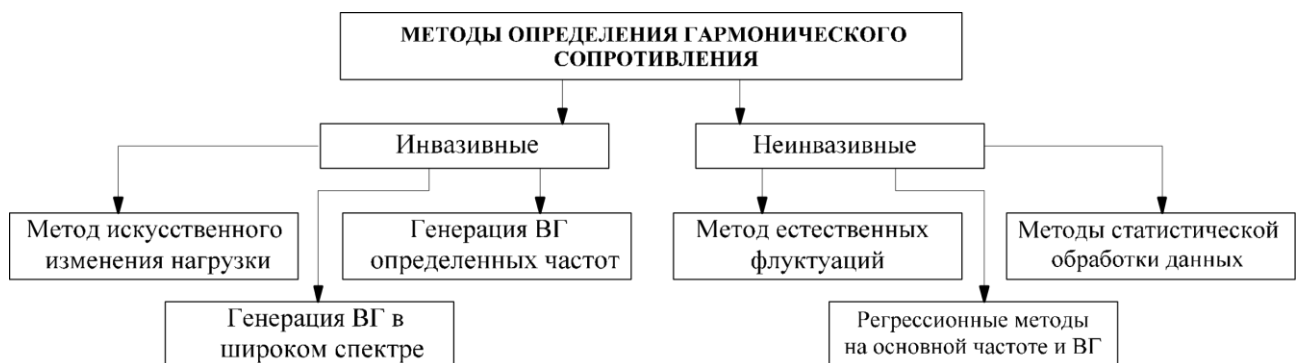


Рисунок 1.11 – Классификация основных методов определения сопротивления энергосистемы на частотах ВГ (составлено автором)

Сравнение различных методов определения сопротивления системы приведено в статье [195]. Использование метода на основе генераторов ВГ требует дополнительного дорогостоящего оборудования, а также реализации функции измерения в сети гармоник с целью генерации специального сигнала, исключая существующие в сети гармоники. Кроме этого, дополнительно подключаемая НН с определенным спектром ВГ может иметь частотно-зависимое внутреннее сопротивление, которое необходимо учитывать при проведении измерений.

Метод двух последовательных измерений более прост в применении, однако его принцип, основанный на изменении параметров нелинейных нагрузок с внешней или с внутренней стороны относительно ТОП, не позволяет точно измерять сопротивление сети на ВГ при одновременном изменении параметров нагрузки во внешней сети и сети электроснабжения рассматриваемого объекта.

Оценка погрешности метода измерения сопротивления системы на основе колебаний нагрузок приведена в [195]. Некоторые подходы к определению сопротивления системы в режиме реального времени описаны в [212, 256, 266, 276].

Таким образом, существующие методы определения гармонического сопротивления системы на частотах ВГ имеют следующие преимущества и недостатки, сведенные в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 - Преимущества и недостатки существующих методов определения сопротивления энергосистемы на частотах ВГ (по данным автора)

Инвазивные методы	Неинвазивные методы
Преимущества	
Точность измерения выше вследствие известного генерируемого спектра	Не требуется подключение дополнительных устройств
Возможность оценки резонансных частот	Отсутствие резонансов на частотах искусственно генерируемых ВГ
Оценка сопротивлений в широком диапазоне частот	Большой объем измеренных данных для анализа
Недостатки	
Необходимость подключения дополнительных устройств	Точность измерения ниже вследствие незначительных изменений ВГ
Отсутствие методик по выбору мощности таких устройств с учетом собственной линейной и нелинейной нагрузки	Необходимость разработки алгоритмов обработки данных для повышения точности и достоверности

Продолжение таблицы 1.1

Инвазивные методы	Неинвазивные методы
Недостатки	
Необходимость изменения режимов работы оборудования	Допущение об отсутствии одновременного изменения ВГ со стороны сети и нагрузки

На основе выше представленных преимуществ и недостатков необходимо синтезировать новые способы и методы, позволяющие использовать преимущества одних методов и исключить недостатки других.

Одной из основных электрических нагрузок на любом промышленном предприятии являются асинхронные электродвигатели переменного тока (АД). Поэтому в данной работе в качестве линейной электрической нагрузки рассматривается именно такой тип двигателя.

На сегодняшний день различные источники предлагают для анализа на ВГ замещать реальный АД следующими схемами, представленными на рисунке 1.12 [39, 257].

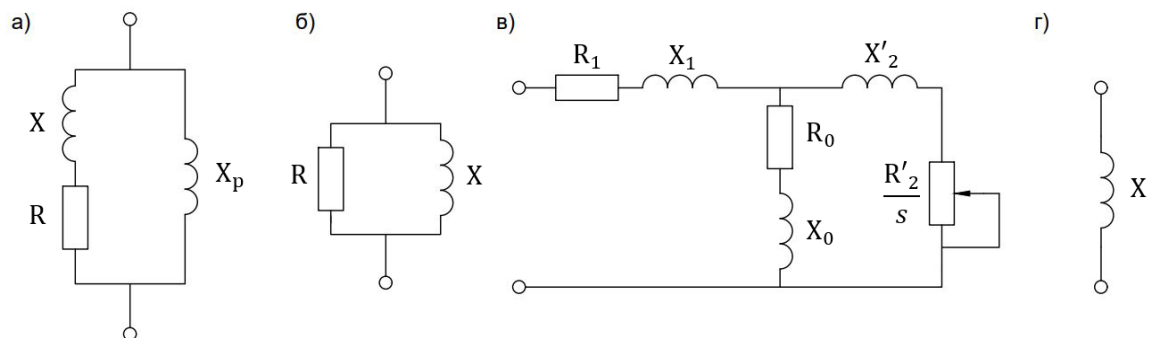


Рисунок 1.12 – Схемы замещения АД на частотах ВГ [257]

Рассмотрим каждую схему по отдельности. Схема (а) предлагается для составления схемы замещения нагрузки и расчета режимов с ВГ в публикации CIGRE [167]. Значение каждого элемента схемы определяется по формулам (1.6 – 1.8):

$$X_p = j \cdot h \cdot R / (6,7(Q_{\text{НОМ}}/P_{\text{НОМ}}) - 0,74), \quad (1.6)$$

$$R = U_{\text{НОМ}}^2 / P_{\text{НОМ}} \quad (1.7)$$

$$X = j \cdot 0,073 \cdot h \cdot R \quad (1.8)$$

где $P_{\text{НОМ}}$ – номинальная активная мощность двигателя, Вт; $Q_{\text{НОМ}}$ – номинальная реактивная мощность двигателя, вар; $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение двигателя, В.

Вероятно, такая схема замещения представлена для обобщенной электрической нагрузки и вызывает вопросы применения эмпирических коэффициентов в формуле. Кроме этого, частотная характеристика активного сопротивления считается неизменной в данной схеме замещения. В ряде работ показано, что активное сопротивление также изменяет свое значение в зависимости от порядка гармоник [194, 219, 230, 280].

Традиционная схема замещения АД представлена на схеме (б) [166], в которой активное сопротивление не зависит от частоты, а реактивное сопротивление пропорционально порядку гармонических составляющих. Кроме этого, в параллельном соединении при увеличении порядка гармоники ток будет увеличиваться в ветви с активным сопротивлением и на ВГ не будет оказывать значительного влияния ветвь с индуктивным сопротивлением. Также можно отметить традиционную схему замещения в виде последовательного соединения активного и индуктивного сопротивлений, в которой параметры определяются исходя из постоянства протекающего по цепи тока по формулам (1.9 – 1.10) [166]:

$$R = U_{\text{ном}}^2 / P_{\text{ном}} \quad (1.9)$$

$$X = j \cdot h \cdot U_{\text{ном}}^2 / Q_{\text{ном}} \quad (1.10)$$

Более подробная схема замещения АД (в) приводится в [39, 148], которая является традиционной для расчета электромеханических систем и является более сложной с точки зрения расчетов режимов систем электроснабжения при наличии ВГ. Учет скольжения на ВГ также требует дополнительных расчетов. Авторы указывают, что данная эквивалентная схема АД приведена для любой частоты питающего напряжения, однако не ясно каким образом учитываются активные и индуктивные сопротивления на частотах ВГ.

Схема (г) рассматривается в публикации [39]. В такой схеме замещения не учитывается активное сопротивление на основной и частотах ВГ. Авторы отмечают, что таким сопротивлением можно пренебречь и это приводит к незначительной погрешности расчетов режимов при наличии ВГ. Однако в некоторых случаях неучет активного сопротивления может привести к более значительным погрешностям, например, при расчете режимов с конденсаторными

установками. Также реактивное сопротивление на ВГ изменяется пропорционально сопротивлению на основной частоте с учетом кратности пускового тока по формуле (1.11):

$$Z_h = X_h = h \cdot U_{\text{ном}_\phi} / k_{\text{П}} \cdot I_{\text{ном}_\phi} \quad (1.11)$$

где $U_{\text{ном}_\phi}$ – фазное значение номинального напряжения двигателя, В; $I_{\text{ном}_\phi}$ – фазное значение номинального тока двигателя, А; $k_{\text{П}}$ – пусковой коэффициент двигателя.

Таким образом следует отметить, что существует значительное разнообразие схем замещения АД при расчетах несинусоидальных режимов. С целью анализа несинусоидальных режимов и влияния линейной электрической нагрузки на расчет показателей КЭ следует формализовать активную и реактивную составляющую ВГ при различной загрузке оборудования на основе экспериментальных исследований.

Для проведения расчетов и анализа несинусоидальных режимов работы потребителей необходимо использовать корректные схемы замещения как линейных, так и нелинейных электрических нагрузок, позволяющие с достаточной точностью определять уровень эмиссии гармоник и их распределение в электрической сети [47]. Также данный вопрос актуален при выборе параметров устройств, улучшающих КЭ и компенсирующих ВГ тока и напряжения [175, 231, 246]. При этом адекватность моделирования несинусоидальных режимов в значительной степени определяется принятой моделью именно НН.

Широко распространены работы, в которых НН представляются нелинейными вольт-амперными характеристиками, которые аппроксимируются различными функциями [160, 209, 245]. Также широко применяются более сложные подходы, основанные на моделях полупроводниковой преобразовательной техники [204, 238]. Усложнение математических моделей приводит к ограниченному использованию аналитических методов [141, 279] и более широкому применению имитационного моделирования режимов сетей, которое позволяет осуществлять численные решения поставленных задач [177, 185]. Кроме этого, в инженерной практике зачастую необходимо проводить оценочные расчеты режимов работы сети с НН при сохранении достаточной для

практики точности. В этом случае расчеты могут быть довольно приближенными и не требовать разработки сложных математических моделей. Традиционные модели НН в виде источников тока в данном случае представляются весьма полезными [39, 186].

В работах [182, 186, 198] рассматривается моделирование неуправляемого шестипульсного диодного выпрямителя. Такая модель представляет собой замещение нелинейной нагрузки на источники тока с амплитудой I_h , рассчитываемой по формуле (1.12):

$$I_h = \frac{I_1}{h} \quad (1.12)$$

где h – номер гармоники; I_1 – амплитуда тока первой гармоники, потребляемого выпрямителем, А. Преимуществом такой модели является простота ее применения, однако, такая модель является неточной [72, 242] и правомерность ее использования во многих случаях ставится под сомнение. Согласно [163, 272] также наиболее распространенным является представление преобразователя в виде источника гармоник тока, заданного спектром тока.

Также, модель неуправляемого шестипульсного диодного выпрямителя может быть представлена в табличном виде в зависимости от параметров питающей сети [186, 201]. Таблица формируется на основании проведения экспериментальных измерений токов выпрямителя при изменении внешних условий (сопротивление сети, дроссель со стороны переменного тока, дроссель со стороны постоянного тока, нагрузка). Широкий спектр справочных данных увеличивает точность расчетов, но такой подход является трудоемким и требующим большой объем исходных данных.

В ряде работ [184, 208, 216, 218] представление НН предлагается осуществлять на основе моделей в частотной или временной областях. Согласно подходу в частотной области, силовой преобразователь анализируется путем наблюдения за последовательностью состояний, описывающих его схему проводимости. В каждом из состояний силовой преобразователь может быть представлен пассивной линейной схемой и проанализирован с помощью комплексных чисел [264, 265]. Что касается представления НН во временной

области, то силовой преобразователь замещается системой дифференциальных уравнений или уравнений состояний [154, 183, 192]. После решения этих уравнений, спектр гармоник токов со стороны питающей сети определяются с помощью быстрого преобразования Фурье.

Одним из наиболее широко используемых методов является гибридный метод, совмещающий оба рассматриваемых ранее метода (частотно-временной) и их преимущества: линейные компоненты моделируются в частотной области, а нелинейные компоненты представляется во временной области [160, 178, 182, 198].

Согласно [39] для тиристорных регуляторов мощности наиболее характерными являются 2, 3, 4, 5, 7, 11, 13 гармоники (более 0,5%). В случае единичной установки токи 5, 7, 11, 13 гармоник определяются выражением (1.13):

$$I_h = \frac{0,7S_{п,т}}{\sqrt{3}U_{ном}h}, \quad (1.13)$$

а токи 2, 3, 4 гармоник по выражению (1.14):

$$I_h = \frac{0,1S_{п,т}}{\sqrt{3}U_{ном}h}, \quad (1.14)$$

где $S_{п,т}$ – мощность трансформатора, кВА; $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

В [273] выпрямительный преобразователь представлен упрощенной однолинейной схемой, которая используется для описания функций передачи модели преобразователя. Для описания модели используются две функции передачи, связывающие стороны постоянного (DC) и переменного (AC) тока преобразователя с учетом изменения угла управления α и угла коммутации μ .

Согласно [188] при предположении, что выпрямленный ток мостового выпрямителя не имеет пульсаций, токи высших гармоник на стороне AC определяются по формуле (1.12). Однако, ввиду эффекта коммутации, форма тока, потребляемого выпрямителем, принимает иной вид. В таком случае, ВГ тока трехфазных выпрямителей, можно определить по выражению (1.15):

$$I_h = I_{dc} \left\{ \sqrt{\frac{6}{\pi} \cdot \frac{\sqrt{A^2 + B^2 - 2AB \cos(2\alpha + \mu)}}{h[\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu)]}} \right\}, \quad (1.15)$$

где α – угол запаздывания, град; μ – угол коммутации, град; коэффициенты A и B определяются по уравнениям (1.16):

$$A = \frac{\sin \left[(h-1) \frac{\mu}{2} \right]}{h-1}, B = \frac{\sin \left[(h+1) \frac{\mu}{2} \right]}{h+1}. \quad (1.16)$$

При определении параметров эквивалентной нелинейной электрической нагрузки согласно [26] опытным путем может быть принят общий закон суммирования для гармонического напряжения и тока. Закон для результирующего гармонического тока порядка h выражен формулой (1.17):

$$I_h = \sqrt[\alpha]{\sum_i I_{hi}^\alpha} \quad (1.17)$$

где I_h – значение результирующего гармонического тока (порядка h) для рассматриваемой совокупности источников (вероятностное значение), A ; I_{hi} – значения различных индивидуальных уровней эмиссии (порядка h), которые должны быть объединены, A ; α – показатель степени, определяемый из [26]. Аналогичную формулу предлагается использовать при суммировании гармонического напряжения.

Очевидно, что существующие способы позволяют определять параметры НН с некоторой погрешностью, которая возрастает при моделировании эквивалентных нагрузок. В этом случае зачастую возникают трудности, так как данные из проектов системы электроснабжения могут быть устаревшими, их может быть недостаточно и количество отходящих линий в точке эквивалентирования может быть очень большим. Поэтому при расчетах несинусоидальных режимов на основе схемы замещения ЭТК необходимо разработать подход, включающий определение схемы замещения эквивалентной НН, в том числе при наличии внешних источников искажений, которые могут в значительной степени влиять на уровень генерируемых ВГ полупроводниковых преобразователей.

1.5 Анализ и систематизация методов определения долевых вкладов источников искажений

Проблеме выявления долевого вклада источников искажений и компенсации их влияния на потребителей посвящено большое количество как зарубежной, так и отечественной литературы. Указанные задачи не теряют своей значимости на протяжении последних десятилетий. Об этом свидетельствуют регулярно проходящие конференции, посвящённые вопросам электромагнитной совместимости и качества электроэнергии: CIGRE (Международная конференция по большим электрическим системам), CIRED (Международная конференция по системам распределения электроэнергии) и др. Существуют различные методы и средства, позволяющие исключить их влияние на электрооборудование и электрическую сеть, включающие пассивные и активные системы фильтрации различных конфигураций, рациональное построение схемы электроснабжения, совершенствование конструкции нелинейных нагрузок и др. [22, 120]. Также рассматриваются способы уменьшения генерируемых искажений со стороны распределённых источников энергии путем установки фильтрующих устройств и совершенствования системы управления и синхронизации с сетью [157, 179, 286]. Однако не в достаточной степени уделено внимание вопросу выбора параметров такого оборудования в зависимости от долевого вклада источников искажений и параметров питающей сети на частотах высших гармоник в условиях применения распределённых и возобновляемых источников энергии.

В рамках выявления источников искажений и определения их долевого вклада в суммарные показатели разработано немало способов и методов. Первые публикации в этой области появились после вступления в силу ГОСТ 13109-87, в которых подвергался критике метод включения/отключения нагрузки от сети, разработанный во ВНИИЭ под руководством Ю. С. Железко [4, 44, 96], что послужило толчком для дальнейших исследований.

Большое количество работ посвящено методикам, основанным на анализе потоков мощности высших гармоник и базирующимся на определении угла сдвига между напряжением и током на частоте высших гармоник [48, 51, 58, 60, 78, 112].

Метод потока активных мощностей базируется на измерении значений активных мощностей на высших гармониках. Метод имеет практическое применение, однако не всегда дает корректный результат. Применение метода подразумевает определение углов фаз напряжения и тока, что вызывает определенные трудности при соизмеримо малом содержании высших гармоник в напряжении либо токе. Кроме этого, угол сдвига фаз между напряжением и током определяется на основе определения фазового угла напряжения, который в ТОП определяется функционированием всех потребителей, подключенных к этой точке. То есть на этот параметр влияет не только рассматриваемый потребитель. Искажающий потребитель независимо от других участников, подключенных к ТОП, оказывает влияние только на фазу собственного тока высшей гармоники. Метод, основанный на вычислении мощности искажения на вводе потребителя, имеет ограниченное применение и недостаточную теоретическую обоснованность. Метод работает в сетях, к которым подключена нагрузка, потребление которой характеризуется только лишь активной мощностью, например, частный или городской сектор. Однако в электрических сетях, питающих промышленных потребителей указанный метод дает значительную погрешность, особенно при подключении устройств компенсации реактивной мощности на базе конденсаторных установок.

Следующим принципиальным этапом в развитии методов выявления источников искажений являются работы, основанные на анализе активных двухполюсников [8, 18, 23, 87, 119, 121]. При реализации метода активных двухполюсников определяется эквивалентная проводимость каждого потребителя [3, 124, 191]. При этом проводимости рассчитываются по приращениям ВГ тока и напряжения исходя из предположения, что либо во внутренней, либо во внешней электрической сети происходит изменение нагрузки. Однако, если нагрузка неизменна, либо одновременно изменились параметры системы и нагрузки, то определение проводимости не представляется возможным, что увеличивает погрешность метода. Дополнительно вызывает сомнение тот факт, что изменение проводимости одного потребителя приводит к изменению значений ВГ

напряжения в ТОП и для других потребителей, которые в данный момент могут не оказывать воздействие на искажение напряжения.

В России на данный момент нет корректной и однозначной методики по выявлению долевого вклада источников искажений, особенно, если таких источников в ТОП несколько. Предлагалось много альтернативных вариантов решения задачи, однако ни один из них не нашел отражения в нормативно-правовых актах и документах. Единственный нормативный документ [95], ранее регламентировавший процедуру оценки влияния потребителей на показатели качества электроэнергии, утратил силу в 2006 г. Стоит отметить, что до середины 2025 г. в отечественных стандартах на качество электроэнергии [28] ограничивались только уровни искажений в напряжении. А в середине 2025 г. появился стандарт, ограничивающий гармоники тока в сетях общего назначения среднего и высокого напряжения [31], по которому на текущий момент собираются данные по его применению на практике. Кроме этого, имеются стандарты в области электромагнитной совместимости, ограничивающие ВГ тока отдельных низковольтных электроприемников с токами не более 75 А на фазу [27]. За рубежом имеются стандарты, ограничивающие ВГ тока на вводе потребителя [188], что, несомненно, приводит к ограничению уровней искажений в напряжении. Однако, при наличии ВГ напряжения и только лишь линейной нагрузки у потребителя, последний может быть оштрафован или отключен от энергосистемы, хотя и не вносит искажений.

В зарубежных странах (США, Китай, Япония, Индия, Германия, Италия, Швеция, Польша и др.) также уже долгое время идёт разработка методов, которые позволили бы решить эту проблему. В работе [284] используется метод с применением активных двухполюсников, ее отличительной особенностью на тот момент являлось использование нескольких следующих друг за другом измерений параметров режима работы сети для определения долевого вклада. В работах [170, 206] также применяется принцип активных двухполюсников, где требуются данные о сопротивлении системы электроснабжения и потребителей, что осложняет процесс расчетов и возможность применения. Проводятся исследования

по совершенствованию методов измерения проводимостей системы электроснабжения и потребителей [196, 205], которые подразделяются на неинвазивные и инвазивные. Последние достаточно точно оценивают параметры системы и потребителей на основе генерации в сеть гармоник тока (интергармоник) определенного спектра и последующего измерения ВГ напряжения. Однако, сложность источника, используемого для генерации сигнала в сеть, значительно увеличивает затраты при решении задачи. Кроме этого, в системах с распределенной генерацией на базе возобновляемых источников энергии могут иметь место некорректные результаты вследствие наличия в сети искажений широкого диапазона частот [199, 213].

Принцип некоторых из методов выявления источников искажений основан на расчете того или иного вида мощности либо потока мощности. К таким методам относится метод потока активной мощности [270, 271], метод реактивной мощности [74, 282], метод неактивной мощности [156], метод мощности искажений [123, 210, 269]. Однако, ни один из методов не дает точную информацию о вкладе каждого источника высших гармоник в общие искажения в процентном соотношении, а определяет исключительно доминантный источник. Кроме того, по таким методам возможно получение противоположных результатов, что ставит под сомнение их точность [281, 283].

Известны работы, основанные на корреляции параметров электропотребления и качества электроэнергии [33, 236, 250]. В работе [250] предлагается анализировать связь ВГ тока от ВГ напряжения и в зависимости от коэффициента корреляции определять долевые вклады источников ВГ. Метод основан на статистическом анализе данных и дает оценку долевых вкладов на основе длительных измерений. Предложенный метод также не дает возможность оценки взаимосвязанных долевых вкладов по току и напряжению в процентном соотношении.

Существует ряд методов, суть которых основана на анализе векторов токов и напряжения в ТОП [153, 235, 252]. Например, в [180] разделение ответственности за генерацию ВГ тока между системой электроснабжения и потребителями

производится за счет проецирования нормализованных векторов тока и напряжения в ТОП на каждой гармонике на их векторную сумму. Недостатком такого метода является тот факт, что при таком подходе наличие емкостной нагрузки потребителей увеличивает их вклад в ухудшение качества электроэнергии в ТОП, что ведет к необъективной оценке вклада потребителей.

На основе представленного анализа методов определения долевых вкладов была составлена классификация методов, представленная на рисунке 1.13. Следует отметить, что представленные методы не позволяют проводить корректный выбор средств компенсации ВГ, особенно при наличии внешних источников искажений.

Таким образом, в настоящее время не существует устоявшегося и однозначного метода выявления источника высших гармоник в электрических сетях, позволяющего достоверно оценить вклад в общие показатели качества электроэнергии, что подчеркивает актуальность исследований в данной области. А разработка методов и средств повышения качества электрической энергии на основе выявления долевого вклада источников искажений и компенсации их влияния на потребителей в системах с распределённой генерацией является актуальной и очень важной задачей как с научной, так и с практической точки зрения.

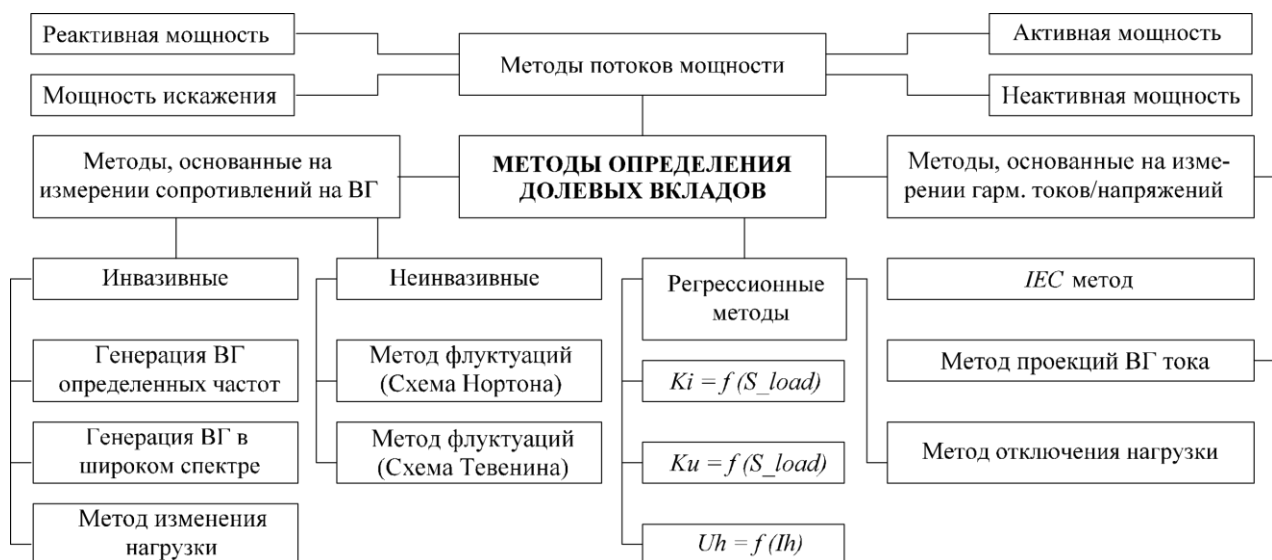


Рисунок 1.13 – Классификация методов определения долевых вкладов источников искажений (составлено автором)

1.6 Проблемы применения устройств компенсации гармоник при наличии внешних искажений в напряжении питающей сети

В ЭТК предприятий применяются различного рода мероприятия и технические средства для снижения уровня ВГ. Их можно классифицировать на следующие группы [39, 130, 245]:

1. Рациональное построение схемы электроснабжения.
2. Внедрение дополнительных технических устройств для компенсации ВГ, которые в основном делятся на активные и пассивные системы фильтрации.
3. Модернизация электрооборудования с целью снижения генерируемых искажений.

Различного рода организационно-технические мероприятия относятся к первой группе: выделение НН на отдельные электрические вводы, не связанные или связанные через другие сети с ЛН (например, выделение электроснабжения серии электролизеров на алюминиевых предприятиях на секции шин 110/220 кВ); настройка регуляторов средств компенсации реактивной мощности на работу в зоне, исключаящей значительные перегрузки конденсаторов ВГ тока [109, 133]; снижение/увеличение сопротивления предвключенной сети для питания потребителей с нелинейными вольт-амперными характеристиками (например, изменение положения отпаяк трансформатора, установка устройств продольной компенсации/дополнительного реактора) [134, 253]; снижение сопротивления нулевой последовательности в сетях низкого уровня напряжения [193]; соединение в звезду первичных обмоток трансформаторов и вторичных обмоток в треугольник (в этом случае гармоники тока порядка $3k$ не протекают по первичной обмотке трансформатора) [10]. Зачастую такого рода мероприятия достаточно сложно осуществить в условиях существующей сети. Кроме этого, их применение может привести лишь к частичному решению проблемы компенсации искажений в электрической сети. Это относится и к ситуациям, при которых в сети имеется внешняя НН значительной мощности. При отсутствии анализа процесса возникновения гармонических искажений в напряжении и токе, в том числе оценки долевых вкладов источников искажений, применение указанных мероприятий

первой группы может быть неэффективным и даже привести к обратному эффекту, связанному с увеличением ВГ в рассматриваемом узле нагрузки. Например, выделение НН на отдельные электрические вводы без оценки долевых вкладов внешней НН, может привести к некорректной оценке остаточных значений ВГ тока и напряжения в рассматриваемом узле нагрузки. Кроме этого, такое мероприятие увеличивает долю внешней НН в несинусоидальность напряжения по отношению к рассматриваемому узлу нагрузки. Также следует отметить, что уменьшение параметров питающей сети при наличии мощного внешнего источника искажений может привести к увеличению ВГ тока на вводном присоединении узла нагрузки, которые далее распространяются по сети ЭТК рассматриваемого предприятия.

Ко второй группе относятся мероприятия, основанные на внедрении дополнительных устройств для снижения уровня искажений в напряжении и токе. К ним относятся, в первую очередь, пассивные, активные и гибридные фильтры [68, 117, 233]. Наибольшее распространение получили пассивные фильтры, которые можно разделить на резонансные и широкополосные демпфирующие [174, 229]. Резонансные фильтры исходя из своего названия настраиваются на определенную частоту, на которой выполняется условие резонанса напряжений для фильтруемой гармоники. При этом сопротивление фильтра является минимальным для настраиваемой частоты и ВГ тока замыкается через такую ветвь, не вызывая влияния на другое электрооборудование. Преимуществом такого фильтра является генерирование реактивной мощности на частоте сети, что приводит к повышению коэффициента мощности сети [35].

При проектировании таких фильтров необходимо учитывать возможное наличие искажений во внешней сети, которые могут привести к дополнительной загрузке фильтра ВГ тока из сети. Кроме этого, на эффективность фильтрации гармоник оказывает влияние добротность фильтра, которая зависит от активного сопротивления его цепи. С одной стороны, увеличение его добротности повышает эффективность компенсации искажений за счет минимизации сопротивления цепи для протекания тока. Однако, с другой стороны, приводит к увеличению значений пиков и нулей амплитудно-частотной характеристики, что может привести к

резкому увеличению сопротивления на других частотах. При появлении в сети гармоник с таким порядком частот, происходит резкое увеличение гармоник в напряжении сети. Поэтому устанавливать такого рода фильтры следует с частоты наименьшей ВГ, существующей в сети. Однако и в этом случае, не исключено возникновение других гармоник (четных, интергармоник) в результате подключения новой нагрузки и изменения конфигурации сети. Также следует отметить, что настройка фильтров зависит от параметров конденсаторов и реакторов, входящих в их состав. При производстве таких элементов существует технологический разброс значений емкости и индуктивности, кроме этого, такие параметры могут изменяться в процессе эксплуатации, что приводит к расстройке фильтра и эффективности его фильтрации.

Вследствие указанных недостатков пассивных фильтров в настоящее время все более интенсивно внедряются активные фильтры гармоник, которые к тому же с течением времени становятся все менее дорогостоящими. Активные фильтры – наиболее современное устройство не только для улучшения качества электроэнергии с точки зрения ВГ, но и для увеличения коэффициента мощности электрических сетей. Активные фильтры гармоник в отличие от пассивных шунтирующих фильтров позволяют [149, 239, 267, 287]:

- осуществлять компенсацию ВГ одновременно нескольких порядков;
- динамически компенсировать как реактивную мощность, так и ВГ тока и напряжения, что полезно при наличии резкопеременной НН;
- осуществлять улучшение сразу нескольких показателей КЭ, в том числе несимметрию напряжений;
- наращивать номинальные параметры за счет параллельного подключения аналогичных активных фильтров.

Следует отметить, что применение активных фильтров приводит не только к компенсации ВГ тока выбранных частот, но и к генерации ВГ других частот, генерируемых самим активным фильтром. Для их снижения требуется устанавливать выходные пассивные фильтры активно-емкостного характера, либо более сложные фильтры [36]. При наличии внешних источников искажений

установка параллельного активного фильтра не снизит ВГ напряжения, возникающие от работы внешней НН. Также наличие внешней НН приводит к изменению ВГ тока всех присоединений рассматриваемого узла нагрузки, то есть значения ВГ тока внутренней НН оказываются заниженными и могут привести к некорректной оценке номинальных параметров активных фильтров. То же самое относится и к установке последовательных активных фильтров, которые эффективны при снижении ВГ напряжения питающей сети. Кроме этого, наличие гармоник напряжения, возникающих при работе внешней НН, может влиять на эффективность работы системы управления активным фильтром [144, 240]. Это приводит к искажению управляющих сигналов и некорректной компенсации ВГ активным фильтром. Наиболее перспективным является использование так называемых гибридных фильтров, которые представляют собой комбинацию пассивного и активного фильтра. Однако, при наличии внешних источников искажений им свойственны те же недостатки, что и при работе отдельных устройств.

К третьей группе относятся мероприятия, основанные на модернизации конструкции НН с целью снижения генерируемых ими искажений, что связано с совершенствованием схемотехнических решений устройств преобразовательной техники [115, 222, 232]. Одним из направлений работ является увеличение числа фаз полупроводниковых преобразователей энергии. Наиболее распространенным является увеличение количества фаз в число раз, кратное 6. Для достижения этого возможны два пути: использование трансформаторов, питающих преобразователи, со специальным выполнением обмоток, позволяющих реализовать нужный многофазный режим преобразования; обеспечение эквивалентного многофазного режима группы преобразователей, каждый из которых имеет схему с меньшим числом фаз. Также распространенным мероприятием является установка сетевого дросселя для снижения ВГ тока, генерируемых нелинейными нагрузками. Такой дроссель может располагаться и в звене постоянного тока. В [245] отмечается, что при реализации таких решений удастся создать «выпрямители, у которых коэффициент искажения синусоидальности кривой потребляемого тока находится

в пределах 2 – 3 %, чем достигается практически идеальная ЭМС преобразователя с питающей сетью». Комплектация преобразовательных установок активным выпрямителем также приводит к снижению уровня генерируемых ВГ тока и повышению коэффициента мощности сети [126]. Такие выпрямители строятся на базе полностью управляемых транзисторов с обратными диодами. С помощью широтно-импульсной модуляции формируется требуемая форма сетевого тока. При этом обеспечивается возможность двустороннего обмена мощностью между питающей сетью и электрическим двигателем с реализацией в режиме рекуперации энергии в питающую сеть. При внедрении преобразователя с активным выпрямителем необходимо устанавливать дополнительный шкаф с дросселями, что является достаточно громоздкой конструкцией и приводит к увеличению массогабаритных показателей устройства, особенно при применении в сетях 6-10 кВ. Кроме этого, при наличии активных выпрямителей известны случаи появления гармонических искажений достаточно высокого порядка (даже более 40-го порядка гармоник), что приводит к резонансным явлениям и усилению гармоник тока и напряжения [66, 225, 288, 290].

Следует отметить, что эффективность применения мероприятий третьей группы наименее подвержена влиянию внешних источников искажений в сравнении с мероприятиями первой и второй групп. Однако, наличие такого рода искажений может влиять на работоспособность и эффективность систем управления выпрямителей, а также на срок службы элементов звена постоянного тока, в том числе конденсаторов. Также применение сетевых дросселей позволяют снизить ВГ тока, генерируемые НН, но при этом происходит увеличение ВГ напряжения на выходе сетевого дросселя (входе выпрямителя), что не учитывается при выборе параметров таких устройств.

Таким образом, рассмотрены основные средства минимизации уровня ВГ в ЭТК предприятий, приведены их достоинства и недостатки. Выявлено, что наличие внешних источников искажений оказывает влияние на эффективность и работоспособность таких устройств. Кроме этого, остаются нерешенными вопросы выбора параметров рассматриваемых устройств при наличии внешних источников

искажений, что необходимо решать в комплексе с оценкой долевого вклада источников искажений. Проведенный теоретический обзор позволяет выявить преимущества и недостатки данных методов, определить малоисследованные области проблемы и выбрать вариант направления дальнейших исследований.

1.7 Научно-технические задачи при повышении качества электроэнергии на основе выявления долевого вклада источников искажений и компенсации их влияния на потребителей

В настоящее время существуют различные методы и средства, позволяющие исключить влияние ВГ на электрооборудование и электрическую сеть. Их применение обосновано в случае, если потребитель сам вносит искажения в питающую сеть. Однако, в ряде случаев напряжение на вводе потребителя искажено в результате работы НН сторонних энергообъектов. В такой ситуации возникает справедливый вопрос об идентификации долевого вклада потребителей, подключенных в ТОП. Известно немалое количество разработанных способов для поиска и выявления вклада потребителей в ухудшение суммарных показателей КЭ. Стоит отметить, что существующие разработки являются неинформативными при выборе параметров средств компенсации ВГ. Вместе с тем, до сих пор отсутствуют корректные и утвержденные методики и руководящие документы, позволяющие выявить такой вклад, и ни один из разработанных методов не применяется для решения таких задач на практике. Разработка в мировой практике нормативной документации по ограничению значений ВГ тока не учитывает возможность возникновения искажений со стороны энергоснабжающей организации. Так, при питании искаженным напряжением потребителей только лишь с ЛН, в сетях последних на вводе автоматически появляются искажения тока. Такие искажения возникают не по вине данного потребителя, однако имеется необходимость в их ограничении в соответствии с нормативной документацией.

Дополнительной проблемой является корректное и достоверное проведение измерений, так как основные методы выявления источника ВГ базируются на параметрах токов и напряжений в ТОП нагрузок, которые потом используются для дальнейших вычислений, например, активной мощности, мощности искажения,

«кажущейся» мощности, эквивалентного сопротивления энергосистемы и потребителя. Известно, что погрешность счетчиков при измерении активной электроэнергии зависит от значения активной мощности на частотах ВГ, то есть чем больше искажения, тем выше погрешность измерения. А при измерении реактивной энергии возможна ситуация, когда измерительные устройства вычисляют ее значение по различным математическим выражениям, что приводит к значительным расхождениям и недостоверным показаниям.

Моделирование ЭТК предприятия для оценки и расчета несинусоидальных режимов зачастую проводится на основе составления схем замещения, либо с помощью имитационного моделирования в различных программных комплексах. Однако, ряд элементов моделируется либо со значительными допущениями (что увеличивает погрешность расчета), либо со значительной детализацией (что приводит к громоздким вычислениям и расчетным моделям). Традиционные источники электроэнергии с точки зрения расчета ВГ изучены в достаточной степени. Однако, амплитудно-частотные характеристики источников электроэнергии на базе возобновляемых источников, которые зависят от параметров преобразователей и типа их системы управления, могут вносить существенные изменения в параметры энергосистемы. Параметры НН сторонних потребителей вообще могут быть недоступны и неизвестны. Определение параметров схем замещения на основе паспортных и проектных данных без учета загрузки электрооборудования приводит к значительным погрешностям при расчете несинусоидальных режимов. Параметры источников ВГ ввиду их значительного разнообразия по типам и местам подключения зачастую определяют на основе измерений на реальных объектах. При этом значительное влияние на такие параметры могут оказывать внешние источники ВГ, что в настоящее время не учитывается при расчетах несинусоидальных режимов. Стоит отметить, что определение параметров схем замещения на основе реальных измерений является крайне важной задачей при реализации Энергетической стратегии России до 2035 г., которая предусматривает повышение эффективности энергоснабжения потребителей и внедрение интеллектуальных систем учета электрической энергии.

Нормализация несинусоидальных режимов осуществляется в основном с помощью пассивных и активных ФКУ различных типов и топологий. Однако при этом практически не рассматривается влияние долевого вклада внешних источников ВГ при выборе параметров и мест подключения ФКУ. Неучет параметров внешних источников ВГ приводит к перегрузке и неэффективной работе ФКУ. Так, при доминирующем вкладе внешнего источника искажений в ВГ напряжения на шинах ЭТК предприятия установка параллельного активного фильтра не приведёт к снижению гармоник в напряжении питающей сети. В таком случае необходимо проводить определение долевого вклада источников искажений, на основе которых осуществлять прогнозирование уровня возможного снижения ВГ тока и напряжения, а также корректный выбор параметров ФКУ. При этом необходимо разработать теоретические аспекты, учитывающие взаимосвязь и влияние друг на друга долевого вклада по току и по напряжению, необходимые при выборе параметров ФКУ и нормализации несинусоидальных режимов. Существующие методы определения долевого вклада источников искажений не позволяют проводить выбор параметров средств компенсации гармоник тока и напряжения, что требует разработки новых методов и средств. Также не рассматриваются вопросы определения и контроля долевого вклада на этапе эксплуатации устройств компенсации ВГ, что необходимо проводить при изменении состава нагрузок и режимов их работы.

Таким образом, в современных условиях широкого распространения полупроводниковой преобразовательной техники со стороны источников электроэнергии и со стороны потребителей необходима разработка комплексной методологии оценки и нормализации несинусоидальных режимов, учитывающей определение долевого вклада источников искажений по току и напряжению и включающая комплекс методик и алгоритмов, позволяющих проводить корректный выбор и обоснование параметров ФКУ, применение которых приводит к нормализации уровней ВГ по току и по напряжению. Актуальность и важность темы обусловлена не только научной и практической значимостью, но и экономической целесообразностью, так как выявление источника искажения на

основе проведения измерений предполагает максимальную заинтересованность потребителя в улучшении показателей КЭ.

1.8 Выводы по Главе 1

1. Представлена характеристика проблемы обеспечения качества электроэнергии в современных системах электроснабжения предприятий с распределенными нелинейными электрическими нагрузками и источниками электроэнергии, которая играет важную роль в функционировании систем электроснабжения. Показана необходимость коррекции существующих исследований в этой области, особенно при переходе на цифровые технологии и интеллектуальные системы.

2. Приведены результаты экспериментальных исследований уровней искажений в напряжении и токе в электротехнических комплексах промышленных предприятий, которые подтверждают значительное влияние внешних источников искажений на эффективность работы электротехнических комплексов рассматриваемых предприятий и необходимость корректировки и совершенствования традиционных методов исследования и повышения КЭ.

3. Проведен анализ процесса возникновения гармонических искажений, который позволяет определить необходимость исследования гармоник либо в токе, либо в напряжении в зависимости от места подключения нелинейных электрических нагрузок.

4. Проведен анализ существующих методов определения параметров энергосистемы и потребителей на частотах высших гармоник, представлена классификация основных методов определения амплитудно-частотных характеристик энергосистемы, выявлены преимущества и недостатки существующих методов.

5. Проведен анализ существующих методов определения долевых вкладов источников искажений, представлена классификация основных методов, выявлены преимущества и недостатки существующих разработок. Показана необходимость разработки методов определения долевых вкладов, применение которых позволяет

проводить выбор параметров средств компенсации гармонических искажений в напряжении и токе.

6. Проведен анализ существующих методов и способов снижения уровня высших гармоник в электрических сетях промышленных предприятий, представлена классификация основных методов, выявлены преимущества и недостатки существующих разработок. Выявлены основные проблемы применения устройств компенсации гармоник при наличии внешних искажений в напряжении питающей сети.

7. Определены основные научно-технические задачи при повышении качества электроэнергии на основе выявления долевых вкладов источников искажений и компенсации их влияния на потребителей для решения поставленной научно-технической проблемы.

ГЛАВА 2 ПРИНЦИПЫ ОЦЕНКИ УРОВНЕЙ ВЫСШИХ ГАРМОНИК В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ПРИ НАЛИЧИИ ВНЕШНИХ И ВНУТРЕННИХ ИСТОЧНИКОВ ИСКАЖЕНИЙ

Наличие внешних источников искажений относительно узла нагрузки усложняет расчеты и моделирование несинусоидальных режимов СЭС предприятий. Такие источники могут располагаться как на территории предприятия и быть значительно рассредоточенными, так и вне предприятия, то есть подключены во внешней СЭС относительно рассматриваемой электроустановки. В первом случае информация о нагрузках может быть известна, но ее систематизация и использование при моделировании может быть достаточно трудоемким процессом. Во втором случае информация о нагрузках вообще может быть неизвестна, так как относится к ведению других потребителей, что подтверждает необходимость проведения измерений для анализа несинусоидальных режимов СЭС предприятия. На расчет уровней ВГ в таком случае оказывают значительное влияние следующие параметры: сопротивление энергосистемы на частотах ВГ, уровни напряжения ВГ внешних источников искажений, параметры эквивалентной ЛН и НН. Следует отметить, что наличие внешних источников искажений может оказывать влияние на определение всех указанных выше параметров, в частности, внутреннее сопротивление НН на частотах ВГ может оказывать влияние на амплитудно-частотную характеристику (АЧХ) сопротивления системы, так как емкостные элементы НН в звене постоянного тока участвуют в процессах коммутации преобразователей. Также напряжение внешних источников искажений создает собственные составляющие ВГ тока, которые могут протекать по цепям фильтров, ЛН и НН, входящих в состав ЭТК предприятия. Известны случаи, когда активная мощность на частотах ВГ для нелинейной нагрузки в виде автоматизированных преобразовательных систем для электролизеров оказывается положительной при наличии внешних источников искажений, что идет вразрез с традиционным представлением о потоках активной мощности для такой нагрузки [124]. Таким образом, необходимо совершенствовать

и уточнять существующие подходы для оценки и анализа несинусоидальных режимов при наличии распределенных источников искажений.

2.1 Экспериментальное определение параметров асинхронного двигателя на частотах высших гармоник

Исходя из анализа схем замещения АД, представленных в разделе 1.3, можно сделать вывод о том, что в настоящее время существуют различные подходы при моделировании такой нагрузки на частотах ВГ [111]. Поэтому в данной работе проведены экспериментальные исследования по определению параметров схемы замещения АД на частотах ВГ, которая представляет собой одну из основных видов ЛН в ЭТК предприятий [15, 32].

Был разработан экспериментальный стенд, однолинейная схема которого представлена на рисунке 2.1, где АД – асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором с нагрузкой в виде генератора постоянного тока, ТРМ – тиристорный регулятор мощности без нулевого провода с нагрузкой в виде ТЭНов, ТВ – тиристорный шестипульсный выпрямитель с нагрузкой в виде ТЭНов, R_s и L_s – параметры катушек индуктивности с воздушным сердечником, которые представляют собой сопротивление системы.

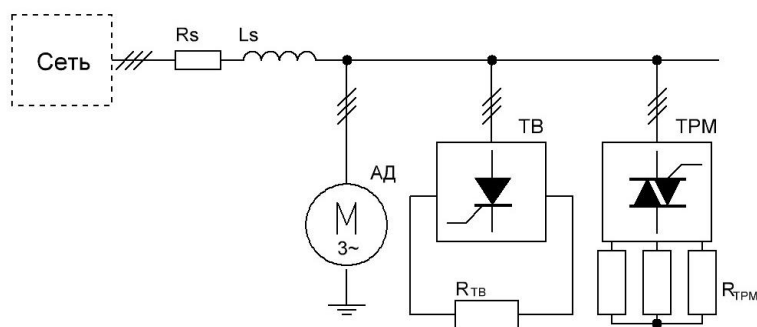


Рисунок 2.1 – Однолинейная схема для определения параметров АД на ВГ
(составлено автором)

Параметры оборудования стенда представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Параметры электрооборудования стенда (по данным автора)

Наименование	Параметры
Питающая сеть	$U_S = 0,4 \text{ кВ}$, $R_S = 1,85 \text{ Ом}$, $L_S = 16,9 \text{ мГн}$
Асинхронный двигатель (АД)	$P_{АД} = 1,5 \text{ кВт}$, $U_{АД} = 380 \text{ В}$, $\cos\varphi = 0,74$
Тиристорный выпрямитель (ТВ)	$U_{ТВ} = 380 \text{ В}$, $P_{ТВ} = 0 \div 8,0 \text{ кВт}$, $U_{DC} = 0 \div 460 \text{ В}$
Тиристорный регулятор (ТРМ)	$U_{ТРМ} = 380 \text{ В}$, $P_{ТРМ} = 0 \div 4,5 \text{ кВт}$

ТРМ и ТВ потребляют из сети несинусоидальный ток, спектр которого состоит как из четных, так и нечетных ВГ. Такие искажения тока создают на зажимах АД гармоники напряжения и в ветви АД появляются соответствующие ВГ тока. Исходя из измеренных значений напряжений и токов в ветви АД рассчитывается сопротивление АД на частотах ВГ [257].

Параметры АД на частотах ВГ рассчитывались для трех различных мощностей двигателя: холостой ход ($P_{д1}$), промежуточная нагрузка ($P_{д2}$), номинальная нагрузка ($P_{дном}$). При номинальной нагрузке параметры АД рассчитывались по паспортным данным, представленным в таблице 2.1. Измерения проводились с помощью поверенного анализатора качества электроэнергии Ресурс-RQA с токоизмерительными клещами номиналом 5 А (класс точности 0,2). Измерения проводились для каждого режима в течение 2 минут с периодом осреднения в 1 с.

Статистические показатели измеренных данных для $P_{д1}$ представлены в таблице 2.2, где U_h (В), I_h (А), φ_h (°).

Таблица 2.2 - Статистические показатели измеренных данных для $P_{д1}$ (по данным автора)

Наименование показателя	Значения									
	U_2/I_2	U_4/I_4	U_5/I_5	U_7/I_7	U_{11}/I_{11}	φ_2	φ_4	φ_5	φ_7	φ_{11}
Прямые измерения										
Среднее значение	<u>13,24</u> 0,64	<u>15,47</u> 0,37	<u>32,22</u> 0,64	<u>10,37</u> 0,15	<u>20,92</u> 0,21	66,8	72,1	74,8	73,2	79,0
Дисперсия, $\cdot 10^{-3}$	<u>0,55</u> 0,001	<u>0,88</u> 0,001	<u>5,48</u> 0,003	<u>8,21</u> 0,002	<u>3,79</u> 0,001	9,8	7,0	2,6	18,0	15,3
Стандартное отклонение, $\cdot 10^{-2}$	<u>2,35</u> 0,12	<u>2,97</u> 0,10	<u>7,40</u> 0,18	<u>9,06</u> 0,14	<u>6,16</u> 0,06	9,9	8,4	5,1	42,5	12,4
Коэффициент Стьюдента	2,0003									
Абсолютная случайная погрешность	<u>0,047</u> 0,002	<u>0,059</u> 0,002	<u>0,148</u> 0,003	<u>0,181</u> 0,003	<u>0,123</u> 0,001	0,19	0,17	0,10	0,85	0,25
Погрешность прибора	<u>0,662</u> 0,032	<u>0,773</u> 0,019	<u>1,611</u> 0,032	<u>0,519</u> 0,008	<u>1,046</u> 0,011	± 5				
Полная погрешность	<u>0,66</u> 0,03	<u>0,78</u> 0,02	<u>1,62</u> 0,03	<u>0,55</u> 0,01	<u>1,05</u> 0,01	5,00	5,00	5,00	5,07	5,01
Косвенные измерения										
Индуктивное сопротивление, Ом	19,1	39,2	48,3	66,2	97,9	-	-	-	-	-
Относительная погрешность, %	7,1	7,1	7,1	7,5	7,1	-	-	-	-	-

В результате проведенных измерений были получены данные по индуктивному сопротивлению АД на частотах ВГ, представленные на рисунке 2.2.

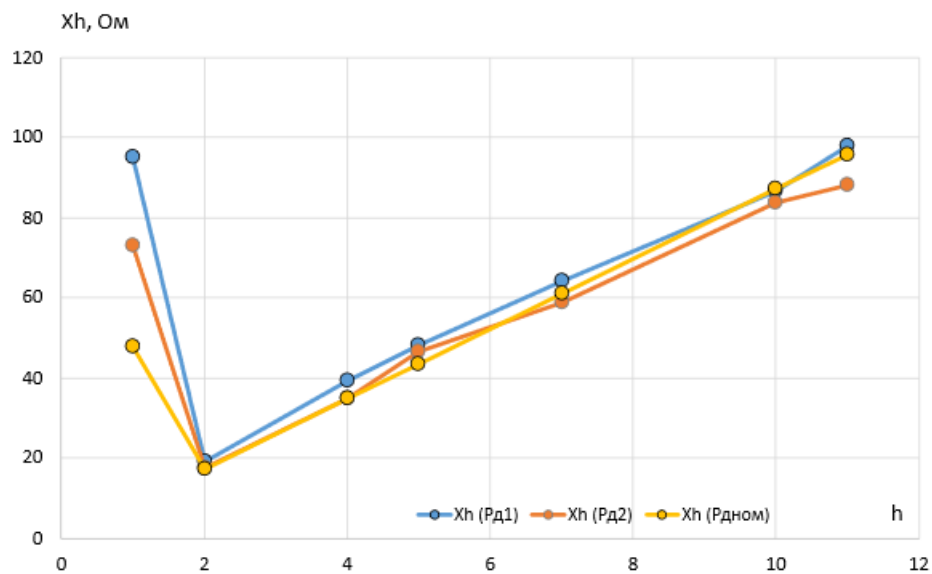


Рисунок 2.2 – Индуктивное сопротивление АД на частотах ВГ
(составлено автором)

Погрешность оценки индуктивного сопротивления относительно расчетного значения по формуле (1.11) при номинальной мощности составила не более 15 % для всех рассматриваемых ВГ. Активное сопротивление на частотах ВГ незначительно зависит от частоты питающего напряжения. Так как схема замещения АД представляет собой последовательное соединение активного и индуктивного сопротивления, то определяющим на частотах ВГ является именно индуктивное сопротивление, что и принято при дальнейших исследованиях при формализации параметров АД на частотах ВГ.

2.2 Экспериментальное исследование параметров высших гармоник, генерируемых различными типами нелинейных электрических нагрузок

Для анализа несинусоидальных режимов СЭС предприятий необходимо использовать корректные схемы замещения как линейных, так и нелинейных нагрузок. При этом адекватность моделирования несинусоидальных режимов в основном определяется принятой моделью именно НН, которая является источником ВГ. Исходя из анализа схем замещения НН, представленных в разделе 1.3, можно сделать вывод о том, что в настоящее время существуют различные подходы при моделировании НН на частотах ВГ. Поэтому в данной работе

проведены экспериментальные исследования по определению параметров ВГ, генерируемых различными типами нелинейных электрических нагрузок.

Исследование проводилось с применением лабораторной установки, включающей различные типы нелинейной электрической нагрузки: неуправляемый мостовой выпрямитель со звеном постоянного тока в виде активно-индуктивной нагрузки (НВ), тиристорный мостовой выпрямитель для регулирования активной мощности в звене постоянного тока (ТВ), тиристорный регулятор мощности с нагрузкой в виде активного сопротивления (ТРМ). Схема лабораторной установки представлена на рисунке 2.3, где L_s – катушка индуктивности с воздушным сердечником, которая представляет собой регулируемое сопротивление системы.

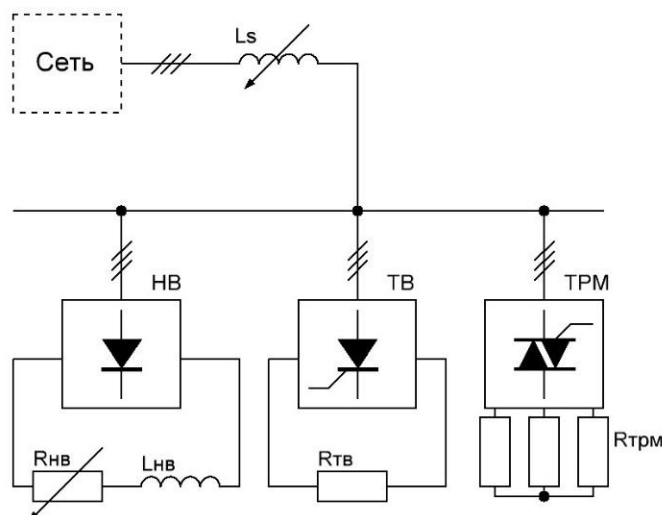


Рисунок 2.3 – Однолинейная схема для определения параметров НН
(составлено автором)

Параметры оборудования лабораторного стенда представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Параметры электрооборудования стенда (по данным автора)

Наименование	Параметры
Питающая сеть	$U_s = 0,4 \text{ кВ}$, $L_s = 1 \div 4 \text{ мГн}$
Неуправляемый выпрямитель (НВ)	$U_{НВ} = 380 \text{ В}$, $R_{НВ} = 42 \div 176 \text{ Ом}$, $L_{НВ} = 40 \text{ мГн}$
Тиристорный выпрямитель (ТВ)	$U_{ТВ} = 380 \text{ В}$, $P_{ТВ} = 0 \div 4,0 \text{ кВт}$, $U_{DC} = 0 \div 460 \text{ В}$
Тиристорный регулятор (ТРМ)	$U_{ТРМ} = 380 \text{ В}$, $P_{ТРМ} = 0 \div 4,0 \text{ кВт}$

Исследование проводилось с отдельно подключенными к сети НН. При этом варьировались параметры сети (отсутствие дополнительных индуктивных сопротивлений, дополнительное индуктивное сопротивление 1 мГн , дополнительное индуктивное сопротивление 4 мГн), а также нагрузка

оборудования. У НВ нагрузка варьировалась путем изменения подключённого активного сопротивления в звене постоянного тока, а значение индуктивного сопротивления оставалось неизменным. У ТВ и ТРМ нагрузка варьировалась путем изменения угла открытия тиристорных групп. Записывались данные о спектральном составе, амплитуде гармоник тока и напряжения, а также углы сдвига фаз на ВГ. Полученные экспериментальные данные сравнивались с аналитическими выражениями, описанными в разделе 1.3. При этом амплитуды гармоник тока НВ сравнивались с выражением (1.12), ТРМ – с выражением (1.13) и (1.14), ТВ – с выражением (1.15).

На рисунке 2.4 представлены осциллограммы токов неуправляемого выпрямителя при различных значениях индуктивного сопротивления сети и относительные значения гармоник тока при различной нагрузке оборудования (значение индуктивности равнялось $L_0 = 0$ мГн, $L_2 = 4$ мГн).

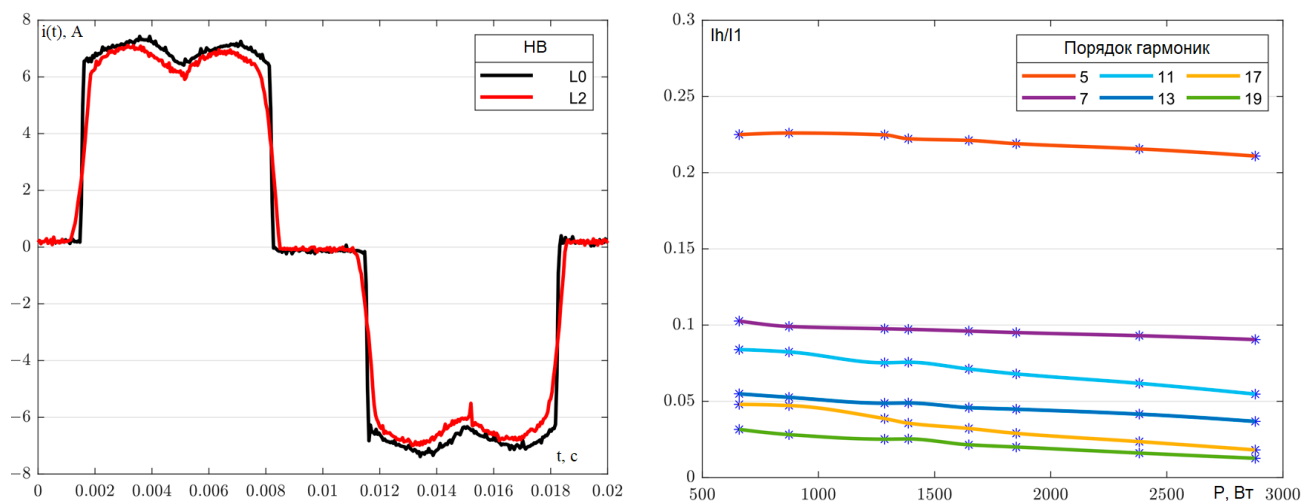


Рисунок 2.4 – Осциллограмма тока НВ (слева) и относительные значения ВГ тока в зависимости от загрузки (справа) (составлено автором)

На рисунке 2.5 представлены осциллограммы токов ТВ при различных значениях индуктивного сопротивления сети и относительные значения гармоник тока при различной нагрузке оборудования.

На рисунке 2.6 представлены осциллограммы токов ТРМ при различных значениях индуктивного сопротивления сети и относительные значения гармоник тока при различной нагрузке оборудования.

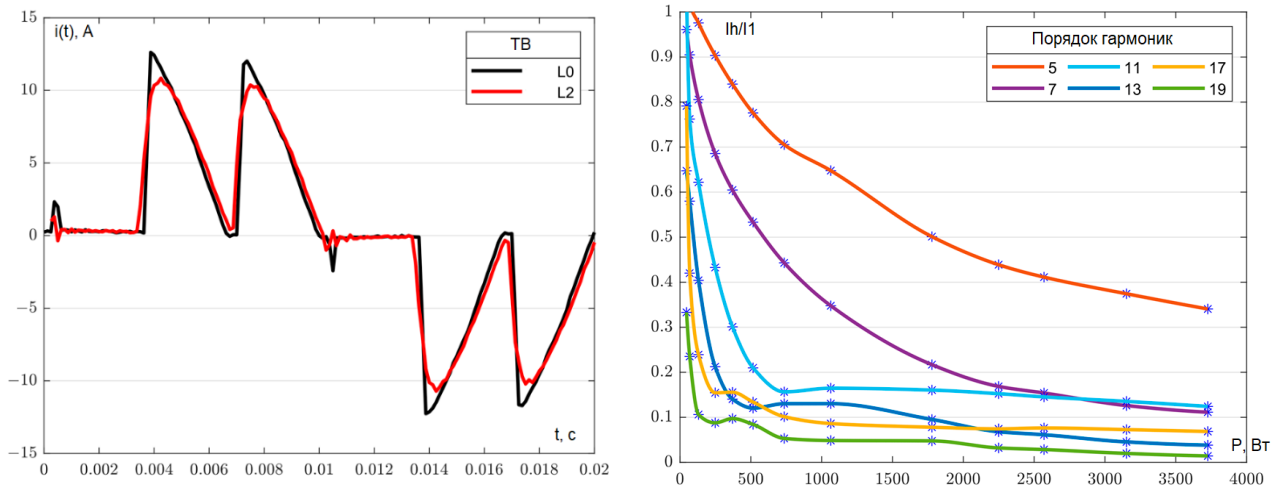


Рисунок 2.5 – Осциллограмма тока ТВ (слева) и относительные значения токов ВГ в зависимости от загрузки (справа) (составлено автором)

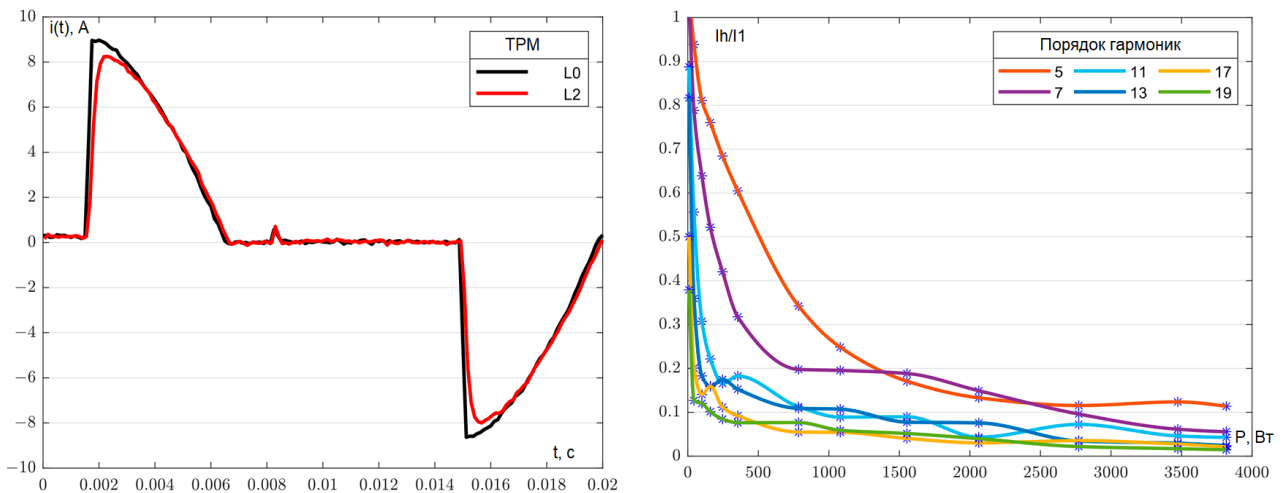


Рисунок 2.6 – Осциллограмма тока ТРМ (слева) и относительные значения токов ВГ в зависимости от загрузки (справа) (составлено автором)

Из графиков следует, что подключение дополнительного индуктивного сопротивления снижает гармоники тока, генерируемые нелинейными нагрузками, что видно из представленных осциллограмм. Однако, K_I для НВ снижается незначительно при подключении дополнительного сопротивления (с 29 до 26 %) и практически не зависит от загрузки оборудования, что подтверждается данными на рисунке 2.4. Из данных на рисунке 2.5 следует, что K_I для ТВ снижается с 44 % до 39 % при подключении дополнительной индуктивности сети. При этом значения ВГ тока для ТВ значительно изменяются в зависимости от загрузки оборудования (при отсутствии индуктивности сети и 10 % загрузке K_I составил 138 %, а при 90 % загрузке – 44 %). Закономерности изменения ВГ тока для тиристорного регулятора

мощности аналогичны зависимостям, представленным для ТВ, что следует из данных на рисунке 2.6.

Также были получены зависимости углов сдвига фаз на частотах гармоник от загрузки для различных типов нелинейной электрической нагрузки, представленные на рисунке 2.7.

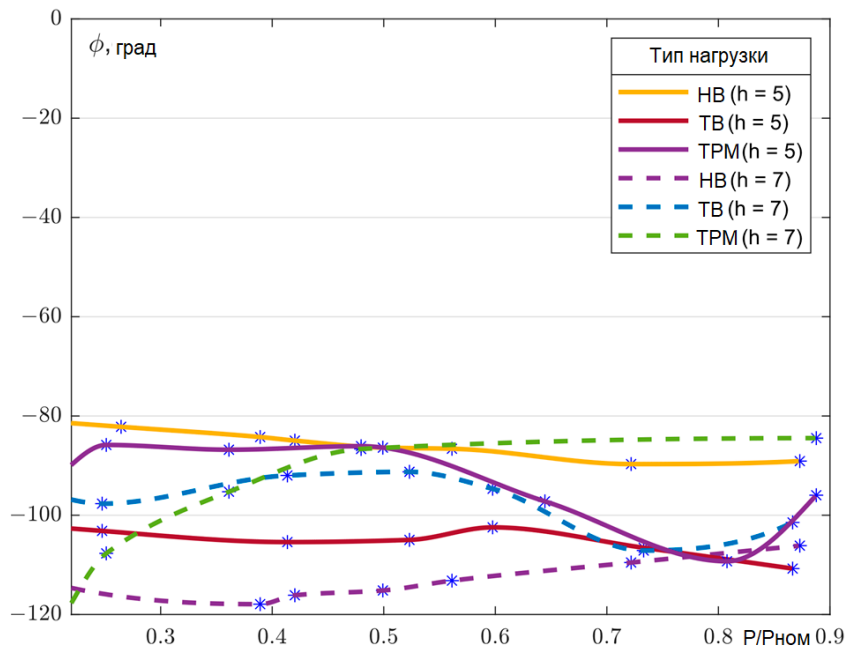


Рисунок 2.7 – Зависимость угла сдвига фаз на частотах ВГ от загрузки различных типов нелинейной нагрузки (составлено автором)

Из графика видно, что углы сдвига фаз варьируются в пределах от -85 до -120 градусов, что является характерным для активно-индуктивной нагрузки и определяются параметрами сети (знак минус означает, что направление составляющих тока на частотах ВГ не совпадает с направлением тока на основной частоте). В данном случае определяющую роль играет подключённое дополнительное индуктивное сопротивление. В рамках эксперимента вместо индуктивного сопротивления было подключено активное сопротивление со значением 3 Ом в питающую линию. При этом угол сдвига фаз на ВГ составил около 180 градусов, что характерно для генерации гармоник тока в сеть и активного сопротивления сети. Таким образом, фазовые характеристики ВГ определяются параметрами сети и формируются на основании моделирования сети и задания амплитуд гармоник тока НН. Отсюда следует, что при моделировании эквивалентной НН в форме источников тока можно задаваться только их

амплитудами. В этом случае углы сдвига фаз на ВГ будут определяться моделью энергетической системы. Поэтому в данном исследовании в дальнейшем сравниваются значения амплитуд гармоник тока с существующими аналитическими выражениями.

В соответствии с указанными для сравнения выражениями в разделе 1.3 была проведена их оценка с результатами экспериментальных исследований. Данные по рассчитанным погрешностям представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Значения погрешностей измеренных данных относительно расчетных по аналитическим выражениям (по данным автора)

Тип нагрузки	Формула	$h = 5, \%$	$h = 7, \%$	$h = 11, \%$	$h = 13, \%$
НВ	(1.12)	10,3	32,1	21,2	33,2
ТРМ	(1.13 и 1.14)	27,9	32,5	38,1	24,2
ТВ	(1.15)	40,4	57,5	46,3	60

Из данных таблицы 2.4 следует, что погрешность вычисления значений амплитуд ВГ тока различных типов НН по аналитическими выражениям варьируется в пределах от 10 до 60 % в сравнении с измеренными данными. При этом с наименьшей погрешностью определяются амплитуды гармоник тока более низкого порядка. В свою очередь, аналитическая модель для определения параметров ТВ является наименее точной из рассматриваемых.

Также были проведены исследования по оценке параметров ВГ для электрических приводов с преобразователями частоты типа Altivar Process ATV630. Проводилась оценка влияния загрузки оборудования на параметры гармонических токов 5 и 7-го порядка (h_5 , h_7 в %), а также суммарного коэффициента гармонических составляющих по току K_I на основании экспериментальных измерений осциллограмм токов электроприводов различной мощности (P_1 (100%) = 3 кВт, P_2 (100%) = 15 кВт, P_3 (100%) = 75 кВт) при номинальной загрузке и загрузке 80 % от номинальной (рисунок 2.8). При этом $h_{5_расч}$ and $h_{7_расч}$ являются амплитудами гармоник, рассчитанными по выражению (1.12).

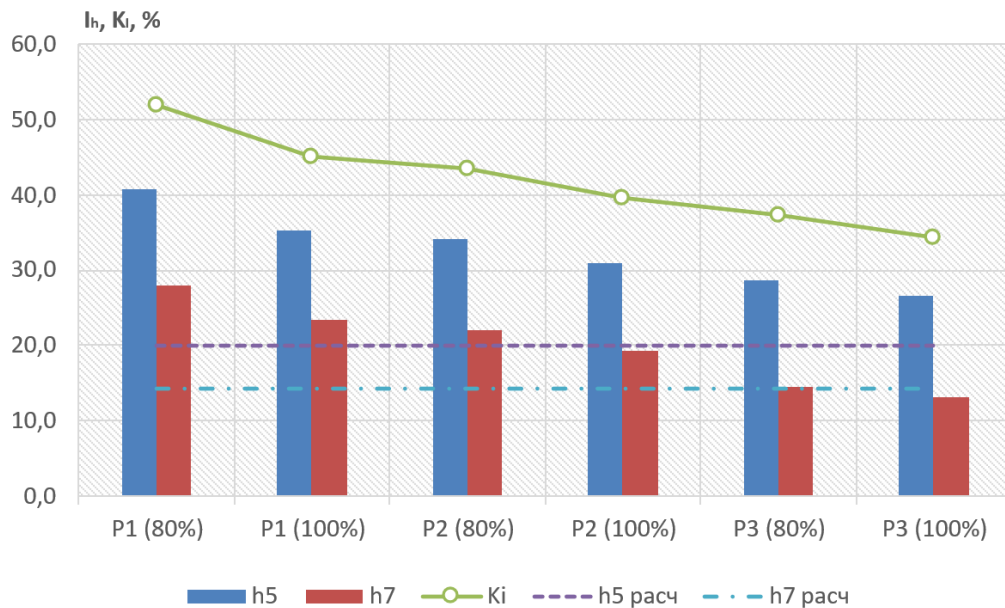


Рисунок 2.8 – Параметры токов ВГ преобразователей частоты при различной нагрузке (составлено автором)

Из рисунка 2.8 следует, что расчетным значениям с небольшой погрешностью соответствуют лишь токи 7-й гармоники при 80 % нагрузке электропривода мощностью 75 кВт. Остальные измеренные значения амплитуд гармоник значительно отличаются от рассчитанных значений. Также прослеживается тенденция увеличения K_i при уменьшении нагрузки оборудования.

В рамках экспериментальных исследований в лабораторных условиях также проводилась оценка влияния внешних источников искажений на параметры НН. Очевидно, что параметры внешней НН в зависимости от создаваемых ими искажений будут оказывать влияние на амплитуды ВГ тока внутренней НН. При этом в качестве внешнего источника искажений применялся тиристорный выпрямитель, а влияние такой НН оценивалось на параметры ВГ преобразователя частоты с емкостным звеном постоянного тока. Схема лабораторной установки представлена на рисунке 2.9.

Параметры оборудования стенда представлены в таблице 2.5.

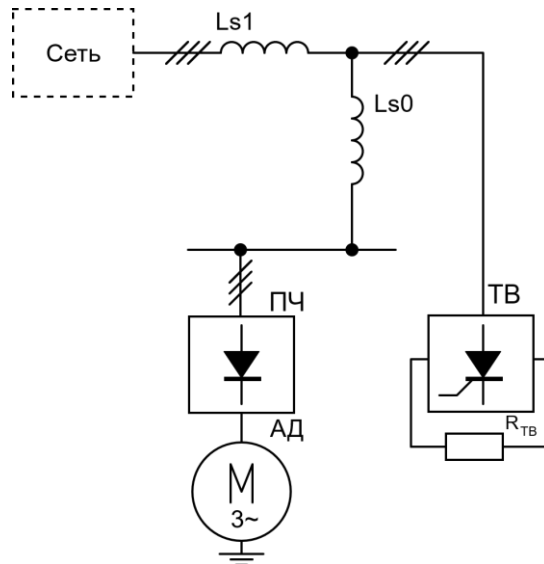


Рисунок 2.9 – Однолинейная схема для определения параметров НН при наличии внешней НН (составлено автором)

Таблица 2.5 - Параметры электрооборудования стенда (по данным автора)

Наименование	Параметры
Питающая сеть	$U_S = 0,4 \text{ кВ}$, $L_{S1} = 1 \text{ мГн}$, $L_{S0} = 4 \text{ мГн}$
Асинхронный двигатель с преобразователем частоты (ПЧ)	$U_{ПЧ} = 380 \text{ В}$, $P_{ПЧ} = 2,2 \text{ кВт}$ (Altivar 71), $m = 6$, $P_{АД} = 1,5 \text{ кВт}$, $\cos\varphi = 0,74$
Тиристорный выпрямитель (ТВ)	$U_{ТВ} = 380 \text{ В}$, $P_{ТВ} = 0 \div 4,0 \text{ кВт}$, $U_{DC} = 0 \div 460 \text{ В}$

Измерения действующего значения ВГ тока преобразователя частоты проводилось до и после подключения ТВ. При этом измеренная активная мощность ТВ составила 300 Вт (измеренная полная мощность равна 1350 ВА). Мощность частотного электропривода варьировалась и при измерениях составила: режим 1 – 570 Вт (750 ВА), режим 2 – 870 Вт (1110 ВА), режим 3 – 1470 Вт (1650 ВА). Измерения проводились для частот 5 и 7-й гармоник с помощью анализатора качества электроэнергии Ресурс RQA, данные по которым представлены в таблице 2.6. Погрешность δ оценивалась относительно значений ВГ тока частотного электропривода до подключения ТВ.

Таблица 2.6 – Измеренные значения ВГ тока частотного электропривода до и после подключения внешней НН (по данным автора)

ТВ	Режим 1		Режим 2		Режим 3	
	h=5	h=7	h=5	h=7	h=5	h=7
отключен	0,55	0,38	0,84	0,54	1,08	0,52
включен	0,45	0,14	0,64	0,16	0,87	0,22
$\delta, \%$	-18,2	-63,2	-23,8	-70,4	-19,4	-57,7

Из данных таблицы 2.6 следует, что наличие внешних источников искажений влияет на действующее значение ВГ тока внутренней НН (в лабораторных условиях это ПЧ с АД). Снижение ВГ тока частотного электропривода с асинхронным двигателем составляет до 70 % относительно значения такого тока при отсутствии внешней НН. Также в рамках лабораторных измерений выявлено, что наблюдается закономерность снижения ВГ тока внутренней НН при подключении ТВ, так как ВГ тока внешней НН при протекании по цепи с внутренним сопротивлением ПЧ с АД уменьшают значения ВГ тока внутренней НН.

Таким образом, внешние источники ВГ оказывают влияние на параметры НН потребителя, что отражается в изменении амплитуд ВГ внутренней НН в зависимости от их внутреннего сопротивления и мощности внешней НН. То есть значения ВГ тока НН потребителя оказываются заниженными из-за протекания составляющих ВГ тока от внешних источников по внутреннему сопротивлению НН. Вследствие этого, измерение токов в ветвях НН при наличии внешних источников искажений может привести к некорректной оценке параметров активных и пассивных ФКУ, что может сказаться на эффективности их работы и снижении уровней ВГ тока и напряжения и подтверждает необходимость оценки долевых вкладов источников искажений.

2.3 Выявление параметров эквивалентной нелинейной электрической нагрузки

В данном разделе рассматривалось экспериментальное определение параметров ВГ совместно подключаемых к сети НН (схема стенда представлена на рисунке 2.3). На рисунке 2.10 представлены осциллограммы и спектр токов на вводном присоединении, к которому подключены одновременно все рассматриваемые НН при различных значениях индуктивного сопротивления сети. Из графика также прослеживается тенденция к уменьшению гармоник тока при увеличении сопротивления системы. При увеличении сопротивления системы в 4 раза амплитуды 5 и 7-й гармоник снизились соответственно на 25 и 18 %.

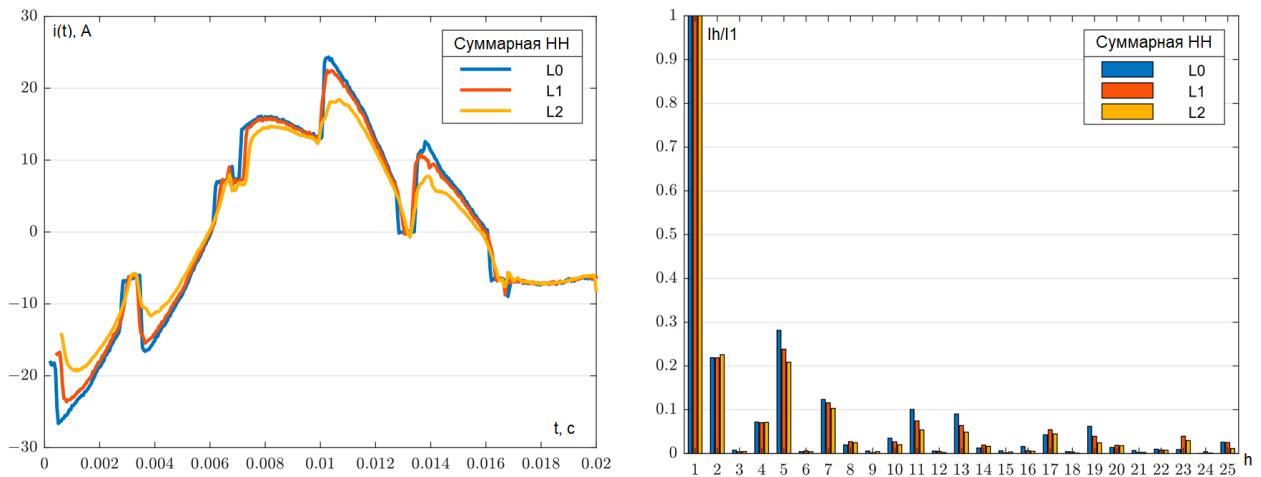


Рисунок 2.10 – Осциллограммы и спектр токов суммарной НН
(составлено автором)

Сравнение значений амплитуд 5 и 7-й гармоник, полученных по выражению (1.16) и из результатов экспериментальных измерений при отсутствии дополнительных индуктивностей в сети, показало, что для 5-й гармоники погрешность составляет 38 %, а для 7 гармоник – 54 %. При наличии дополнительных индуктивностей в сети погрешность оценки амплитуд гармоник тока с теоретическими выражениями увеличивается. Вследствие больших значений токовых погрешностей возникает потребность в более точном определении параметров НН, в том числе на основе реальных измерений.

В данной работе был разработан способ определения ВГ тока эквивалентной НН на основе применения пассивных фильтров шунтирующего типа. Суть способа заключается в том, что при подключении шунтирующего фильтра, настроенного на какую-либо частоту ВГ, через него протекает гармоническая составляющая тока эквивалентной НН (рисунок 2.11).

Значение такой гармонической составляющей тока определяется настройкой параметров пассивного фильтра. В идеальном случае гармоническая составляющая тока НН определенной частоты будет полностью протекать через фильтр. Тогда ее значение определяется выражением (2.1):

$$I_{ННh} = I_{ПФh}, \quad (2.1)$$

где $I_{ННh}$ – ВГ тока НН на частоте h , А; $I_{ПФh}$ – ВГ тока ПФ на частоте h , А.

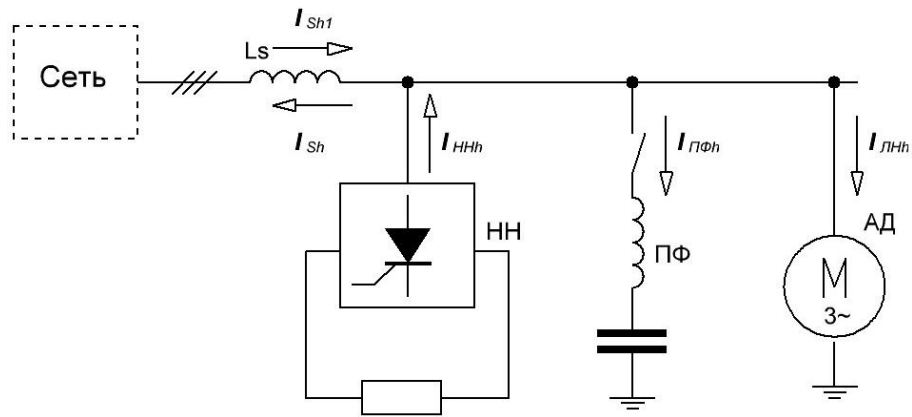


Рисунок 2.11 – Однолинейная схема сети, поясняющая суть определения ВГ тока эквивалентной НН (составлено автором)

В случае недостаточно точной настройки параметров фильтра часть гармонической составляющей тока будет протекать через сопротивление системы, а другая часть через фильтр. Часть гармонической составляющей тока, протекающая через ЛН, подключённую в том же узле, будет несоизмеримо малой в сравнении с составляющими тока фильтра и системы на фильтруемой частоте ВГ, так как значения сопротивлений ЛН в разы выше. Измеряя ВГ тока на питающем вводе и суммируя эти величины в комплексном виде, можно определить значение ВГ тока НН по формуле (2.2):

$$\underline{I}_{\text{НН}h} = \underline{I}_{\text{ПФ}h} + \underline{I}_{\text{Sh}}, \quad (2.2)$$

где $\underline{I}_{\text{Sh}}$ – ВГ тока вводного присоединения узла нагрузки на частоте, А.

Такой способ работоспособен и при возникновении ВГ со стороны сети. В данном случае через такой фильтр могут также протекать составляющие ВГ тока, возникающие от работы сторонних нелинейных потребителей ($I_{\text{Sh}1}$). Чтобы исключить их влияние на определение параметров НН, необходимо также проводить измерения ВГ тока на питающем вводе. Тогда, вычитая значения ВГ тока, поступающих из внешней сети, можно определить значения ВГ тока внутренней НН по формуле (2.3):

$$\underline{I}_{\text{НН}h} = \underline{I}_{\text{ПФ}h} - \underline{I}_{\text{Sh}1}. \quad (2.3)$$

Предложенный способ работает в предположении, что источник ВГ представляется на схеме замещения в виде источника тока. Однако, при подключении шунтирующего фильтра к точке подключения НН, параметры мгновенного значения тока последнего могут измениться. Соответственно может

измениться и спектр гармоник тока, генерируемых НН. В данной работе для проверки такого суждения проводятся экспериментальные исследования с применением шунтирующего фильтра 5 и 7-й гармоники. При этом ток НН различных типов в схеме после подключения шунтирующего фильтра сравнивался с током НН в схеме до подключения шунтирующего фильтра. Параметры фильтра представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Параметры пассивного фильтра на 5 и 7-ю гармоники (по данным автора)

Параметры фильтра	Значение
Активное сопротивление фильтра	0,2 Ом
Индуктивность фильтра	8,29 мГн
Емкость фильтра (при настройке на 5 гармонику)	50 мкФ
Емкость фильтра (при настройке на 7 гармонику)	26 мкФ

Важным условием, позволяющим проводить определение параметров НН, является постоянство генерируемых гармоник тока до и после подключения параллельно с нагрузкой ПФ. Чтобы в этом убедиться, были проведены экспериментальные исследования на лабораторном стенде, при которых проводились измерения амплитуд гармоник тока различных типов НН до и после подключения ПФ, параметры которого представлены в таблице 2.7. Для примера на рисунке 2.12 представлены осциллограммы и спектр токов НВ до и после подключения ПФ 5-й гармоники для параметров питающей линии $L_1 = 1$ мГн.

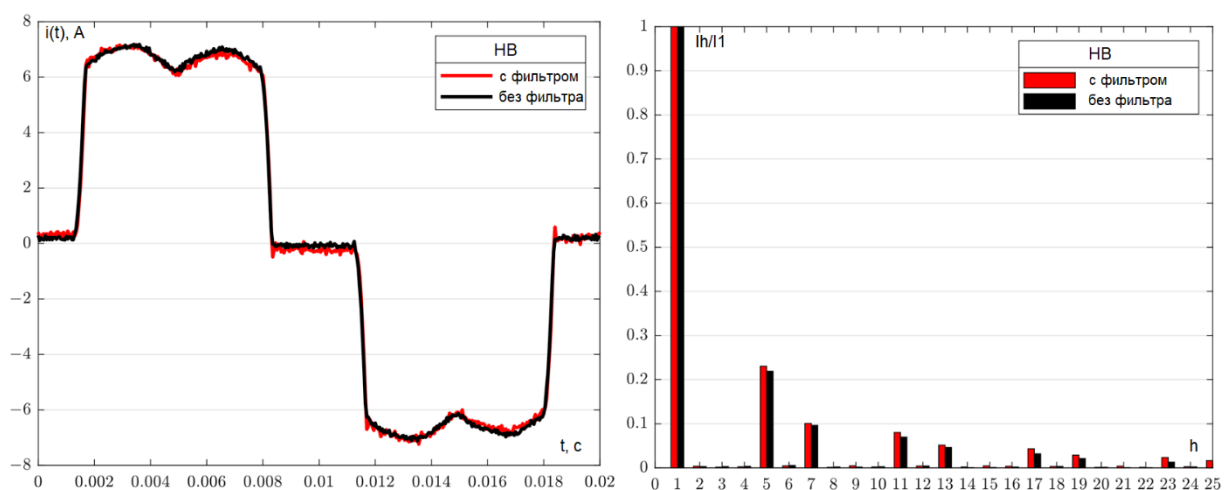


Рисунок 2.12 – Осциллограммы и спектр токов НВ с фильтром и без фильтра
(составлено автором)

Далее проводилась оценка относительной погрешности для различных типов НН с варьируемыми параметрами питающей линии. В таблице 2.8 представлены данные погрешностей амплитуд ВГ тока относительно амплитуды первой гармоники до и после подключения фильтра 5 и 7-й гармоники.

Таблица 2.8 – Погрешность в определении параметров НН через фильтр (по данным автора)

Тип нагрузки	Параметры линии	$\delta_{h=5}, \%$	$\delta_{h=7}, \%$
НВ	$L_0/L_1/ L_2$	3,5/1,0/4,7	2,2/2,7/4,0
ТРМ	$L_0/L_1/ L_2$	2,9/0,2/8,1	3,2/0,2/2,3
ТВ	$L_0/L_1/ L_2$	1,4/1,7/7,3	2,2/0,9/10,2

Из данных, представленных в таблице, видно, что изменение амплитуды ВГ тока для случаев с L_0 и L_1 не превышает 5 процентов, что характерно для низковольтных сетей централизованных систем электроснабжения. В случае подключения индуктивности L_2 амплитуды ВГ тока до и после подключения пассивного фильтра меняются в пределах 10 %. При этом K_U в лабораторных условиях составлял около 13 %, что представляет собой достаточно высокое значение искажений для низковольтных сетей и может оказывать погрешность на изменение амплитуды ВГ тока. Следует отметить, что определение параметров ВГ тока НН с погрешностью в 10 % является достаточно хорошим результатом при расчетах режимов работы сетей с искажениями.

При подключении к сети отдельных НН и одновременном присоединении пассивного фильтра ВГ было выявлено, что ВГ тока, создаваемые нагрузкой, практически не изменяются. Отсюда следует, что при наличии большого количества НН, подключенных к шинам распределительных устройств, возможно с помощью резонансного шунтирующего фильтра достаточно точно определить параметры эквивалентной НН на основе измерений. Предложенный способ был проверен на лабораторном стенде при совместно подключенной нагрузке трех НН. При этом также варьировались параметры питающей линии (L_0 , L_1 , L_2), а в таблице 2.9 представлены данные относительных погрешностей амплитуды тока 5-й гармоники до и после подключения ПФ 5-й гармоники.

Из данных, представленных в таблице, видно, что изменение амплитуды ВГ тока эквивалентной НН при параметрах питающей линии L_0 и L_1 не превышает 5 %, а

что соответствует результатам для отдельно подключённых НН. При увеличении сопротивления питающей линии в 4 раза возрастает и погрешность оценки параметров эквивалентной НН до 14 %, которая остается приемлемой для расчетов режимов работы сети при наличии ВГ.

Таблица 2.9 – Погрешность определения тока 5-й гармоники эквивалентной НН (по данным автора)

Параметры линии	Относительная погрешность, %		
	НВ+ТВ	НВ+ТВ+ТРМ	ТВ+ТРМ
L_0	1,23	3,92	0,94
L_1	3,53	3,82	3,52
L_2	7,25	13,94	12,49

Также были проведены экспериментальные исследования в лабораторных условиях по оценке эффективности разработанного способа при наличии внешних источников искажений. Однолинейная схема лабораторного стенда и внешний вид стенда представлены на рисунке 2.13.

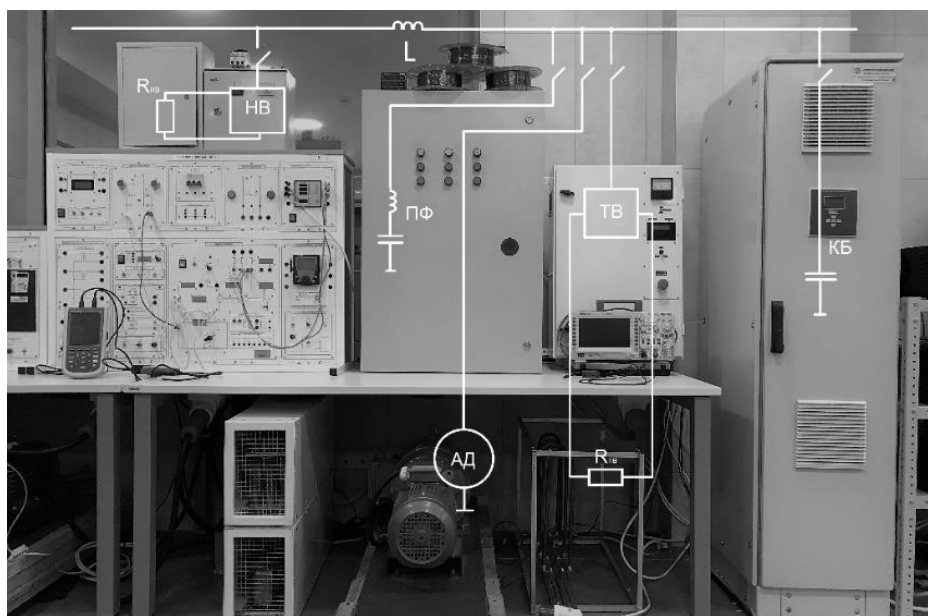


Рисунок 2.13 – Внешний вид и схема стенда (фото автора)

Лабораторный стенд получает электропитание от трехфазной сети с фазным напряжением 220 В. В электрической сети за пределами рассматриваемого потребителя подключен НВ с нагрузкой в виде нагревательных ТЭНов $R_{НВ}$. Через линию с индуктивностью L подключена нагрузка потребителя, которая состоит пассивного фильтра гармоник ПФ, ТВ, АД с нагрузкой в виде генератора постоянного тока, конденсаторной батареи КБ.

Параметры электрооборудования, входящего в состав стенда представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Параметры лабораторного стенда (по данным автора)

Оборудование	Параметры
Параметры сети	$U = 380 \text{ В}, L = 1 \text{ мГн}$
Неуправляемый выпрямитель НВ	$U_{НВ} = 380 \text{ В}, R_{НВ} = 121 \text{ Ом}$
Тиристорный выпрямитель ТВ	$U_{ТВ} = 380 \text{ В}, P_{ТВ} = 0,5 \div 4,0 \text{ кВт}$
Пассивный фильтр ПФ	$R_{\Phi} = 0,2 \text{ Ом}, L_{\Phi} = 8,29 \text{ мГн}, C_{\Phi} = 50 \text{ мкФ}$
Асинхронный двигатель АД	$P_{АД} = 1,5 \text{ кВт}, U_{АД} = 220/380 \text{ В}, \cos \varphi = 0,74$
Конденсаторная установка КБ	$Q_{КБ} = 0,5 \text{ квар}, C = 9 \text{ мкФ}, U_{КБ} = 450 \text{ В}, \text{ звезда}$

При проведении лабораторных исследований проводилась оценка погрешности определения 5-й гармоники тока ТВ, равному сумме тока пассивного фильтра и тока вводного присоединения потребителя на частоте ВГ. Рассматривались три режима, в которых проводились изменения некоторых параметров: режим 1 – параметры оборудования соответствуют данным из таблицы 2.10; режим 2 – параметры оборудования соответствуют данным из таблицы 2.10, индуктивность линии отсутствует; режим 3 – параметры оборудования соответствуют данным из таблицы 2.10, индуктивность линии отсутствует, емкость пассивного фильтра равна 60 мкФ.

Определение мгновенного тока НН проводилось на основе измерений мгновенного тока вводного присоединения потребителя (синяя линия), мгновенного тока пассивного фильтра (красная линия) и их последующего сложения в комплексном виде (желтая линия). Амплитуда 5-й гармоники тока нелинейной электрической нагрузки вычислялась на основе разложения сигнала в ряд Фурье. На рисунке 2.14 представлены осциллограммы токов для одного из исследуемых режимов.

Погрешность определения амплитуды 5-й гармоники тока нелинейной электрической нагрузки вычислялась относительно 5-й гармоники тока ТВ, которая была измерена при подключении к сети только ТВ. Данные вычислений представлены в таблице 2.11. Из данных таблицы 2.11 следует, что погрешность оценки амплитуды 5-й гармоники тока НН на основе измерений в цепях вводного присоединения потребителя и пассивного фильтра ВГ не превышает 5 % для рассматриваемых режимов. При этом максимальная погрешность наблюдается при

подключении дополнительной индуктивности (режим 1), минимальная погрешность соответствует случаю без индуктивности в линии (режим 2), при отклонении емкостного сопротивления фильтра погрешность увеличивается (режим 3). Также следует отметить, что внешний источник искажений не оказывает существенного влияния на погрешность для рассматриваемых случаев.

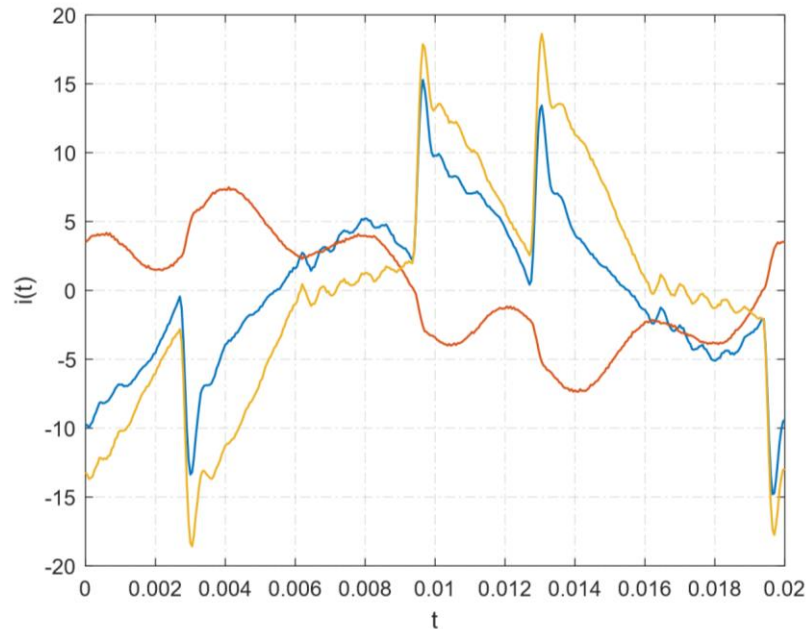


Рисунок 2.14 – Осциллограмма токов электроприемников стенда
(составлено автором)

Таблица 2.11 – Оценка погрешности для различных режимов (по данным автора)

Режим	Относительная погрешность, %			
	КБ подключен		КБ отключен	
	НВ подключен	НВ отключен	НВ подключен	НВ отключен
1	2,8	4,3	3,7	4,2
2	-0,9	2,6	3,3	0,5
3	-1,0	-3,4	4,1	-1,2

Суммируя результаты по данному разделу, следует отметить, что целенаправленное подключение пассивного фильтра шунтирующего типа для определения параметров эквивалентной НН представляется достаточно трудоемким и затратным. Однако, при наличии уже подключенных к сети фильтров, данный способ представляет интерес и будет использоваться при дальнейших исследованиях.

2.4 Оценка гармонического сопротивления сети на основе генерации нехарактерных высших гармоник

На основе анализа преимуществ и недостатков существующих методов определения сопротивления энергосистемы на частотах ВГ, представленных в разделе 1.3, можно сделать вывод о том, что инвазивные методы являются наиболее точными для определения АЧХ системы. Вместе с тем, в настоящее время отсутствуют методики по выбору мощности таких устройств с учетом мощности короткого замыкания системы и параллельно подключенной нагрузки, которая позволит проводить корректный расчет сопротивления на частотах ВГ на основе измеренных данных.

Для определения сопротивления системы рассматриваемым методом необходимо использовать источник гармоник или своеобразную НН, которая удовлетворяет двум условиям [107]. Во-первых, НН должна генерировать нехарактерные для системы электроснабжения ВГ тока. Под нехарактерными гармониками НН понимаются гармоники, которые отсутствуют или крайне малы по величине в спектре напряжения сети при отсутствии выбранной НН. Во-вторых, у НН должно отсутствовать внутреннее сопротивление на частотах ВГ, которую на схеме замещения можно представить в виде совокупности параллельно соединенных источников тока без дополнительных сопротивлений. Наличие внутреннего сопротивления у НН будет также искажать значение сопротивления системы, так как внутреннее сопротивление НН на схеме замещения будет соединено параллельно с сопротивлением системы и поэтому расчетное значение сопротивления системы будет меньше его реального значения. Указанные условия необходимо соблюдать для точного определения сопротивления системы на частотах ВГ. В ином случае, наличие в схеме замещения, например, гармоники напряжения сети той же частоты, что и гармоника тока дополнительно подключаемой НН приведет к ошибке расчета сопротивления системы на этой частоте, потому что необходимо учитывать влияние этого источника напряжения на расчет.

Суть рассматриваемого метода можно пояснить на схеме, представленной на рисунке 2.15. Измеряя ВГ тока I_h и ВГ напряжения U_h , можно определить сопротивление системы на гармонике h .

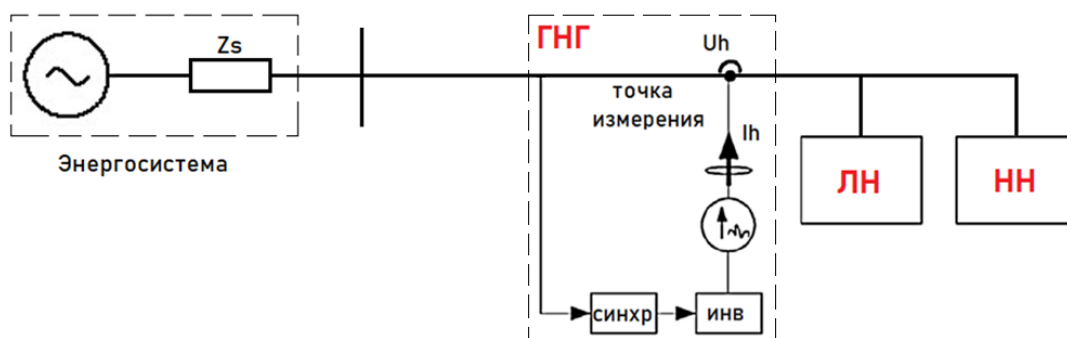


Рисунок 2.15 – Схема, поясняющая суть инвазивных методов расчета сопротивления, где ГНГ – генератор нехарактерных гармоник (составлено автором)

При этом следующие факторы могут оказывать влияние на определение сопротивления системы на частотах ВГ:

- гармоники напряжения в питающей сети;
- внутреннее сопротивление ЛН и НН;
- мощность генератора нехарактерных гармоник (ГНГ).

Влияние первого фактора можно минимизировать путем генерации нехарактерных (ВГ отсутствующие в напряжении) гармоник для сети (при наличии небольших ВГ в напряжении варьирование мощности ГНГ может также минимизировать влияние указанного фактора с применением метода активных двухполюсников при расчете). Влияние второго фактора предлагается минимизировать путем переноса измерительных цепей трансформатора тока на вводное присоединение, питающее узел нагрузки. Вследствие этого снижается ток ГНГ через сеть, поэтому необходимо формализовать влияние ЛН на выбор мощности ГНГ. В рамках оценки третьего фактора следует отметить, что необходим достаточный сигнал от ГНГ для корректной оценки гармонического сопротивления системы, что определяется мощностью короткого замыкания системы, погрешностью измерительного прибора и мощностью параллельно подключенной ЛН.

В рамках оценки фактора ЛН необходимо учитывать результаты исследований, проведенных в разделе 2.1 по оценке гармонического сопротивления асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором, так как такого рода нагрузка является одной из основных на СЭС предприятия. Было выявлено, что параметры асинхронного двигателя на частотах ВГ следует определять через пусковые параметры двигателя и они являются независимыми от загрузки на валу.

Рассмотрим упрощенную однолинейную схему и ее схему замещения, представленные на рисунке 2.16, где Т – силовой трансформатор, АД – асинхронный двигатель, Z_S – комплексное сопротивление энергосистемы, X_{Sh} – индуктивное сопротивление энергосистемы на гармонике h , X_{Dh} – индуктивное сопротивление асинхронного двигателя на гармонике h , I_{0h} – ток вводного присоединения узла нагрузки на гармонике h , $I_{ГНГh}$ – ток ГНГ на гармонике h .

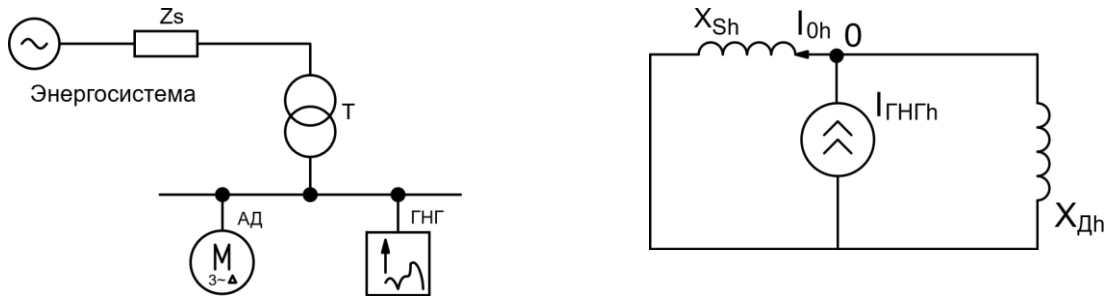


Рисунок 2.16 – Упрощенная однолинейная схема (слева) сети и ее схема замещения (справа) (составлено автором)

На основе представленных схем можно получить аналитическое выражение, позволяющее проводить выбор мощности ГНГ с целью корректной оценки гармонического сопротивления сети, учитывающее минимальный диапазон и погрешность измерительных средств на частотах ВГ, параметры ЛН и мощность короткого замыкания системы (2.4 – 2.6):

$$I_{0h} \cdot X_{Sh} \geq k_{изм} \cdot U_{ном}, \quad X_{Sh} = h \cdot U_{ном}^2 / S_{кз}, \quad X_{Dh} = h \cdot U_{ном}^2 / k_{п} \cdot \beta \cdot S_T, \quad (2.4)$$

$$I_{ГНГhmin} = k_{изм} \cdot (k_{п} \cdot \beta \cdot S_T + S_{кз}) / h \cdot U_{ном}, \quad (2.5)$$

$$S_{ГНГmin} = k_{изм} \cdot (k_{п} \cdot \beta \cdot S_T + S_{кз}) \cdot \sqrt{3 \sum (1/h_i)^2}, \quad (2.6)$$

где $k_{изм}$ – коэффициент, учитывающий погрешность прибора на частотах гармонических составляющих (для прибора Ресурс-PQA минимально допустимый

диапазон измерений равен 0,001 от $U_{\text{ном}}$); $\beta = S_{\text{д}}/S_{\text{т}}$ (загрузка трансформатора двигательной нагрузкой АД, где мощность АД рассматривается как сумма номинальных мощностей одновременно работающих АД); $k_{\text{п}}$ – пусковой коэффициент АД; $S_{\text{кз}}$ – мощность короткого замыкания системы, ВА; $S_{\text{т}}$ – мощность вводного трансформатора, ВА; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, В; h – порядок нехарактерной гармоники.

При выводе аналитической зависимости были приняты следующие допущения: не учитываются активные сопротивления АД и сети, не учитывается внутреннее сопротивление НН, ЛН представлена в основном АД. Данные допущения позволяют упростить выбор параметров ГНГ, а проведенный расчет параметров ГНГ по предложенному выражению охватывает параметры ГНГ, полученные при учете представленных допущений.

С целью оценки требуемой мощности ГНГ разработан способ определения гармонического сопротивления сети, основанный на измерении нехарактерных ВГ, которые генерирует специальная НН. В качестве такой нагрузки рассматривается ТРМ без нулевого провода, работающий в режиме фазового регулирования выходного напряжения. Такая нагрузка потребляет токи, которые включают четные гармоники и являются нехарактерными для большинства ЭТК предприятий. Для проверки предлагаемого способа была создана имитационная модель в среде Matlab/Simulink, представленная на рисунке 2.17. Имитационная модель состоит из трехфазного симметричного источника (U_A , U_B , U_C), тиристорного регулятора мощности (блок ТРМ), нагрузки тиристорного регулятора (Z_{load}), сопротивления системы (Z_{sys}) и блока измерения и расчета сопротивления системы (ВЫЧИСЛЕНИЕ Z_{sys}). Блок ТРМ состоит из трех пар встречно-параллельно соединенных тириستоров и работает в режиме фазового регулирования выходного напряжения. Блок «ВЫЧИСЛЕНИЕ Z_{sys} » выполняет расчеты сопротивления системы на основе осциллограмм фазного напряжения и тока ТРМ. Разработанная модель применялась для определения сопротивления системы на ВГ при различных по величине и характеру сопротивлениях системы.

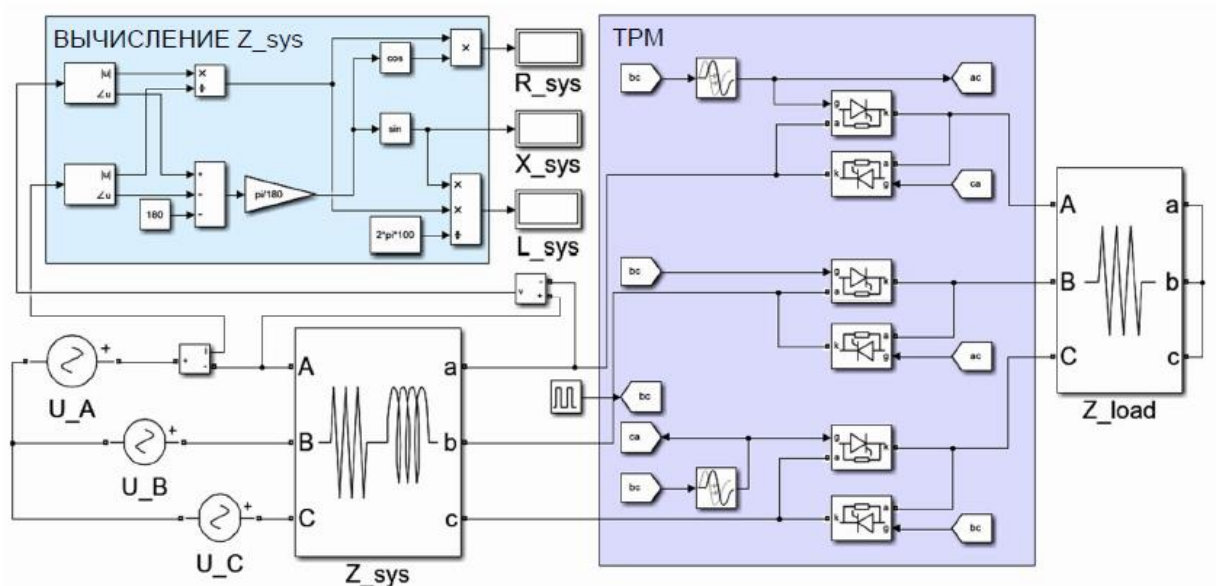


Рисунок 2.17 – Имитационная модель Matlab/Simulink (составлено автором)

Верификация компьютерной модели проводилась на существующем лабораторном стенде (рисунок 2.18), который состоит из трехфазного симметричного источника напряжения (1), тиристорного регулятора мощности (2), нагрузки в виде ТЭНов (3), трех катушек индуктивности (4) и измерителя напряжения и тока (5). В качестве регистрирующего прибора использовался осциллограф Rigol 1202 и анализатор качества электроэнергии Ресурс PQA. Полученные осциллограммы обрабатывались в ПО Matlab.

Параметры TPM и сопротивления системы приведены в таблице 2.12. Все параметры модели идентичны параметрам лабораторного стенда, а алгоритм работы модели TPM полностью соответствует алгоритму работы реального устройства. Линейная индуктивность имеет 3 ступени регулирования, ее параметры приведены в таблице 2.12. Частотная характеристика индуктивности имеет линейный характер, что подтверждалось с помощью лабораторного источника переменной частоты от 0 Гц до 500 Гц (поверенный программируемый источник АКИП-1202/3). В качестве допущения принимается то, что сопротивление сети 10 кВ и выше не учитывается, так как его величина значительно меньше лабораторной линейной индуктивности.

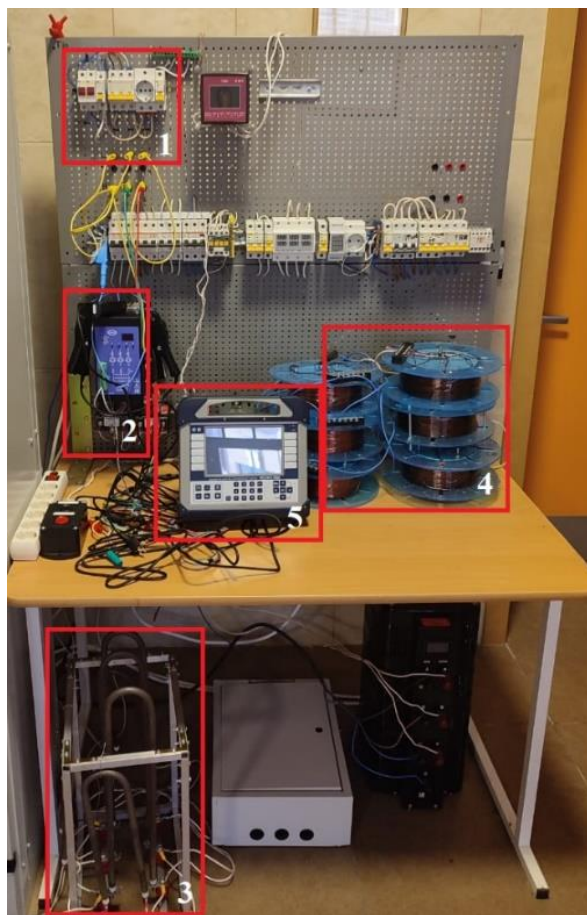


Рисунок 2.18 - Лабораторный стенд (фото автора)

Таблица 2.12 – Параметры оборудования лабораторного стенда (по данным автора)

Наименование оборудования		Параметры	
Сопротивление системы	1 ступень	$R=0,45 \text{ Ом}$	$L=1 \text{ мГн}$
	2 ступень	$R=1,12 \text{ Ом}$	$L=4,1 \text{ мГн}$
	3 ступень	$R=1,84 \text{ Ом}$	$L=8,8 \text{ мГн}$
Нагрузка тиристорного регулятора		$R=96 \text{ Ом}$	
Тиристорный регулятор мощности		$I_{\text{ном}}=30\text{А}$	
Трехфазная сеть		$U_{\text{ном}}=380 \text{ В}, f=50 \text{ Гц}$	
Мощность короткого замыкания	1 ступень	263 кВА	
	2 ступень	85 кВА	
	3 ступень	44 кВА	

Компьютерная модель в системе Matlab/Simulink была верифицирована с помощью экспериментов на лабораторном оборудовании при различной загрузке тиристорного регулятора мощности (от 0 до 50 %). При этом сравнивались осциллограммы ТРМ, полученные при моделировании и в результате измерений на лабораторном стенде. Подтверждением этому служат осциллограммы, представленные на рисунке 2.19. На левой части рисунка 2.19 представлено сравнение осциллограмм, полученных путем компьютерного моделирования и

эксперимента на оборудовании. Справа на рисунке 2.19 представлен спектр потребляемого тока ТРМ.

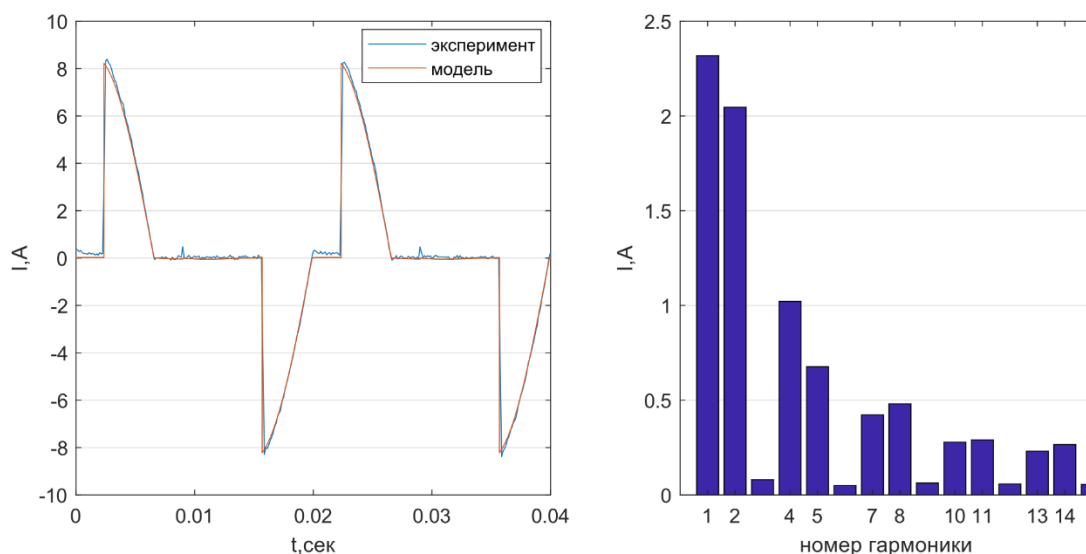


Рисунок 2.19 - Осциллограмма и спектр тока, потребляемого ТРМ
(составлено автором)

Рассматриваемая компьютерная модель полностью подтвердила свою работоспособность на всех четных гармониках, то есть были определены и активное и реактивное сопротивление системы. Ошибка определения сопротивления системы на частотах высших гармоник составила менее 1%. Данное обстоятельство подтверждает вывод о том, что схема замещения модели на нехарактерных гармониках состоит только из источника тока нехарактерной гармоники и сопротивления системы. Поэтому сопротивление системы может быть найдено из соотношения ВГ напряжения и ВГ тока на рассматриваемой частоте гармоники.

Для проверки предложенного способа был проведен эксперимент на лабораторном стенде с катушкой индуктивностью 1 мГн. ТРМ работал в фазовом режиме управления и его загрузка изменялась от 0 до 50%. При 100% нагрузке искажения тока равны нулю и нагрузка работает в полностью синусоидальном режиме, поэтому данный режим не рассматривался. На рисунке 2.20 представлены значения четных ВГ тока и напряжения в процессе измерений, на основании которых проводился расчет сопротивления системы на частотах ВГ.

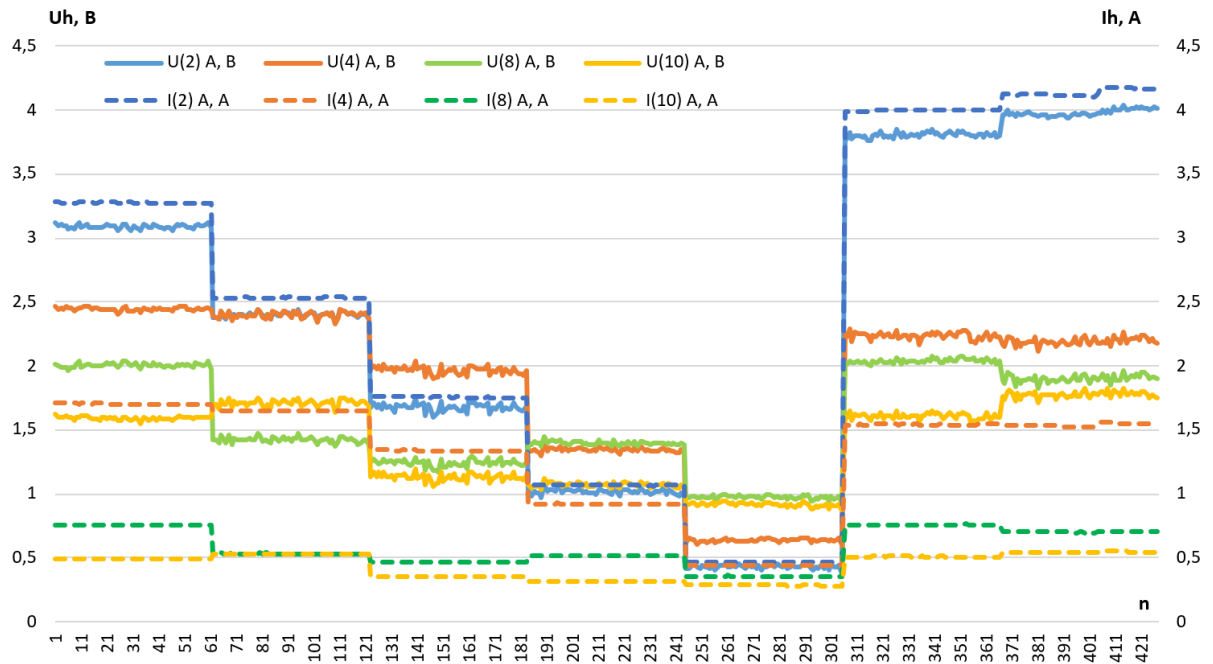


Рисунок 2.20 – Действующие значения токов и напряжений на четных ВГ
(составлено автором)

Была проведена оценка следующих параметров измеренных величин: среднее значение, дисперсия, стандартное отклонение, случайная погрешность, полная погрешность прямых измерений с учетом погрешности прибора и косвенных измерений, представленные в таблице 2.13. Статистические показатели измеренных данных для определения гармонического сопротивления сети при 50 % загрузке ТРМ представлены в таблице 2.13, где U_h (В), I_h (А), φ_h (°).

Таблица 2.13 - Статистические показатели измеренных данных (по данным автора)

Наименование показателя	Значения							
	U_2/I_2	U_4/I_4	U_8/I_8	U_{10}/I_{10}	φ_2	φ_4	φ_8	φ_{10}
Прямые измерения								
Среднее значение	<u>3,09</u> 3,28	<u>2,45</u> 1,70	<u>2,01</u> 0,76	<u>1,59</u> 0,49	45,2	63,1	72,2	76,9
Дисперсия, $\cdot 10^{-3}$	<u>0,19</u> 0,001	<u>0,14</u> 0,002	<u>0,23</u> 0,001	<u>0,17</u> 0,0005	0,1	0,1	0,1	0,3
Стандартное отклонение, $\cdot 10^{-2}$	<u>1,40</u> 0,34	<u>1,20</u> 0,42	<u>1,50</u> 0,23	<u>1,30</u> 0,21	0,2	0,3	0,3	0,5
Коэффициент Стьюдента	2,0003							
Абсолютная случайная погрешность	<u>0,028</u> 0,007	<u>0,024</u> 0,008	<u>0,030</u> 0,005	<u>0,026</u> 0,004	0,46	0,64	0,68	1,03
Погрешность прибора	<u>0,154</u> 0,164	<u>0,122</u> 0,085	<u>0,100</u> 0,038	<u>0,080</u> 0,025	± 5			
Полная погрешность	<u>0,16</u> 0,16	<u>0,12</u> 0,09	<u>0,10</u> 0,04	<u>0,08</u> 0,02	5,02	5,04	5,05	5,10

Продолжение таблицы 2.13

Косвенные измерения								
Индуктивное сопротивление, Ом	0,67	1,28	2,52	3,16	-	-	-	-
Относительная погрешность, %	7,1	7,2	7,3	7,3	-	-	-	-

Полученные на основе статистической обработки данных значения индуктивности по четным ВГ тока и напряжения сравнивались с эталонным значением, полученным с помощью АКИП-1202/3. График зависимости указанной погрешности от соотношения мощности ТРМ к мощности короткого замыкания сети представлен на рисунке 2.21.

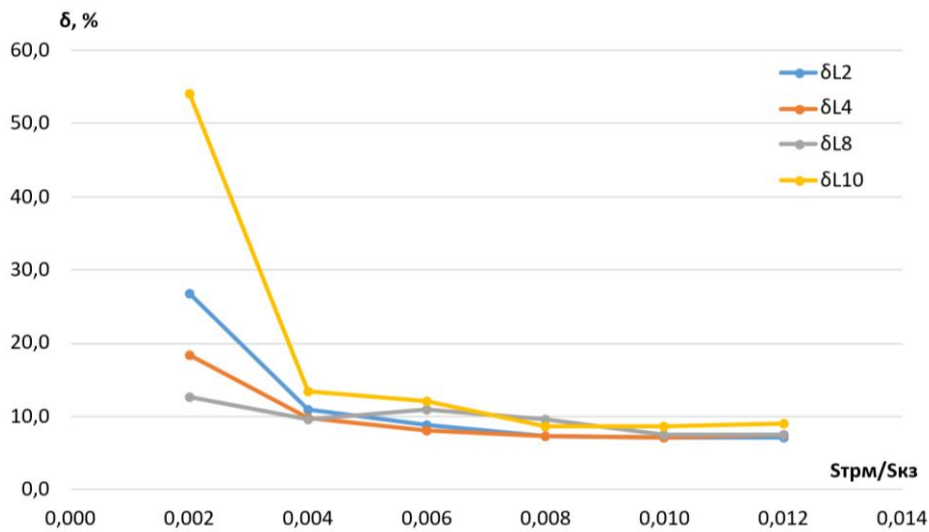


Рисунок 2.21 – Погрешность оценки индуктивности сети в зависимости от соотношения мощности ТРМ к мощности короткого замыкания (составлено автором)

Из графика видно, что сопротивление системы на частотах ВГ определяется с погрешностью не более 10 % при $S_{кз}/S_{ТРМ} \geq 150$. Тогда по этому условию можно получить формулу (2.7), которая корректирует полученное ранее выражение для ТРМ:

$$S_{ТРМmin} = 0,007 \cdot (k_{п} \cdot \beta \cdot S_{Т} + S_{кз}) \cdot \sqrt{3 \sum (1/h_i)^2}. \quad (2.7)$$

Для трансформаторов 110/10 кВ характерно соотношение $S_{кз}/S_{Т} = [5; 10]$, для трансформаторов 10/0,4 кВ характерно соотношение $S_{кз}/S_{Т} = [10; 20]$. Для практических расчетов мощность ГНГ можно оценить исходя из мощности питающего трансформатора в зависимости от количества одновременно

генерируемых нехарактерных ВГ (при отсутствии параллельно подключенных АД) по формуле (2.8):

$$S_{ГНГ} = [0,035 \div 0,14] \cdot S_T \cdot \sqrt{3 \sum (1/h_i)^2},$$

$$S_{ГНГ} = [0,035 \div 0,14] \cdot S_T \text{ (при } h=2,4,8,10),$$

$$S_{ГНГ} = [0,0175 \div 0,07] \cdot S_T \text{ (при } h=4,8,10).$$
(2.8)

Следует отметить, что в настоящее время существуют более современные устройства для оценки гармонического сопротивления системы, например, на основе полностью управляемых транзисторов с емкостью в звене постоянного тока (силовая часть аналогична активным фильтрам гармоник). При этом представленные аналитические зависимости позволяют оценить номинальные параметры такого устройства в зависимости от количества одновременно генерируемых ВГ.

2.5 Экспериментальные исследования гармонического сопротивления сети в зависимости от параметров нелинейной нагрузки

Так как был разработан способ определения гармонического сопротивления сети, то были проведены дополнительные экспериментальные исследования в лабораторных условиях по влиянию НН на определение параметров системы (схема стенда представлена на рисунке 2.22) [262].

Лабораторный стенд состоит из системы электроснабжения, включающей трехфазный синусоидальный источник напряжения (линейное напряжение 380 В), три катушки индуктивности L_{S1} и три катушки индуктивности L_{S2} с параметрами (таблица 2.14), трехфазный ТРМ (модель ТРМ-3М-30) с входным напряжением 380 В и максимальным током нагрузки 30 А, ТЭНы с сопротивлением $R_{ТРМ}$ и R_2 , НВ с емкостным фильтром ($C_2 = 500$ мкФ).

Таблица 2.14 – Параметры катушек (по данным автора)

Параметры	Катушка 1	Катушка 2
R_S , Ом	1,75	0,67
L_S , мГн	3,66	0,92
$Z_{S(h=1)}$, Ом	$1,75+j1,15$	$0,67+j0,31$

Было исследовано три различных режима. Параметры каждого режима представлены в таблице 2.15.

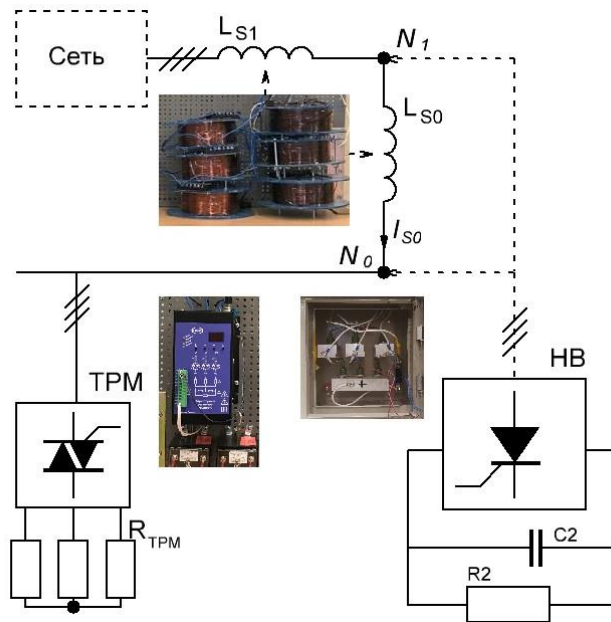


Рисунок 2.22 – Схема лабораторного стенда (составлено автором)

Таблица 2.15 – Параметры режимов (по данным автора)

Параметры	Эксперименты			
	Режим 1	Режим 2_1	Режим 2_2	Режим 3
Узел подключения НВ	-	N ₀	N ₀	N ₁
Измеряемый ток	I _{TPMh} = I _{S0h}	I _{S0h}	I _{TPMh}	I _{TPMh} = I _{S0h}
Измеряемое напряжение	U _{N0h}			

ТРМ был присоединен к электрической сети на протяжении всех экспериментов. Выходное напряжение ТРМ регулировалось напряжением управления в процентном соотношении. Для всех режимов было выбрано одинаковое значение 55 %.

Для каждого эксперимента было рассчитано комплексное сопротивление СЭС на частотах ВГ по формуле (2.9):

$$Z_{Sh_измер} = U_{N0h} / I_h, \quad (2.9)$$

где I_h – ВГ тока I_{TPMh} или I_{S0h} в зависимости от режима, А.

Сравнение значений, полученных экспериментально, проводилось со значениями сопротивления, полученными путем расчета на основании известных значений сопротивлений катушек по формуле (2.10):

$$Z_{Sh_расч} = R_{S1} + R_{S2} + j \cdot 2\pi \cdot f \cdot h \cdot (L_{S1} + L_{S2}), \quad (2.10)$$

где R_{S1} , R_{S2} – сопротивления катушки 1 и катушки 2 соответственно, Ом; L_{S1} , L_{S2} – индуктивности катушки 1 и катушки 2 соответственно, Гн; f – частота первой гармоники, Гц.

Также, была рассчитана ошибка определения модуля комплексного сопротивления СЭС по формуле (2.11):

$$\delta_{|Z_h|} = |(Z_{Sh_измер} - Z_{Sh_расч})| / Z_{Sh_расч} \cdot 100\%. \quad (2.11)$$

где $Z_{Sh_измер}$ – измеренное значение сопротивления системы на частотах ВГ, Ом;
 $Z_{Sh_расч}$ – расчетное значение сопротивления системы на частотах ВГ на основании известных значений сопротивлений катушек, Ом.

Результаты представлены в таблице 2.16 для трех режимов и сопротивлений на 2 и 4-й гармонике.

Таблица 2.16 – Результаты измерений (по данным автора)

Параметры	Эксперименты			
	Режим 1	Режим 2_1	Режим 2_2	Режим 3
$Z_{S2_расч}$, Ом	$3,76e^{j50}$			
$Z_{S4_расч}$, Ом	$6,24e^{j67}$			
$Z_{S2_измер}$, Ом	$3,63e^{j65}$	$3,65e^{j67}$	$1,83e^{j32,7}$	$2,3e^{j39,1}$
$Z_{S4_измер}$, Ом	$6,62e^{j76}$	$6,53e^{j75,3}$	$6,53e^{-j11}$	$6,55e^{j11}$
$\delta_{ Z_2 }$, %	3,46	2,96	51,33	38,83
$\delta_{ Z_4 }$, %	6,09	4,65	4,65	4,97
K_{U_N0} , %	9,6	6,7	6,7	7,0
K_I , %	70,0	34,7	71,2	70,8

Данные, полученные на основе измерений в режиме 1, позволяют сделать вывод о том, что предложенный способ помогает определить гармоническое сопротивление системы с небольшой погрешностью. В режиме 2_2 были получены неудовлетворительные результаты по определению гармонического сопротивления системы вследствие наличия собственной НН с емкостным элементом в звене постоянного тока, подключенной к узлу нагрузки. Это свидетельствует о влиянии такого рода нагрузок при решении поставленной задачи. Однако перенос точки измерения тока ТРМ на вводной фидер потребителя позволяет минимизировать указанное влияние. В этом случае часть тока ТРМ на гармониках будет протекать через цепь с емкостным элементом НВ. Однако, в расчете гармонического сопротивления системы в этом случае учитываются также нехарактерные гармонические составляющие тока ТРМ, хоть и с меньшими значениями. Это может приводить к увеличению мощности ТРМ для достижения необходимой точности. Данные, полученные для режима 3, свидетельствуют также о значительном влиянии НН с емкостным элементом на определение

гармонического сопротивления системы. Даже при приемлемом уровне точности определения амплитуды комплексного сопротивления, например, для 4-й гармоники, зафиксирована неправильная оценка фазы. Поэтому традиционное представление сопротивления системы представляется ошибочным, особенно в низковольтных электрических сетях.

Для более подробной оценки влияния внешней НН на гармоническое сопротивление сети были проведены дополнительные эксперименты в рамках компьютерного моделирования и лабораторных измерений. При этом проводилась оценка параметров НН, при которой происходит искажение АЧХ сопротивления системы. Исследования проводились на основе компьютерного моделирования в пакете прикладных программ Simulink/Matlab. Верификация модели осуществлялась с помощью измерений на лабораторном стенде.

Для исследования частотных свойств сопротивления системы была создана имитационная модель, представленная на рисунке 2.23.

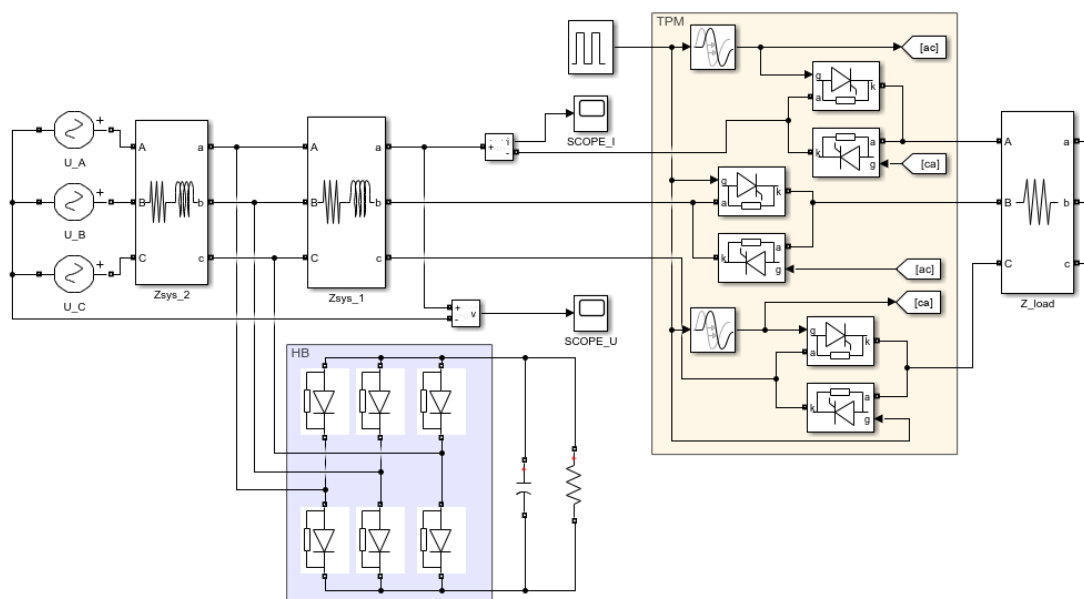


Рисунок 2.23 - Компьютерная модель сети: U_A , U_B , U_C - трехфазный симметричный источник напряжения; Z_{load} - нагрузка в виде активного сопротивления; Z_{sys_1} - сопротивление системы уровня 1; Z_{sys_2} - сопротивление системы уровня 2; HB - неуправляемый выпрямитель; Scope_I, Scope_U - блоки измерения тока и напряжения (составлено автором)

Блок ТРМ состоит из трех пар встречно-параллельно соединенных тиристоров и работает в режиме фазового регулирования выходного напряжения. Разложение в ряд Фурье и иные вычисления выполнялись в Matlab. При этом полное сопротивление системы вычислялось как отношение значений ВГ напряжения к ВГ тока. Разработанная модель применялась для определения сопротивления системы на ВГ при различных параметрах НВ, в том числе при изменении емкости и сопротивления звена постоянного тока. При этом НВ был подключен в средней точке между двумя сопротивлениями в линии, что в реальных условиях представляется как внешняя НН относительно узла нагрузки потребителя.

Для верификации компьютерной модели использовался лабораторный стенд, представленный на рисунке 2.24.

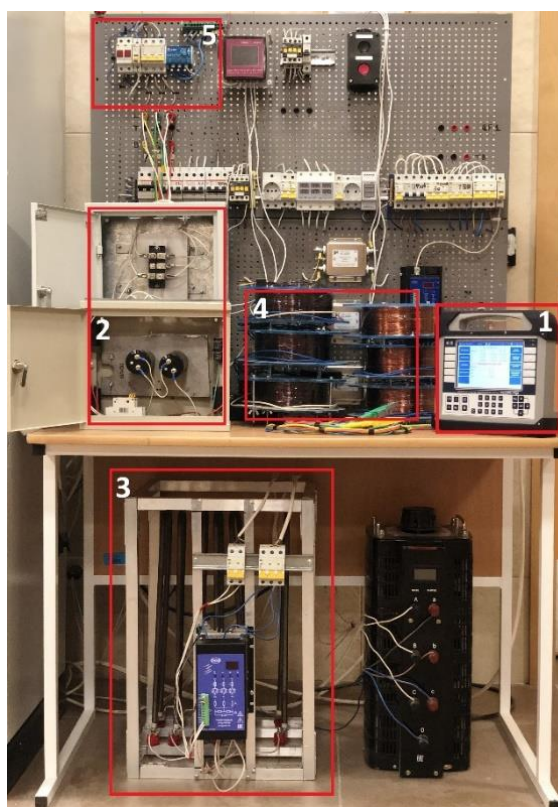


Рисунок 2.24 - Лабораторный стенд: 1 - анализатор КЭ Ресурс RQA, 2 - НВ с емкостью и сопротивлением в звене постоянного тока, 3 - ТРМ с блоками ТЭНов, 4 - блок имитации линейного сопротивления системы, 5 - источник напряжения
(фото автора)

Параметры компьютерной модели совпадали с параметрами оборудования лабораторного стенда, представленными в таблице 2.17.

Таблица 2.17 - Параметры оборудования лабораторного стенда (по данным автора)

Наименование оборудования		Параметры	
Сопротивление системы уровня 1		$R = 1,3 \text{ Ом}$	$L = 4 \text{ мГн}$
Сопротивление системы уровня 2		$R = 0,45 \text{ Ом}$	$L = 1,1 \text{ мГн}$
Неуправляемый выпрямитель		$U_{\text{ном}} = 380 \text{ В}, I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}, R = [40-400] \text{ Ом}$	
Емкость звена постоянного тока		$C_1 = 235 \text{ мкФ}, C_2 = 500 \text{ мкФ}, C_3 = 735 \text{ мкФ}$	
Тиристорный регулятор мощности		$U_{\text{ном}} = 380 \text{ В}, I_{\text{ном}} = 30 \text{ А}, R = 17 \text{ Ом}$	
Трехфазная сеть		$U_{\text{ном}} = 380 \text{ В}, f = 50 \text{ Гц}$	
Мощность короткого замыкания	1 уровень	80 кВА	
	2 уровень	61 кВА	

План проведения исследований включал в себя:

- получение АЧХ сети на лабораторном стенде при различных параметрах нагрузки и сети (без внешней нелинейной нагрузки, с НВ и различной емкостью);
- проверка адекватности компьютерной модели (сравнение результатов имитационного моделирования с результатами лабораторных измерений);
- выявление зависимостей, характеризующих изменение АЧХ сети при варьировании параметров НВ (от 0,6 до 7 кВт).

В результате проведения эксперимента на лабораторном стенде и компьютерной модели были получены характеристики, доказывающие адекватность построенной компьютерной модели. Частотная характеристика, полученная с помощью генерации гармоник ТРМ полностью совпадает с характеристикой, полученной с помощью компьютерной модели. Упомянутая частотная характеристика представлена на рисунке 2.25. Для определения частотных характеристик были использованы гармоники, генерируемые ТРМ, а именно ВГ кратные двум (номера гармоники h : 2, 4, 8, 10, 14, 16). ТРМ также является генератором и других гармоник, однако в этом случае нечетные гармоники ТРМ взаимодействуют с ВГ сети и определить по ним частотную характеристику сопротивления сети не представляется возможным.

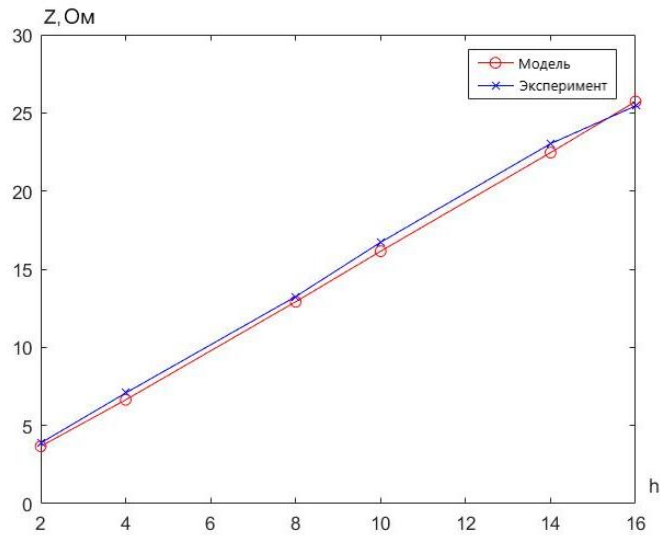


Рисунок 2.25 - Частотная характеристика сопротивления системы компьютерной модели и лабораторного стенда (без подключения внешней нелинейной нагрузки)
(составлено автором)

Также были выполнены эксперименты с различными емкостями в звене постоянного тока НВ, представленные на рисунке 2.26.

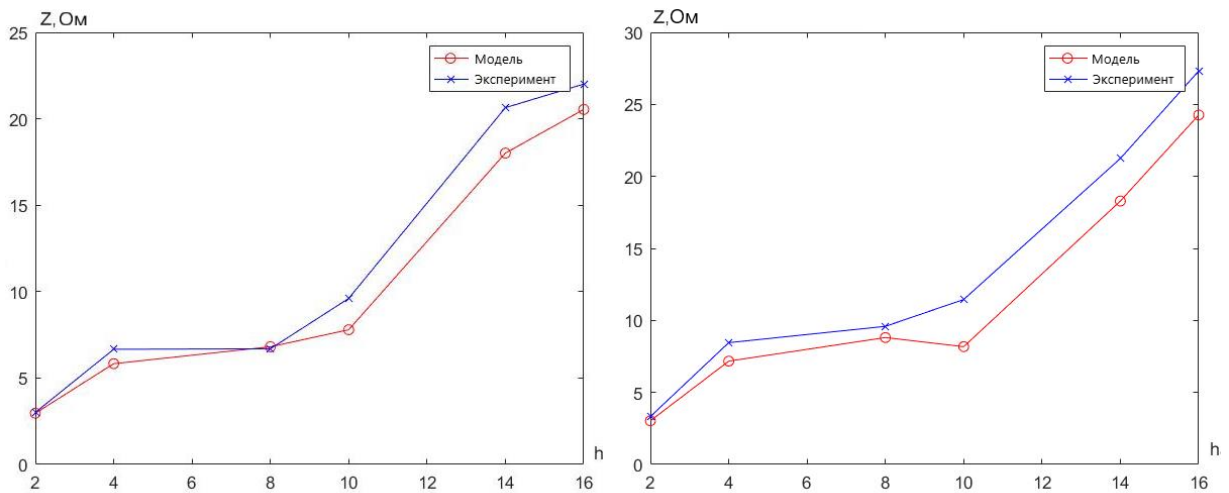


Рисунок 2.26 - Частотная характеристика сопротивления системы компьютерной модели и лабораторного стенда с варьируемой емкостью звена постоянного тока
(слева график для $C = 500$ мкФ, справа график для $C = 235$ мкФ)
(составлено автором)

Данные опыты показывают наличие нелинейных частотных характеристик, отличающихся от традиционного представления сопротивления системы. При этом на характер сопротивления системы оказывает влияние наличие внешнего источника ВГ. Данные зависимости также подтверждают наличие определённых

резонансных явлений на различных частотах, как следствие взаимодействия индуктивного сопротивления питающей сети с параметрами НН.

Для оценки влияния мощности внешней НН на параметры энергосистемы была проведена серия экспериментов на компьютерной модели [108]. При этом мощность НВ изменялась в пределах от 0,6 до 7 кВт за счет изменения активного сопротивления нагрузки НВ, параметры емкости звена постоянного тока оставались неизменными. Таким образом, моделировалось возможное изменение режима работы НН, которая может работать как в номинальном режиме, так и в режиме холостого хода.

В результате была получена зависимость, представленная на рисунке 2.27, которая представляет собой семейство частотных характеристик сопротивления системы, полученные с помощью ТРМ на четных гармониках (2, 4, 8, 10, 14, 16).

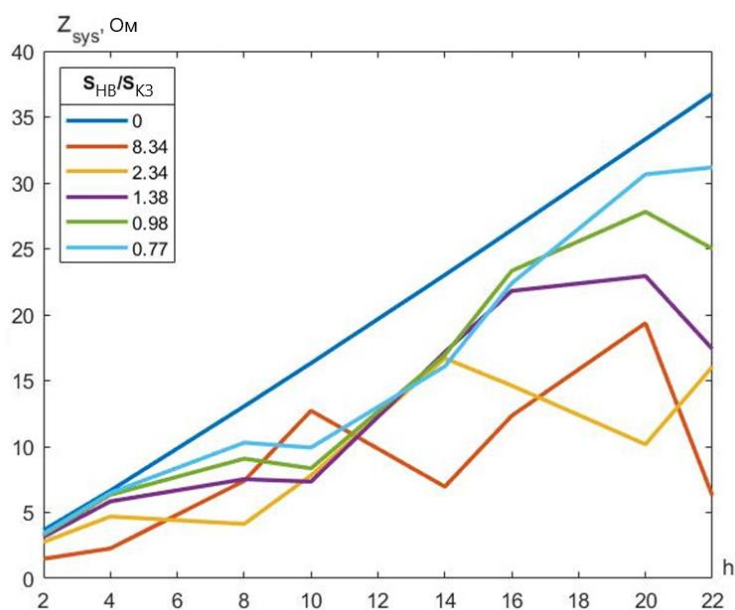


Рисунок 2.27 - Частотная характеристика сопротивления системы компьютерной модели при различных соотношениях мощности НВ к мощности короткого замыкания системы S_{HB}/S_{K3} (составлено автором)

Мощность НВ со звеном постоянного тока изменялась относительно мощности короткого замыкания 1 уровня в пределах от 0 до 8,34%. При отсутствии НВ зависимость сопротивления системы от частоты представляет собой линейную характеристику ($S_{HB}/S_{K3}=0$), относительно которой проводилось сравнение характеристик, учитывающих подключение внешней НН.

Представленные характеристики позволяют сделать следующие выводы:

- мощность НВ оказывает влияние на амплитуду сопротивления системы, при этом с увеличением мощности НВ возрастает погрешность оценки гармонического сопротивления системы (чем меньше мощность НВ, тем более линейна частотная характеристика);

- при наличии внешней НН отклонение сопротивления системы в абсолютных величинах от линейной характеристики (традиционное представление сопротивления системы в виде индуктивного сопротивления) тем ниже, чем меньше частота гармоники;

- частотные характеристики имеют явно нелинейный характер, что свидетельствует о наличии резонансных явлений, связанных с присутствием в НВ звена постоянного тока в виде емкостного элемента.

С целью более детального анализа отклонений сопротивления системы от линейной характеристики, были построены зависимости отклонения сопротивления системы отдельных ВГ от отношения мощности НВ к мощности короткого замыкания, представленные на рисунке 2.28. Для наглядности на графике представлены зависимости, учитывающие только гармоники порядка 2, 8 и 16 (близкие по частоте гармоники не представлены ввиду схожей тенденции).

Из графика следует, что отклонение сопротивления системы имеет минимальное значение для сетей с большой мощностью короткого замыкания, либо с малой мощностью внешней НН. Так для 2-й гармоники минимальное значение отклонения составляет менее 10%, а для 8-й – менее 25%. Максимальное значение отклонения для рассматриваемых условий достигает 100%. Также из графика следует, что относительная погрешность на низких частотах (2-я гармоника) меньше, чем на более высоких частотах (8 и 16-я гармоники). Характер изменения представленных зависимостей свидетельствует о наличии параллельного резонанса на частотах ВГ между питающей сетью и емкостью НН, что может оказывать значительное влияние на оценку гармонического сопротивления сети.

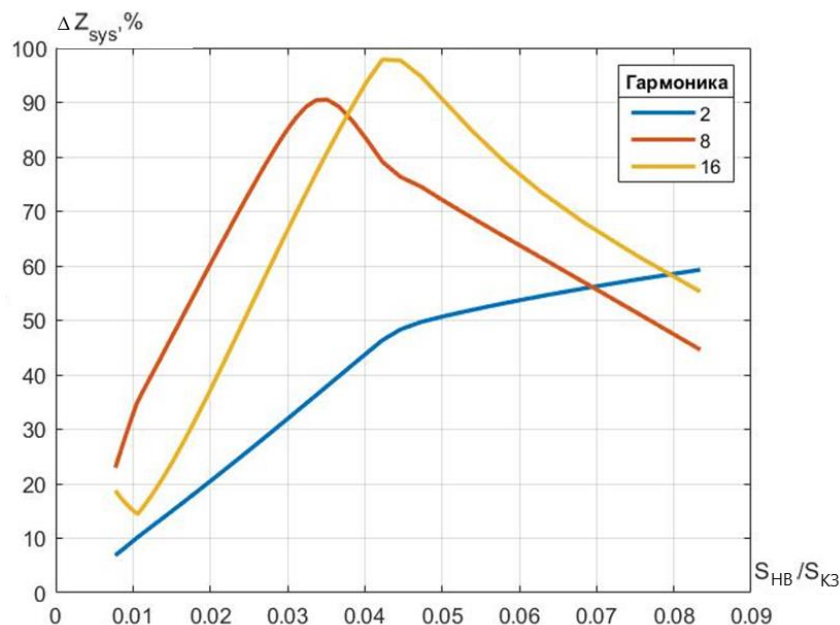


Рисунок 2.28 - Зависимость отклонения сопротивления системы отдельных гармоник от соотношения мощности короткого замыкания к мощности НВ
(составлено автором)

2.6 Алгоритм определения гармонического сопротивления сети

На основе представленных выше исследований был разработан алгоритм определения гармонического сопротивления сети на основе применения метода генерации нехарактерных гармоник, включающий выбор мощности ГНГ в зависимости от параметров подключенной линейной электрической нагрузки, мощности короткого замыкания системы и погрешности применяемых измерительных приборов. Такой алгоритм учитывает подключение токоизмерительных цепей регистрирующих приборов на питающий ввод узла нагрузки рассматриваемой электроустановки, что исключает влияние собственной линейной и нелинейной электрической нагрузки на результаты измерений. Блок-схема алгоритма представлена на рисунке 2.29.

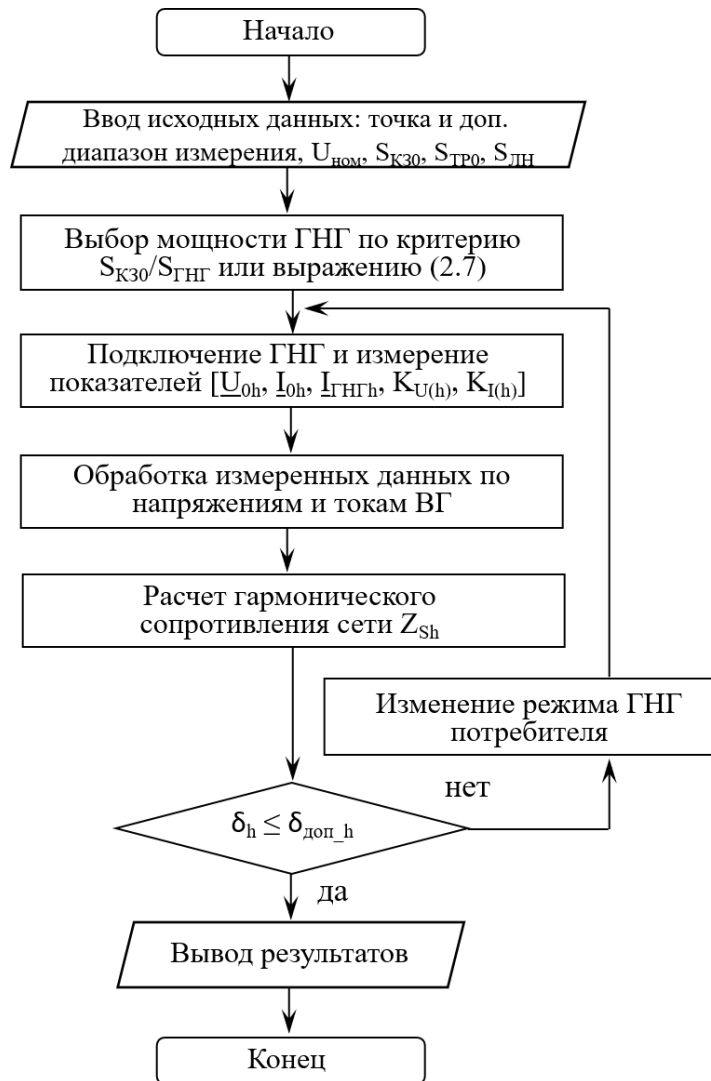


Рисунок 2.29 – Блок-схема алгоритма определения гармонического сопротивления сети (составлено автором)

Суть алгоритма заключается в следующем:

1. Анализ ЭТК предприятия на наличие нехарактерных ВГ в напряжении питающей сети, который осуществляется путем предварительных замеров показателей КЭ при отключенном ГНГ, а также путем выявления типов силовых полупроводниковых преобразователей на производстве (в качестве ГНГ может использоваться существующее единичное электрооборудование на производстве, генерирующее нехарактерные искажения (например, в сетях горных предприятий это могут быть устройства плавного пуска, генерирующие четные гармоники)).

2. Выбор мощности ГНГ, которая определяется исходя из мощности КЗ и параметров двигательной нагрузки в исследуемой точке сети (параметры двигательной нагрузки определяются с учетом коэффициента одновременности

такой нагрузки). Следует отметить, что при проведении измерений в низковольтной электрической сети горного предприятия, которая в сравнении с сетями среднего и высокого класса напряжения характеризуется наихудшими показателями с точки зрения искажений, мощность ТРМ составит незначительную величину от единиц до десятков киловатт.

3. Выбор точек подключения измерительных устройств, которые в первую очередь определяются несоответствием показателей КЭ на выявленном участке сети. В случае превышения нормативных показателей КЭ, например, на шинах НН (рисунок 2.30), необходимо определить гармоническое сопротивление сети в этом узле нагрузки.

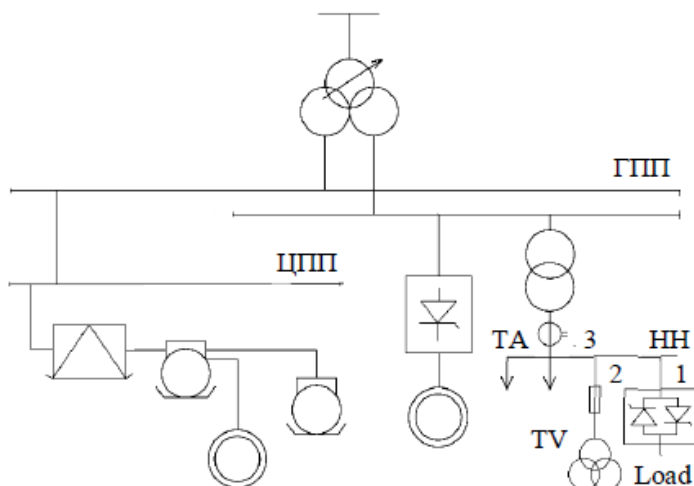


Рисунок 2.30 – Упрощенная однолинейная электрическая схема, где ТА – трансформатор тока; TV – трансформатор напряжения; ЦПП – центральная подземная подстанция; ГПП – главная понизительная подстанция; Load – нагрузка ТРМ (составлено автором)

Подключение ГНГ осуществляется на шинах подстанции НН (**точка 1**), измерение фазного напряжения ВГ проводится также на шинах НН (**точка 2**). Фактор наличия внутреннего сопротивления такой НН может быть минимизирован за счет корректного подключения измерительных цепей тока. В этом случае измерение ВГ тока проводится на вводимом фидере подстанции (**точка 3**). Такой выбор точек подключения измерительных цепей распространяется и на другие классы напряжения.

В случае наличия на шинах подстанции НН дополнительных устройств, генерирующих такой же спектр нехарактерных гармоник, необходимо такое же подключение измерительных цепей тока на вводном фидере. При этом наличие таких устройств лишь увеличивает токи нехарактерных гармоник, протекающих по сопротивлению предвключенной сети. Следовательно, увеличивается напряжение нехарактерных гармоник в этой точке и точность расчета гармонического сопротивления сети.

4. Включение ГНГ и измерение ВГ тока и напряжения при различных режимах работы ГНГ. Варьирование мощности ГНГ необходимо для оценки влияния существующих нехарактерных гармоник в напряжении питающей сети на расчет гармонического сопротивления сети (расчет сопротивления на ВГ с применением двух последовательных измерений ВГ тока и напряжения при изменении мощности ГНГ).

5. Обработка измеренных данных и расчет гармонического сопротивления сети. Необходимо оценить полную погрешность измерений с учетом случайной погрешности и инструментальной погрешности прибора. В случае превышения предела заданной погрешности необходимо повторить измерения при изменении мощности, либо режимов работы ГНГ.

Эффективность предложенного алгоритма подтверждалась на основе экспериментальных исследований АЧХ сети с применением данных на основе натурных измерений, которые проводились в учебно-лабораторном центре Санкт-Петербургского горного университета. При этом применялся предложенный в [107] способ на основе ТРМ. Упрощенная однолинейная принципиальная электрическая схема учебно-лабораторного центра представлена на рисунке 2.31. К выводу НЗ подключен ГНГ. В качестве ГНГ использовался ТРМ с нагрузкой в виде ТЭНов. В качестве регистрирующих приборов использовались два анализатора КЭ Ресурс RQA. Первый анализатор был установлен на вводе питающей сети (точка И1). Второй анализатор был установлен на вводе ТРМ, установленного в одной из лабораторий центра (точка И2). Синхронизация показаний приборов происходила через сигнал спутников GPS. Требуемая

мощность ТРМ, согласно выражению (2.7), составила около 8 кВА при $\beta=0$, составе гармоник $h = 2, 4, 8, 10, 14, 16$ и мощности короткого замыкания в аудитории 1,1 МВА.

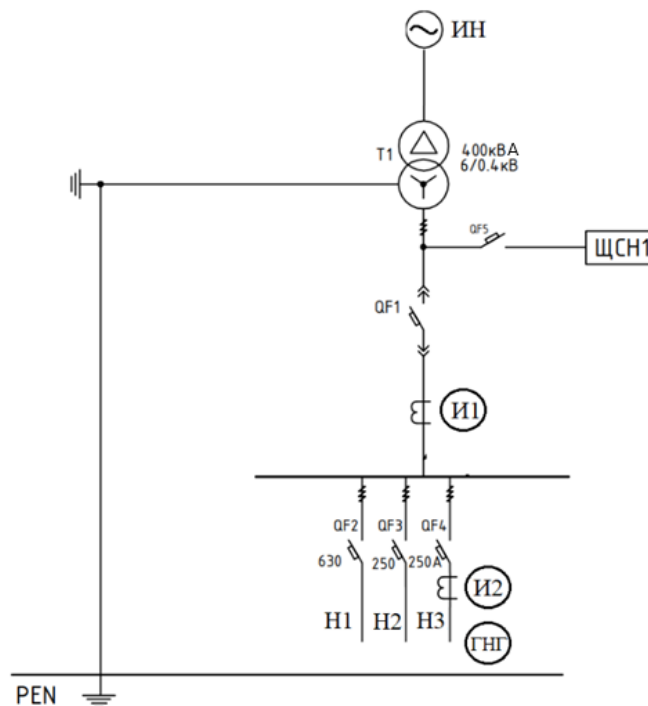


Рисунок 2.31 - Принципиальная электрическая схема учебно-лабораторного центра: ИН – сетевой синусоидального напряжения; Т1 – силовой трансформатор марки ТМГ 400/10-У1; Н1, Н2, Н3 – нагрузка; ЩСН1 – щит собственных нужд (составлено автором)

В рамках данного этапа проводились измерения в точках И1 и И2 до и после подключения ГНГ. По измеренным данным определялось сопротивление электрической сети на частотах ВГ. Рассматривались два режима работы ГНГ, характеризующиеся различной мощностью. Подключение ТРМ проводилось в конце отходящей линии Н3 согласно схеме на рисунке 2.31. В этом случае при наличии двух синхронизированных регистрирующих приборов, измеряющих параметры токов и напряжений на вводе питающей сети и на вводе ТРМ, возможно определить параметры энергосистемы для двух точек СЭС. Измерения гармонических токов и напряжений в точке И1 (на питающем вводе) представлены на рисунке 2.32. На графике отмечено время, при котором ТРМ был подключен к сети. Режим 1 характеризуется одним значением угла открытия ключей ТРМ

(загрузка около 50%), а режим 2 характеризуется повышенной мощностью ТРМ (загрузка около 60%).

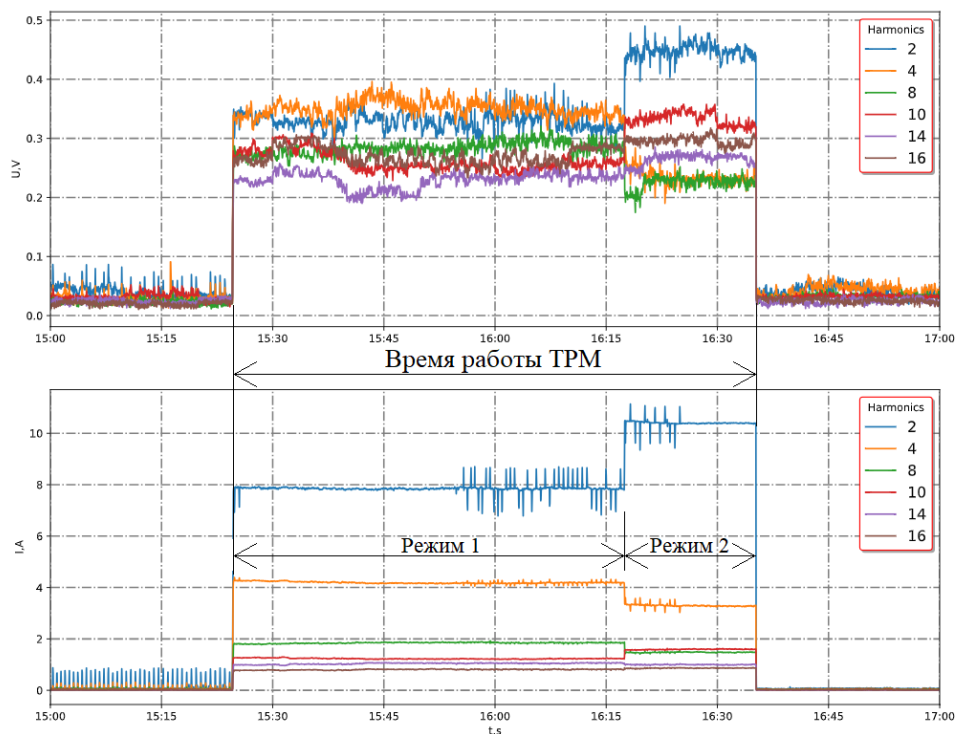


Рисунок 2.32 - Измеренные данные напряжений и токов на частотах ВГ (2, 4, 8, 10, 14, 16) в точке И1 (составлено автором)

Из анализа данных можно сделать следующие выводы:

- четные гармоники отсутствовали в спектре сетевого напряжения;
- при включении ТРМ появляются характерные для этой нагрузки четные гармоники тока, что вызывает соответствующую реакцию у сетевого напряжения;
- реакция по напряжению достигает 0,3 - 0,5 В по соответствующим гармоникам (в точке И2 достигает 3 В), что достаточно для регистрации значений измерительной техникой;
- реакция по напряжению характеризуется небольшим диапазоном значений при варьировании гармонических токов ТРМ в широких пределах (до 8 кратных значений). Данное обстоятельство свидетельствует об индуктивном характере сопротивления системы.

На основе измерений были построены зависимости сопротивления системы для точек измерения И1 и И2, представленные на рисунке 2.33.

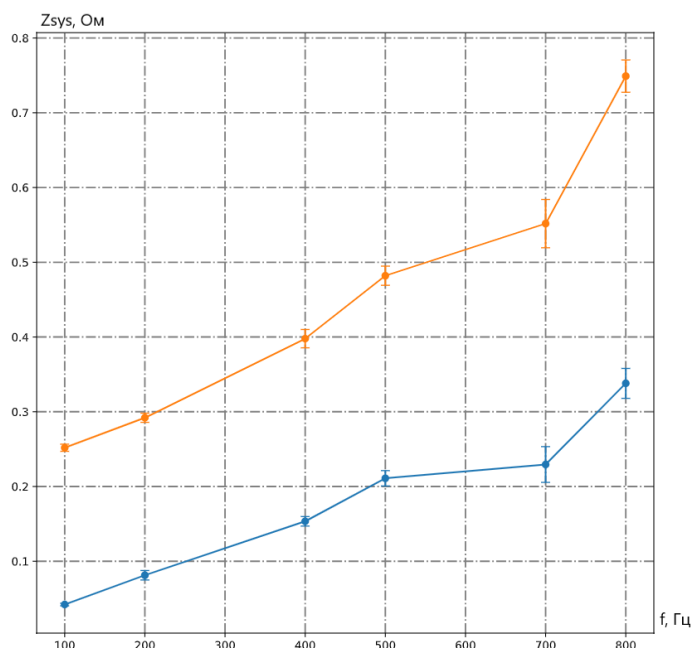


Рисунок 2.33 - Зависимости сопротивления системы от частоты (синим обозначена зависимость для точки И1, оранжевым – для точки И2)
(составлено автором)

Из полученных зависимостей можно сделать следующие выводы:

- зависимости имеют нелинейный характер и при частоте 700 Гц сопротивление системы отличается от линейного, что может быть связано с наличием внешней НН;

- зависимости в точках измерения И1 и И2 практически параллельны, что говорит о линейном характере сопротивления линии между точками измерений;

- измерения имеют разброс значений менее 5%, даже на частотах ВГ.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что сопротивление системы может иметь нелинейную АЧХ, а используемый способ определения сопротивления системы может быть применен для его идентификации.

Также был проведен натурный эксперимент на предприятии, электроснабжение которого может осуществляться от автономных установок и централизованной энергосистемы. Для таких двух режимов вычислялось гармоническое сопротивление системы на основании измеренных данных на трансформаторной подстанции ТП10 с мощностью трансформатора 400 кВА и ТП6 с мощностью трансформатора 630 кВА. Фрагмент схемы с электроснабжением от автономной газопоршневой электростанции представлен на рисунке 2.34.

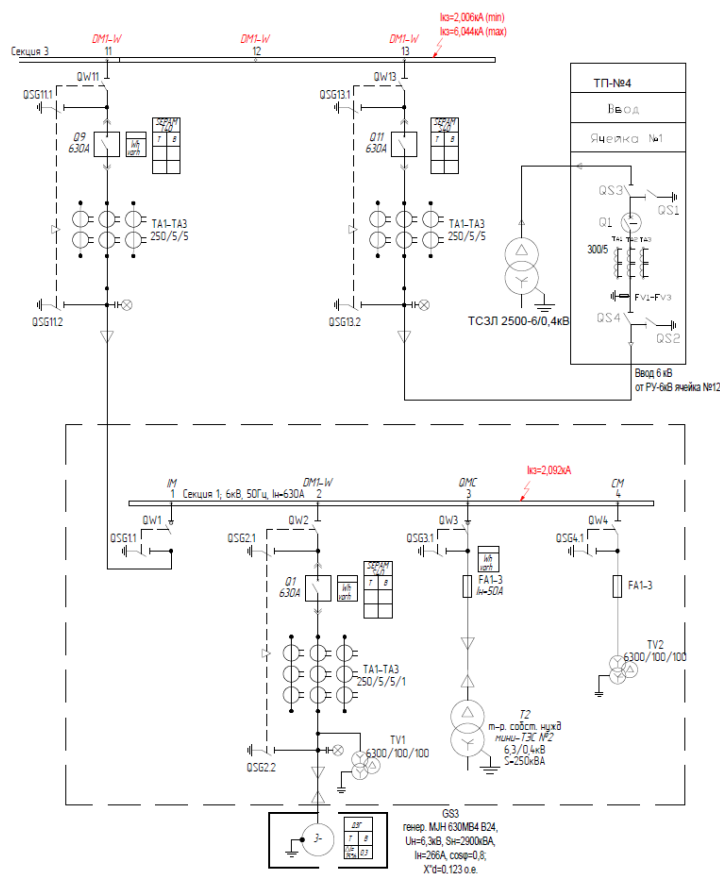


Рисунок 2.34 - Фрагмент схемы с электроснабжением от автономной газопоршневой электростанции (составлено автором)

Были получены амплитудно-частотные характеристики сопротивления питающей сети для двух ТП при различных режимах работы от сети (автономная и централизованная). На рисунке 2.35 представлены АЧХ для ТП10 и ТП6 с электроснабжением от централизованной энергосистемы.

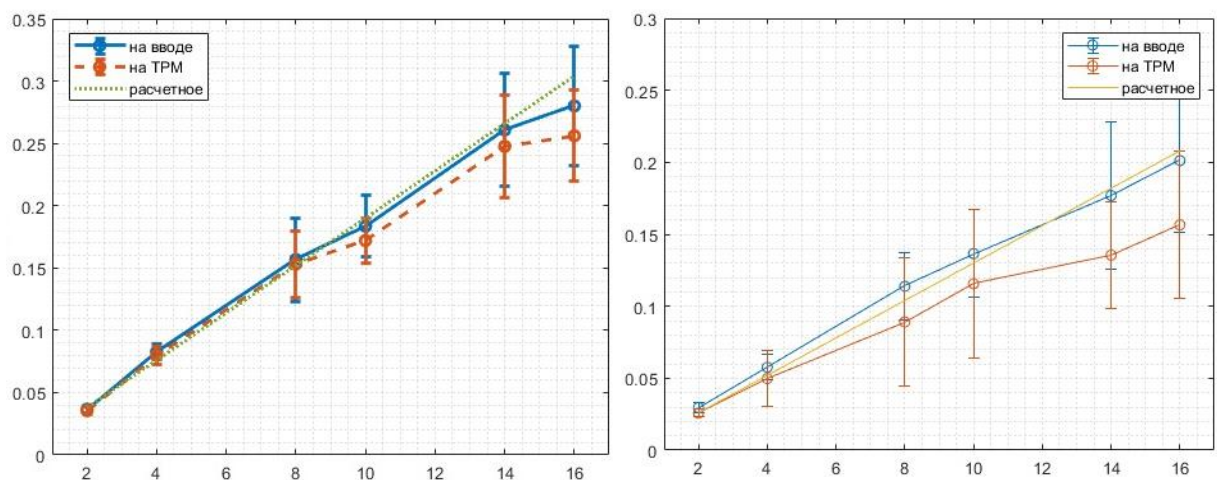


Рисунок 2.35 – Сопротивление системы на частотах ВГ на ТП10 (слева) и ТП6 (справа) (составлено автором)

Из графиков видно, что значения сопротивления системы, определённые по измеренным данным, совпадают с расчетными значениями, что свидетельствует о работоспособности предложенного способа. Также указанные графики позволяют оценить влияние параллельно подключенной электрической нагрузки на определение гармонического сопротивления сети.

2.7 Разработка метода оценки уровней высших гармоник в системе электроснабжения при наличии внешних и внутренних источников искажений

Наличие распределенных нелинейных электрических нагрузок в ЭТК предприятия представляет определенные сложности при оценке несинусоидальных режимов. При этом важно осуществить следующие этапы:

- оценить сопротивление энергосистемы на частотах ВГ;
- оценить влияние внешней НН на ВГ напряжения в узле нагрузки;
- провести измерения ВГ напряжения в узле нагрузки и ВГ тока на вводном присоединении узла нагрузки;
- на основе измеренных данных определить параметры внешней НН, оказывающей влияние на уровни ВГ в узле нагрузки;
- на основе измеренных данных провести первичную оценку снижения уровней ВГ напряжения и тока с учетом наличия внешних источников искажений при внедрении ФКУ.

В первую очередь, необходимо определить сопротивление энергосистемы относительно узла нагрузки, к которому подключена рассматриваемая электроустановка (часть ЭТК, где наблюдаются ненормативные уровни ВГ и наблюдаются проблемы при эксплуатации оборудования вследствие наличия искажений). Такое сопротивление можно определить расчетным путем по проектным данным, либо с применением известного инвазивного метода с генерацией нехарактерных для сети гармоник, который может быть реализован с учетом разработанных в данной работе научно-методических подходов, алгоритмов и способов. В данном случае важным является определение критерия, по которому необходимо проводить выбор метода определения сопротивления

системы в пользу расчетного по проектным данным или по измеренным данным без значительного снижения точности расчетов уровней ВГ. Для ЭТК предприятий, подключенных к сетям 110 кВ и ниже, одной из основных составляющих сопротивления энергосистемы относительно узла нагрузки является сопротивление питающего трансформатора. При наличии внешних источников искажений важным также является оценка сопротивления системы относительно внешнего узла нагрузки, так как именно оно оказывает существенное влияние на несинусоидальность напряжения в узле нагрузки. При этом удобным критерием, позволяющим проводить анализ несинусоидальных режимов, является соотношение мощности питающего трансформатора к мощности короткого замыкания за питающим трансформатором [39]. Так, для трансформаторов 110/10 кВ характерно соотношение $S_{КЗ}/S_T = [5; 10]$, а для трансформаторов 10/0,4 кВ характерно соотношение $S_{КЗ}/S_T = [10; 20]$, которые могут незначительно отличаться в зависимости от напряжения короткого замыкания трансформатора. Необходимо найти граничное значение указанного критерия, при котором не требуется проводить измерения для определения гармонического сопротивления сети, а целесообразно определять его расчетным путем по проектным данным. В качестве условия получения такого граничного значения было выбрано условие не превышения 10 % погрешности расчета ВГ напряжения в узле нагрузки.

Рассмотрим однолинейную схему ЭТК и ее схему замещения на частотах ВГ для определения граничного значения выбранного критерия (рисунок 2.36), где Т – силовой трансформатор, АД – асинхронный двигатель, Z_S – комплексное сопротивление энергосистемы, X_{Sh} – индуктивное сопротивление энергосистемы на гармонике h , $X_{дh}$ – индуктивное сопротивление асинхронного двигателя на гармонике h , X_{Th} – индуктивное сопротивление трансформатора на гармонике h , I_{0h} – ток вводного присоединения узла нагрузки на гармонике h , $I_{ННh}$ – ток НН, подключенной в узле нагрузки, на гармонике h , $I_{НН1h}$ – ток НН, подключенной во внешнем узле нагрузки, на гармонике h .

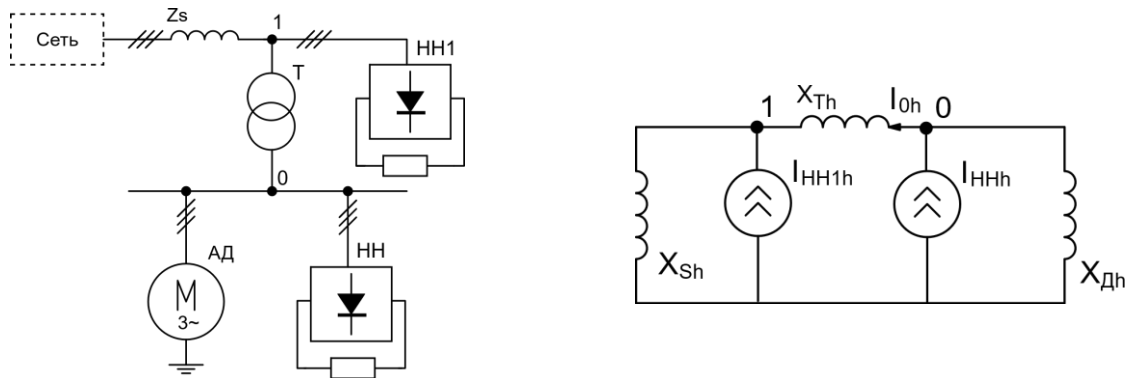


Рисунок 2.36 – Упрощенная однолинейная схема (слева) сети и ее схема замещения на частотах ВГ (справа) (составлено автором)

При выводе аналитической зависимости были приняты следующие допущения: не учитываются активные сопротивления АД и сети, не учитывается внутреннее сопротивление НН, ЛН представлена в основном АД, ток НН на частотах ВГ связан с током на основной частоте соотношением $I_h = I_1/\alpha$ (для неуправляемого выпрямителя согласно [41, 39] можно принять $\alpha = h$, для других типов преобразователей такой коэффициент также можно принять из [41, 39], либо на основании натурных измерений), конденсаторные установки для компенсации реактивной мощности рассматриваются в качестве ЛН при наличии антигармонического реактора (в этом случае эквивалентное сопротивление ЛН на частотах ВГ незначительно будет отличаться от рассматриваемого эквивалентного сопротивления в виде АД).

На основе представленных схем на рисунке 2.36 можно получить аналитическое выражение [261], позволяющее проводить оценку коэффициента гармонической составляющей напряжения в узле нагрузки с учетом предложенного критерия по формуле (2.12):

$$K_{Uh} = \frac{S_{HH1}}{S_{K31}} \cdot \left(\frac{1}{k_p \cdot \beta \cdot \frac{S_T}{S_{K30}} + 1} \right) + \frac{S_{HH}}{S_T} \cdot \frac{1}{k_p \cdot \beta + \frac{S_{K30}}{S_T}}, \quad (2.12)$$

где $\beta = S_d/S_T$ (загрузка трансформатора двигательной нагрузкой АД); k_p – пусковой коэффициент АД; S_{K3} – мощность короткого замыкания в заданной точке СЭС, ВА; S_T – мощность вводного трансформатора, ВА; h – порядок ВГ. Если принять, что $K_{HH1} = S_{K31}/S_{HH1}$, $K_{HH} = S_{HH}/S_T$, $K_{K3} = S_{K30}/S_T$, то выражение (2.12) можно представить в виде формулы (2.13):

$$K_{Uh} = \frac{1}{K_{HH1} \cdot (\frac{k_{\Pi} \cdot \beta}{K_{K3}} + 1)} + \frac{K_{HH}}{k_{\Pi} \cdot \beta + K_{K3}}. \quad (2.13)$$

Данное выражение можно проверить путем его анализа при $\beta=0$ (отсутствие ЛН) и $K_{HH1}=\infty$ (отсутствие НН1). Тогда $K_{Uh}=S_{HH}/S_{K30}$, что согласуется с существующими аналитическими выражениями в литературе [41].

С целью определения граничного значения K_{K3} при условии не превышения 10 % погрешности расчета ВГ напряжения в узле нагрузки необходимо задаться следующими диапазонами переменных, характерных для рассматриваемых ЭТК: $K_{HH} = [0; 0,7]$, $K_{HH1} = [50; 500]$, $\beta = [0; 0,5]$. При рассматриваемых диапазонах варьирования переменных проводился расчет погрешности (δ , %) по выражению (2.14):

$$\delta = 100 \cdot \frac{K_{Uh1} - K_{Uh2}}{K_{Uh1}}, \quad (2.14)$$

где K_{Uh1} – коэффициент гармонической составляющей напряжения, рассчитанный при действительном значении K_{K3} ; K_{Uh2} – коэффициент гармонической составляющей напряжения, рассчитанный при отличном от действительного значения K_{K3} на 10 %. На рисунке 2.37 представлены зависимости погрешности расчета коэффициента гармонической составляющей напряжения от варьируемых переменных β , K_{HH1} , K_{HH} . Из графиков следует, что погрешность расчета K_{Uh} не превышает 10 % при изменении K_{K3} на 10 %. Однако, например, при $K_{K3} = 8$ значение $X_{Sh}=0,2X_{Th}$ и по результатам вышеуказанных зависимостей можно заключить, что погрешность расчета не превысит 10 % для значений K_{K3} от 7,2 до 8,8. Но по результатам измерений на частотах ВГ значение X_{Sh} может отличаться от расчетного в широких диапазонах (для $K_{K3} = 8$ измеренное значение X_{Sh} может отличаться от расчетного максимум на 20 %). Тогда значение $K_{K3} = 9$ является граничным, так как при этом измеренное значение X_{Sh} может отличаться от расчетного максимум на 10 %, что будет соответствовать максимальной погрешности расчета K_{Uh} также не более 10 %.

Таким образом, для трансформаторов 110/10 кВ при значении $S_{K3}/S_T \geq 9$ и для трансформаторов 10/0,4 кВ при значении $S_{K3}/S_T \geq 18$ возможно определение сопротивления системы на частотах ВГ по расчетным/проектным данным без

проведения измерений. При этом погрешность расчета не превысит 10 % на основе аналитических исследований.

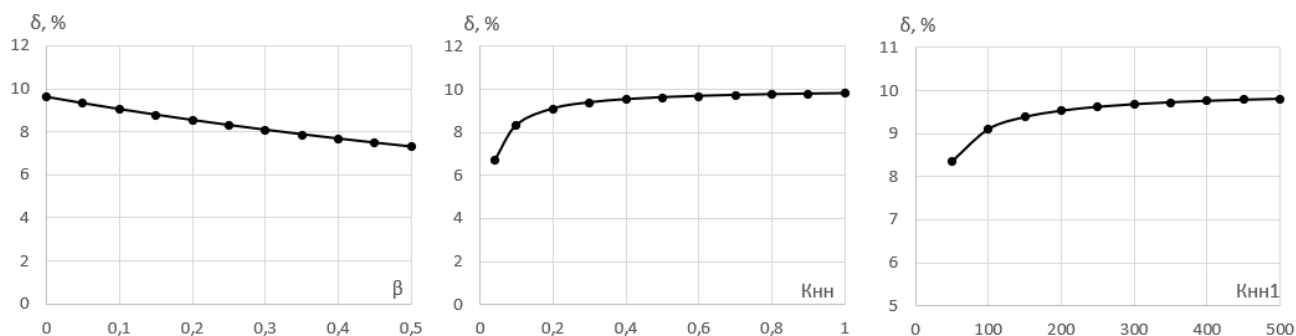


Рисунок 2.37 – Зависимости погрешности расчета K_{Uh} от переменных β , K_{HN1} , K_{HN} (составлено автором)

На основании выявленной аналитической зависимости (2.13) можно также определить граничное значение K_{HN1} , при котором внешняя НН не оказывает влияния на рассматриваемую электроустановку. При этом справедливым представляется условие не превышения 10 % от нормативного значения K_{Uh} в узле нагрузки при отключенной НН рассматриваемой электроустановки (то есть если нормативный $K_{Uh} = 5$ %, а внешняя НН создает не более 0,5 % в узле нагрузки рассматриваемой электроустановки, то она не оказывает влияния на нее). Это значение рассматривается при отключенной нагрузке рассматриваемой электроустановки, а при ее подключении такое значение будет еще ниже вследствие шунтирующего эффекта ЛН и взаимной частичной компенсации гармоник внешней и внутренней НН. Таким образом, для сетей напряжением 10 кВ при $K_{HN1} \geq 350$, а для сетей напряжением 0,4 кВ при $K_{HN1} \geq 250$ внешняя НН не оказывает влияния на рассматриваемую электроустановку, подключенную в узле нагрузки.

Таким образом, выявленные критерии и их граничные значения позволяют оценить область, при которой нет необходимости в проведении измерений для определения сопротивления системы на частотах ВГ и отсутствует влияние внешней НН (в этом случае возможно применение традиционных методов повышения качества электроэнергии без учета внешних источников искажений). В противном случае, необходимо проводить предварительные измерения для определения гармонического сопротивления сети на основе генерации

нехарактерных гармоник. Далее по измеренным данным на частотах ВГ, значения которых превышают нормативные пределы, необходимо на каждой из таких частот составить обобщенную схему замещения (рисунок 2.38).

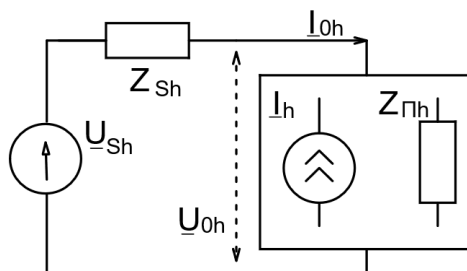


Рисунок 2.38 – Обобщенная схема замещения ЭТК для анализа уровней ВГ при наличии внешних и внутренних НН (составлено автором)

На основании такой схемы замещения определяется диапазон изменения ВГ напряжения внешней НН по выражению (2.15):

$$\underline{U}_{Sh} = \underline{U}_{0h} + \underline{I}_{0h} \cdot Z_{Sh}, \quad (2.15)$$

где $\underline{U}_{Sh}$ – значение ВГ напряжения на гармонике h , В; Z_{Sh} – сопротивление системы на гармонике h (включая сопротивление питающего трансформатора), Ом; $\underline{U}_{0h}$ – ВГ напряжения в узле нагрузки на гармонике h , В; $\underline{I}_{0h}$ – ВГ тока вводного присоединения узла нагрузки на гармонике h , А; $\underline{I}_h$ – эквивалентный ток НН на частотах ВГ рассматриваемой электроустановки, А; Z_{Ph} – эквивалентное сопротивление на частотах ВГ рассматриваемой электроустановки (присоединений) в узле нагрузки, Ом.

Для рассматриваемой электроустановки измерения на частотах ВГ проводятся на вводном присоединении узла нагрузки, что позволяет оценить остаточные значения ВГ напряжения и тока в узле нагрузки при наличии внешней НН. Под остаточными значениями ВГ тока и напряжения подразумеваются такие значения ВГ тока и напряжения, которые остаются некомпенсированными при потенциальном исключении влияния НН или подключения ФКУ в узле нагрузки, что важно при наличии подключенных НН к внешнему узлу нагрузки. То есть при компенсации ВГ тока в узле нагрузки с помощью ФКУ (например, с помощью ПАФ) остаются некомпенсированными ВГ напряжения, которые определяются работой внешней НН. И наоборот, при компенсации ВГ напряжения питающей сети (например, при подключении ПФ или активного фильтра последовательного

типа (ПСАФ), в узле нагрузки остаются некомпенсированными ВГ тока, которые определяются работой внутренней и внешней НН. Исходя из схемы на рисунке 2.36, при компенсации I_{0h} на вводных зажимах узла нагрузки останутся некомпенсированными ВГ напряжения U_{Sh} , а при компенсации U_{Sh} в узле нагрузки остаются некомпенсированными ВГ тока I_{0h} , которые определяются эквивалентными параметрами внутренней НН.

Для пояснения принципа определения остаточных значений ВГ тока и напряжения с целью упрощения анализа используем следующие допущения:

- НН представляется идеальным источником тока;
- активный фильтр параллельного и последовательного типа представляется соответственно идеальным источником тока и источником напряжения с компенсируемыми параметрами, равными значениям ВГ тока и напряжения внутренних и внешних НН;
- конденсаторные установки рассматриваются при наличии защитных антигармонических дросселей;
- сопротивление ПФ на частоте, компенсируемой ВГ значительно меньше сопротивления ЛН.

При определении остаточных значений ВГ тока ($I_{0h_ост}$) и напряжения ($U_{0h_ост}$) рассматриваются следующие ФКУ: ПАФ с компенсацией ВГ тока, ПАФ с компенсацией ВГ напряжения, ПСАФ, ПФ шунтирующего типа. Рассмотрим схему, представленную на рисунке 2.36. При установке ПАФ с компенсацией гармоник тока остаточные значения ВГ тока и напряжения определяются по формуле (2.16):

$$\underline{U}_{0h_ост} = \underline{U}_{Sh} \cdot Z_{Пh} / (Z_{Пh} + Z_{Sh}), \underline{I}_{0h_ост} = \underline{U}_{Sh} / (Z_{Пh} + Z_{Sh}), \underline{I}_{ПАФh} = - \underline{I}_h, \quad (2.16)$$

где $\underline{U}_{0h_ост}$ – остаточное значение ВГ напряжения на гармонике h в узле нагрузки, В; $\underline{I}_{0h_ост}$ – остаточное значение ВГ тока на гармонике h в узле нагрузки, А; $\underline{I}_{ПАФh}$ – значение ВГ тока ПАФ на гармонике h , А. Целесообразно рассматривать случаи, при которых остаточные значения ВГ тока и напряжения принимают наихудшие значения, что характерно для минимальных значений ЛН, существующих в рамках

суточных/недельных графиков нагрузки. Тогда остаточные значения ВГ тока и напряжения можно определить по формуле (2.17):

$$\underline{U}_{0h_ост} \approx \underline{U}_{Sh}, \underline{I}_{0h_ост} \approx \underline{U}_{Sh}/Z_{Пh}. \quad (2.17)$$

В рассмотренном случае при компенсации ВГ тока с помощью ПАФ остаются некомпенсированными ВГ напряжения внешней НН, а также ВГ тока, которые определяются параметрами внешней и внутренней НН. При этом ВГ тока принимают небольшие значения, а при отсутствии ЛН равны нулю.

При установке ПАФ с компенсацией гармоник напряжения остаточные значения ВГ тока и напряжения можно определить по формуле (2.18):

$$\underline{U}_{0h_ост} = 0, \underline{I}_{0h_ост} = \underline{U}_{Sh}/Z_{Sh}, \underline{I}_{ПАФh} = -\underline{U}_{Sh}/Z_{Sh} - \underline{I}_h. \quad (2.18)$$

В рассмотренном случае при компенсации ВГ напряжения с помощью ПАФ остаются некомпенсированными ВГ тока, которые определяются параметрами внешней НН и сети.

При установке ПСАФ остаточные значения ВГ тока и напряжения определяются по формуле (2.19):

$$\underline{U}_{0h_ост} = 0, \underline{I}_{0h_ост} \approx -\underline{I}_h, \underline{U}_{ПСАФh} = \underline{U}_{Sh} + \underline{I}_h \cdot Z_{Sh}. \quad (2.19)$$

где $\underline{U}_{ПСАФh}$ – значение ВГ напряжения ПСАФ на гармонике h , В. В рассмотренном случае при компенсации ВГ с помощью ПСАФ остаются некомпенсированными гармоники тока, которые определяются параметрами внутренней НН.

При установке ПФ шунтирующего типа остаточные значения ВГ тока и напряжения определяются по формуле (2.20):

$$\begin{aligned} \underline{U}_{0h_ост} &= \underline{U}_{Sh} \cdot Z_{ПФh} / (Z_{ПФh} + Z_{Sh}) + \underline{I}_h \cdot Z_{Sh} \cdot Z_{ПФh} / (Z_{ПФh} + Z_{Sh}), \\ \underline{I}_{0h_ост} &= \underline{U}_{Sh} / (Z_{ПФh} + Z_{Sh}) - \underline{I}_h \cdot Z_{ПФh} / (Z_{ПФh} + Z_{Sh}), \\ \underline{I}_{ПФh} &= \underline{U}_{Sh} / (Z_{ПФh} + Z_{Sh}) + \underline{I}_h \cdot Z_{Sh} / (Z_{ПФh} + Z_{Sh}), \end{aligned} \quad (2.20)$$

где $\underline{I}_{ПФh}$ – значение ВГ тока ПФ на гармонике h , А. В данном случае для оценки необходимы значения сопротивления ПФ и сети на частотах ВГ. Гармоническое сопротивление сети определяется по разработанному алгоритму, а параметры ПФ могут быть приняты исходя из минимальной перегрузочной способности по измеренным ВГ тока с учетом добротности ПФ в диапазоне от 30 до 60 для сетей с напряжением 0,4 – 10 кВ [147, 165, 173, 220]. В идеальном случае при нулевом

сопротивлении ПФ на частоте ВГ остаточные значения определяются по формуле (2.21):

$$\underline{U}_{0h_ост} = 0, \underline{I}_{0h_ост} = \underline{U}_{Sh}/Z_{Sh}, \underline{I}_{ПФh} = \underline{U}_{Sh}/Z_{Sh} + \underline{I}_h. \quad (2.21)$$

В рассмотренном случае при компенсации ВГ с помощью ПФ остаются некомпенсированными ВГ тока, которые определяются параметрами внешней НН и сети.

На основе данных об остаточных ВГ тока и напряжения можно провести первичную оценку параметров ФКУ, а также анализ возможности и целесообразности снижения уровней ВГ напряжения и тока в узле нагрузки с учетом наличия внешних источников искажений. Далее необходимо проводить оценку долевых вкладов внутренней НН по току и по напряжению на частотах ВГ, чтобы оценить возможность снижения уровней ВГ напряжения и тока в узле нагрузки при подключении ФКУ к присоединению с наибольшим долевым вкладом. Данный вопрос является предметом исследования в следующей главе.

На основании вышеуказанных результатов предложен метод оценки уровней ВГ при наличии распределенных источников искажений как систематизированная совокупность шагов, действий, правил, приемов, способов, которые направлены на решение задачи, связанной с оценкой влияния внешних источников искажения на уровень ВГ в узле нагрузки и расчетом остаточных ВГ тока и напряжения при их компенсации с помощью ФКУ. Последовательность применения разработанных шагов, методик, способов и алгоритмов можно представить в виде блок-схемы на рисунке 2.39.

При наличии данных от ГНГ можно проводить расчет дополнительных параметров схемы замещения (блок расчета), которые могут быть необходимы:

- $\underline{U}_{0h}$, $\underline{I}_{0h}$ для оценки параметров внешнего источника искажений (в дальнейшем определение долевых вкладов), для оценки параметров ФКУ;
- $\underline{Z}_{Sh}$, $\underline{Z}_{Пh}$ для оценки резонансных явлений по АЧХ сети и АЧХ системы, также для определения $\underline{U}_{Sh}$;
- $\underline{U}_{Sh}$ для оценки перегрузки ПФ, а также для оценки долевых вкладов и параметров активных фильтров.

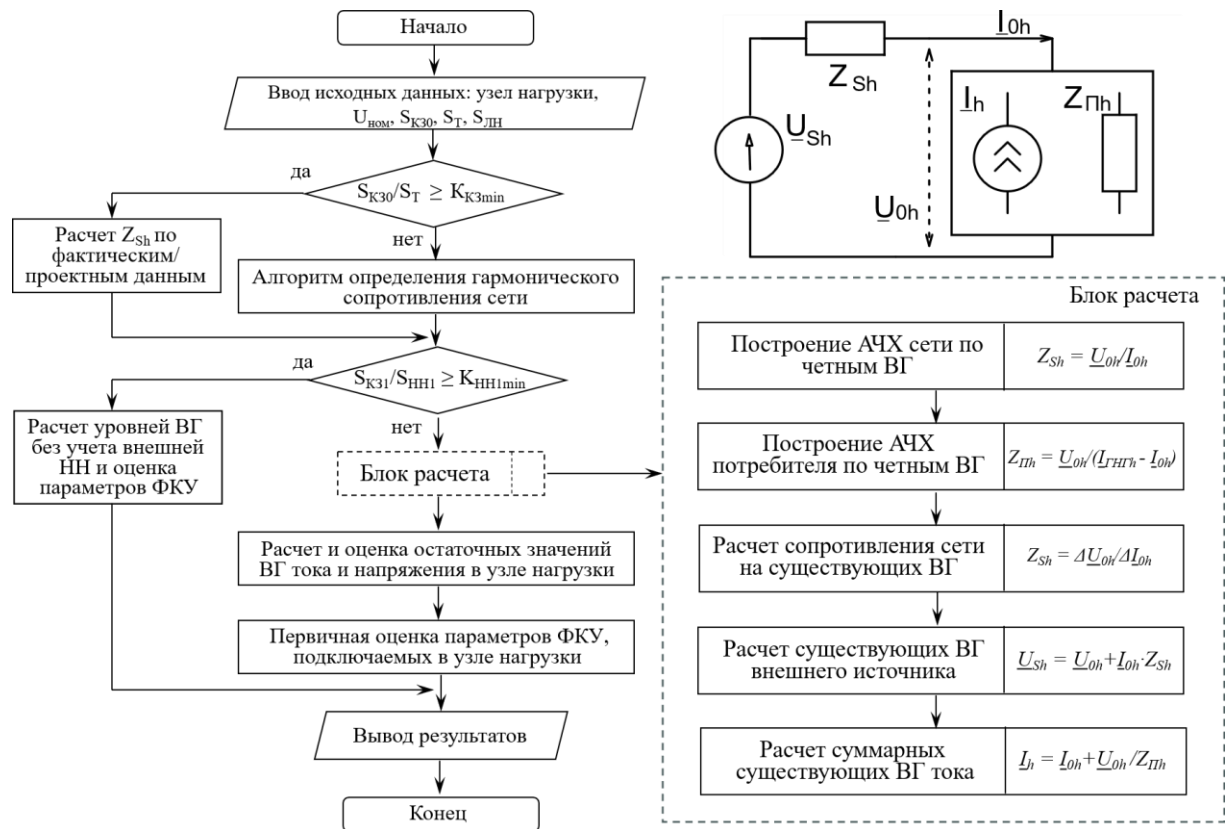


Рисунок 2.39 – Блок-схема алгоритма применения метода оценки уровней ВГ при наличии внешних и внутренних НН (составлено автором)

Таким образом, разработан метод оценки несинусоидальных режимов при наличии распределенных НН, который включает определение параметров системы и внешних источников искажений, уровней ВГ тока и напряжения в узле нагрузки, остаточных значений ВГ тока и напряжения, которые необходимы для первичной оценки параметров средств компенсации гармоник. В дальнейшем необходимо проводить оценку долевых вкладов по присоединениям в узле нагрузки, что позволит проводить выбор параметров ФКУ в точках подключения к присоединениям с наибольшим долевым вкладом.

2.8 Выводы по Главе 2

1. На основе экспериментальных исследований выявлена схема замещения асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором на частотах высших гармоник, которая учитывает пусковые характеристики двигателя и инвариантность индуктивного сопротивления к его нагрузке, что позволяет оценивать несинусоидальные режимы с учетом линейной нагрузки в виде асинхронных двигателей.

2. Выявлены аналитические зависимости тока нехарактерных высших гармоник источника искажений от мощности короткого замыкания сети, коэффициента загрузки питающего трансформатора линейной нагрузкой и порядка генерируемых гармоник, позволяющие определять мощность устройства для определения гармонического сопротивления сети.

3. Разработан способ с применением тиристорного регулятора мощности, позволяющий проводить оценку гармонического сопротивления сети на основе генерации четных гармоник, с помощью которого было подтверждено влияние внешних источников искажений на параметры гармонического сопротивления сети, а также предложены рекомендации по переносу измерительных цепей трансформатора тока с целью исключения влияния внутренней нелинейной нагрузки на определение гармонического сопротивления.

4. Разработан алгоритм определения гармонического сопротивления сети, включающий выбор мощности ГНГ в зависимости от мощности короткого замыкания сети, коэффициента загрузки питающего трансформатора линейной нагрузкой и порядка генерируемых гармоник, выбор точек подключения измерительных цепей и варьирование мощности ГНГ с целью контроля влияния внешних источников искажений, который был апробирован и подтвержден в рамках натурных экспериментов.

5. Разработан метод оценки несинусоидальных режимов в сетях напряжением 0,4-10 кВ на основе измеренных значений ВГ тока и напряжения в узле нагрузки, который позволяет проводить отдельную оценку влияния внешних и внутренних источников искажений путем определения остаточных значений ВГ тока и напряжения в зависимости от типа ФКУ с учетом граничных значений соотношения мощности короткого замыкания системы к мощности питающего узла нагрузки трансформатора для определения гармонического сопротивления сети и соотношения мощности короткого замыкания системы к мощности нелинейной нагрузки, подключенной к внешнему узлу нагрузки.

ГЛАВА 3 СИНТЕЗ МЕТОДОВ И АЛГОРИТМОВ ВЫЯВЛЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ ИСКАЖЕНИЙ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСАХ ПРЕДПРИЯТИЙ

3.1 Сравнительный анализ существующих методов и средств выявления источников искажений и оценка погрешности их применения

В настоящее время существуют способы и методы определения ДВ, основанные на отключении нагрузки, построении зависимости полной мощности от показателей КЭ, применении активных двухполюсников, анализе потока активных мощностей на ВГ и др. В разделе 1.4 представлена их классификация на основе анализа научной литературы. Однако, существующие способы и методы не позволяют проводить корректный выбор средств компенсации ВГ, а многие из них дают некорректный результат при наличии внешних источников искажений. Поэтому необходим комплексный подход к определению ДВ источников искажений без отключения нагрузки в сетях для выбора мест подключения и параметров корректирующих устройств с учетом наличия распределенных источников искажений. Для более детального сравнения основных существующих на данный момент методов были проведены экспериментальные исследования в лабораторных условиях. Краткое описание сравниваемых методов представлено ниже.

Метод IEC

Метод IEC базируется на определении ВГ напряжения до и после подключения потребителя в узле нагрузки $\underline{U}_{0h}$ [27]. Разность этих значений (рисунок 3.1) представляет гармоническую эмиссию $\underline{U}_{EMh}$, которая определяется по формуле (3.1):

$$\underline{U}_{EMh} = \underline{U}_{0h} - \underline{U}'_{0h}, \quad (3.1)$$

где $\underline{U}_{0h}$ – ВГ напряжения в узле нагрузки до подключения потребителя, В; $\underline{U}'_{0h}$ – ВГ напряжения в узле нагрузки после подключения потребителя, В; $\underline{U}_{EMh}$ – добавка ВГ напряжения (гармоническая эмиссия) после подключения потребителя, В.

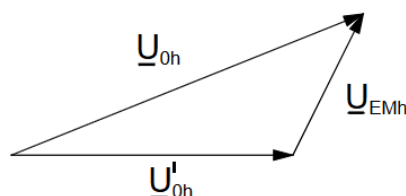


Рисунок 3.1 – Векторная диаграмма эмиссии гармоник (составлено автором)

На основании схемы Тевенина при условии постоянства внешних искажений получается, что ВГ напряжения в узле нагрузки после подключения потребителя можно определить по формуле (3.2):

$$\underline{U}'_{0h} = \underline{U}_{0h} - \underline{I}_{0h} \cdot Z_{Sh}, \quad (3.2)$$

где Z_{Sh} – сопротивление системы на частотах ВГ, Ом; $\underline{I}_{0h}$ – ВГ тока вводного присоединения узла нагрузки, А.

Тогда можно определить гармоническую эмиссию в напряжение и долевым вклад потребителя $D_{\Gamma h}$ по формуле (3.3):

$$\underline{U}_{EMh} = \underline{I}_{0h} \cdot Z_{Sh}, \quad D_{\Gamma h} = 100 \cdot |\underline{I}_{0h} \cdot Z_{Sh} / \underline{U}_{0h}|. \quad (3.3)$$

Метод ИЕС позволяет определять ДВ внешнего источника искажений и потребителя на основе расчетного значения гармонического сопротивления сети и расчетного либо измеренного значения гармонических токов. Он подходит для определения гармонической эмиссии при подключении новых потребителей к сети. Также могут быть определены долевыми вклады подключенных нагрузок у потребителя, но с большой погрешностью, так как метод не предполагает измерение фазовых параметров гармонических токов.

Метод, основанный на измерении векторов напряжения (HVM)

Метод HVM базируется на определении долевыми вкладов источников искажений исходя из эквивалентной схемы Нортонa [237]. На основе такой схемы с применением принципа суперпозиции определяются гармонические напряжения от внешнего источника искажений $\underline{U}_{Sh}$ и от НН потребителя $\underline{U}_{\Gamma h}$, которые через параметры гармонических токов и напряжений в узле нагрузки могут быть определены по формулам (3.4 - 3.5):

$$\underline{U}_{Sh} = (\underline{U}_{0h} / Z_{Sh} + \underline{I}_{0h}) \cdot [Z_{Sh} \cdot Z_{\Gamma h} / (Z_{Sh} + Z_{\Gamma h})], \quad (3.4)$$

$$\underline{U}_{\Gamma h} = (\underline{U}_{0h} / Z_{\Gamma h} - \underline{I}_{0h}) \cdot [Z_{Sh} \cdot Z_{\Gamma h} / (Z_{Sh} + Z_{\Gamma h})], \quad (3.5)$$

где Z_{Sh} – сопротивление системы на частотах ВГ, Ом; $Z_{Пh}$ – сопротивление потребителя на частотах ВГ, Ом. Эти сопротивления определяются на основе измерений для двух последовательных режимов, в которых изменяется либо внешняя нагрузка, либо нагрузка потребителей.

Долевые вклады внешних источников искажений D_{Sh} и НН потребителя $D_{Пh}$ определяются через проекции $\underline{U}_{Sh}$ и $\underline{U}_{Пh}$ на суммарный вектор $\underline{U}_{0h}$ (рисунок 3.2).

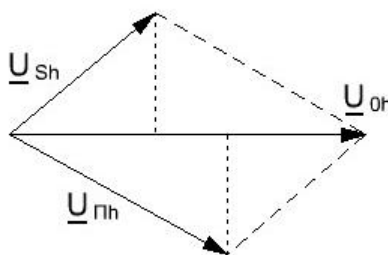


Рисунок 3.2 – Долевой вклад в искажение напряжения (составлено автором)

Метод, основанный на измерении векторов тока (НСМ)

Метод НСМ основан на измерении амплитуд и фаз суммарного гармонического тока вводного присоединения потребителей и гармонических токов отходящих линий [248, 254]. Долевые вклады источников искажений определяются через проекции токов отходящих присоединений на суммарный вектор $\underline{I}_{0h}$ (аналогично методу НВМ). Особенностью метода является то, что долевые вклады могут принимать значения более 100 % и быть отрицательными. Последнее свидетельствует о компенсирующей способности электрических нагрузок, подключенных в узле нагрузки.

Метод, основанный на измерении потоков активной мощности (АРМ)

Метод АРМ основан на измерении активных гармонических мощностей потребителей и нагрузок [52, 114]. При протекании активной мощности на частотах ВГ от потребителя к источнику полагается, что к присоединению подключен источник искажений. При обратном направлении полагается, что потребитель представляет собой ЛН. Этот метод прост в применении, так как все современные анализаторы КЭ и даже системы учета электроэнергии позволяют измерять такой параметр.

В данной работе рассматриваются несколько режимов, при которых направление активной мощности на частотах ВГ на вводном присоединении

потребителя будет изменяться. При этом долевые вклады внешнего источника искажений D_{Sh} и потребителя D_{Ph} определялись по направлению протекания мощности P_{0h} на вводном присоединении. Долевые вклады отходящих нагрузок потребителя, например для D_{TPMh} , определялись по выражениям (3.6 - 3.7):

$$D_{TPMh} = 100 \cdot P_{TPMh} / P_{0h}, \text{ если } P_h < 0, \quad (3.6)$$

$$D_{TPMh} = -100 \cdot P_{TPMh} / P_{0h}, \text{ если } P_h > 0. \quad (3.7)$$

Метод, основанный на параметрах схемы замещения стенда (HVMs)

Принцип такого метода аналогичен методу HVM, однако расчет проводится на основе параметров схемы замещения лабораторного стенда. При этом параметры схемы замещения оборудования лабораторного стенда получены на основе измерений с помощью поверенного программируемого источника напряжения АКИП 1202/3, который позволяет получить АЧХ каждого элемента стенда. Расчет долевых вкладов по такому методу позволяет исключить ошибки, которые могут быть получены вследствие некорректных измерений на стенде при различных режимах работы нагрузки и сети. Оценка погрешности расчета долевых вкладов указанными выше методами проводилась относительно данного расчетного метода на основе параметров схемы замещения стенда. Такой подход представляется корректным, так как параметры оборудования лабораторного стенда получены на основе поверенного измерительного оборудования для частоты 5-й гармоники напряжения. Кроме этого, такой метод на основе принципа суперпозиции является одним из основных и наиболее часто применяемых при расчетах долевых вкладов в научной литературе [12-14, 113, 171, 164].

Описание лабораторной установки

Исследования по определению долевых вкладов источников искажений осуществлялись путем измерений на лабораторном стенде с варьируемыми параметрами сети и различными типами нагрузки. Однолинейная схема стенда представлена на рисунке 3.3. Электроснабжение стенда осуществляется от сети 220/380 В с глухозаземленной нейтралью, сопротивление сети представляется в виде катушек индуктивности с варьируемыми параметрами L_1 и L_0 , которые

имеют линейную АЧХ, что подтверждалось с помощью лабораторного источника переменной частоты от 0 до 500 Гц.

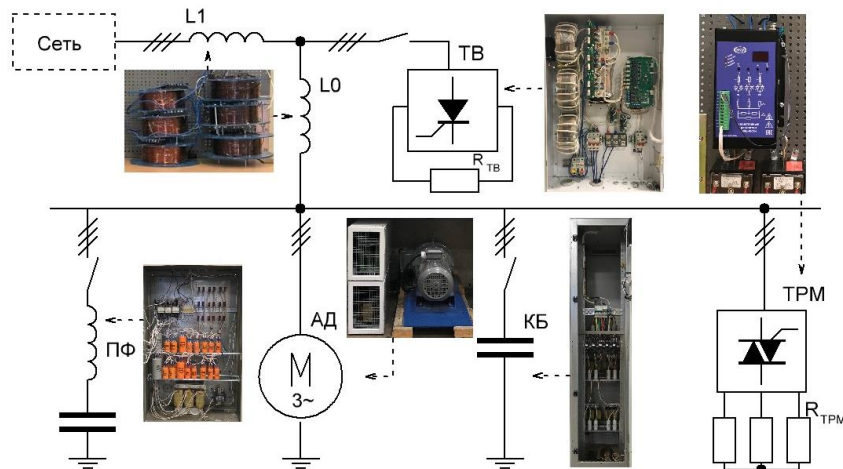


Рисунок 3.3 – Схема лабораторной установки (составлено автором)

В качестве НН представлены тиристорный регулятор мощности ТРМ с активным сопротивлением $R_{ТРМ}$ и тиристорный выпрямитель ТВ с активным сопротивлением $R_{ТВ}$. В качестве ЛН представлен АД с нагрузкой в виде генератора постоянного тока. Компенсация реактивной мощности и ВГ осуществляется с помощью конденсаторной установки КБ, которая имеет несколько ступеней регулирования для вариации режимов. Резонансный пассивный фильтр гармоник ПФ настроен на частоту около 5-й гармоники. Параметры оборудования представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры оборудования стенда (по данным автора)

Элемент схемы	Параметры и значения
Сеть	$U_0 = 0,4 \text{ кВ}$, $L_1 = 1,0 \text{ мГн}$
ЛЭП (L2)	$L_0 = 11,6 \text{ мГн}$
Асинхронный двигатель (АД)	$P_{АД} = 1,5 \text{ кВт}$, $U_{АД} = 220/380 \text{ В}$, $\cos\varphi = 0,74$
Тиристорный выпрямитель (ТВ)	$U_{ТВ} = 220/380 \text{ В}$, $P_{ТВ} = 0 \div 8,0 \text{ кВт}$, $U_{DC} = 0 \div 460 \text{ В}$, $m = 6$
Тиристорный регулятор (ТРМ)	$U_{ТРМ} = 220/380 \text{ В}$, $P_{ТРМ} = 0 \div 4,5 \text{ кВт}$
Конденсаторная установка (КБ)	$Q_{КБ} = 0,5 \text{ квар}$, $C = 9 \text{ мкФ}$, $U_{КБ} = 450 \text{ В}$, звезда
Пассивный фильтр (ПФ)	$R_{ПФ} = 0,2 \text{ Ом}$, $L_{ПФ} = 8,29 \text{ мГн}$, $C_{ПФ} = 50 \text{ мкФ}$

В рамках эксперимента моделировались различные режимы, которые включают различный состав подключенного электрооборудования. При этом все режимы можно разделить на два типа, которые характеризуются либо наличием, либо отсутствием ВГ со стороны сети. В рамках каждого типа рассматривались три режима. В первом режиме подключались ТРМ в качестве источника искажений со

стороны потребителя и АД с нагрузкой. Во втором режиме дополнительно подключалась установка компенсации реактивной мощности. В третьем режиме дополнительно подключался ПФ для снижения уровня искажений в сети. Таблица 3.2 показывает порядок подключений оборудования при различных режимах.

Таблица 3.2 – Порядок подключения оборудования стенда (по данным автора)

Режим	ТРМ	ПФ	АД	КБ
ТВ отключен				
1	+	-	+	-
2	+	-	+	+
3	+	+	+	+
ТВ подключен				
4	+	-	+	-
5	+	-	+	+
6	+	+	+	+

В каждом режиме измерения параметров электропотребления и КЭ проводились с помощью анализатора качества электроэнергии Ресурс RQA с токоизмерительными клещами классом точности 0,2.

Сравнение различных методов оценки долевых вкладов источников искажений, проводилось относительно метода суперпозиции на основе параметров схемы замещения. При этом были проведены измерения параметров стенда на частоте 5-й гармоники напряжения с применением программируемого источника напряжения АКИП 1202/3, которые представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры стенда на частоте 5-й гармоники (по данным автора)

Элемент схемы	Параметры и значения ($h=5$)
ЛЭП (L_1)	$Z_{L1} = 1,6e^{j65} \text{ Ом}$
ЛЭП (L_0)	$Z_{L0} = 18,6e^{j78} \text{ Ом}$
Асинхронный двигатель (АД)	$Z_{АД} = 47e^{j79} \text{ Ом}$
Конденсаторная установка (КБ)	$Z_{КБ} = 69,6e^{-j90} \text{ Ом}$
Пассивный фильтр (ПФ)	$Z_{\Phi} = 2,1e^{j75} \text{ Ом}$ ($X_{L\Phi} = 14,7 \text{ Ом}$, $X_{C\Phi} = 12,7 \text{ Ом}$)

Параметры АД на частоте 5-й гармоники определялись методом инъекции 5-й гармоники тока в сеть с помощью тиристорного регулятора мощности (режим 1). При этом на зажимах асинхронного двигателя создавалось напряжение 5-й гармоники за счет падения напряжения на L_1 и L_0 . Отношение 5-й гармоники напряжения к току равно сопротивлению двигателя на этой частоте. Демпфирующий эффект фильтров определяется активным сопротивлением катушек индуктивности, входящих в их состав.

В рамках экспериментальных исследований на лабораторном стенде проводились измерения параметров электропотребления и качества электроэнергии для шести режимов с различным составом нагрузок. На рисунке 3.4 представлены значения K_U на шинах потребителя и K_I вводного тока для режимов 1-3 и 4-6. Значения K_U и K_I усреднялись за период в 1 сек, а выборка измерений для каждого режима представлена в течение 30 сек. Также представлены значения K_U и K_I , которые соответствуют режимам, в которых не подключена нагрузка потребителя.

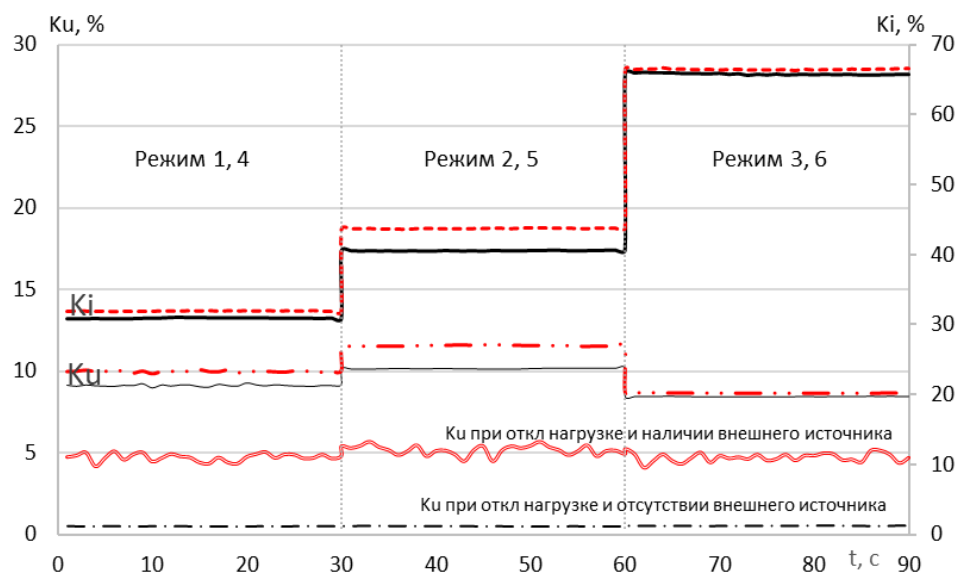


Рисунок 3.4 – График изменения искажений в процессе измерений
(составлено автором)

Из графиков видно, что при подключении внешней НН K_U и K_I возрастает (режимы 4-6). При этом мощность ТРМ составляла около 1,1 кВА, мощность внешней НН (ТВ) составляла около 4,7 кВА. Относительный прирост K_U составляет 13-14 % (режимы 1, 2, 4, 5) и около 2 % (режимы 3, 6) при подключении внешней НН, что не характеризуется лишь соотношением их мощностей, а дополнительно определяется мощностью короткого замыкания в точке их подключения. Долевые вклады источников искажений в несинусоидальность напряжения определяются не только током НН, но и взаимным сопротивлением сети и потребителей. При отключенной нагрузке потребителя в сети присутствуют внешние искажения, которые составляют около 1 % для режимов 1-3 и около 5 % для режимов 4-6.

Для представленных режимов были проведены расчеты долевых вкладов источников искажений на шинах потребителя. Расчеты проводились согласно рассмотренным ранее методам, отобранным для сравнения. При этом определялись вклады внешней сети D_{Sh} и потребителя $D_{Пh}$, состоящего из ряда подключаемых нагрузок со своим долевым вкладом $D_{ТРМh}$, $D_{АДh}$, $D_{КБh}$, $D_{Фh}$. В случае отсутствия какой-либо нагрузки у потребителя, она обозначается как не подключённая (NC). Значения долевых вкладов представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 - Значения долевых вкладов (по данным автора)

Метод	D_h	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4	Режим 5	Режим 6
ИЕС	D_{Sh}	-18,5	-15,9	2,9	19,8	13,8	37,0
	$D_{Пh}$	118,5	115,9	97,1	80,2	86,2	63,0
	$D_{ТРМh}$	-	-	-	-	-	-
	$D_{АДh}$	-	-	-	-	-	-
	$D_{КБh}$	NC	-	-	NC	-	-
	$D_{Фh}$	NC	NC	-	NC	NC	-
HVM	D_{Sh}	5,1	5,2	2,4	27,7	25,4	26,6
	$D_{Пh}$	94,9	94,8	97,6	72,3	74,6	73,4
	$D_{ТРМh}$	97,4	96,0	102,5	97,8	97,6	102,6
	$D_{АДh}$	2,6	3,4	-1,1	2,2	1,9	1,5
	$D_{КБh}$	NC	0,6	-0,4	NC	0,5	1,1
	$D_{Фh}$	NC	NC	-0,9	NC	NC	-5,2
HCM	D_{Sh}	-	-	-	-	-	-
	$D_{Пh}$	-	-	-	-	-	-
	$D_{ТРМh}$	132,7	109,9	271,9	145,0	110,4	119,1
	$D_{АДh}$	-33,2	-34,3	-37,2	-45,2	-43,5	-11,9
	$D_{КБh}$	NC	24,7	29,4	NC	32,7	21,2
	$D_{Фh}$	NC	NC	-161,8	NC	NC	-27,8
APM	D_{Sh}	0,0	0,0	100,0	100,0	100,0	100,0
	$D_{Пh}$	100,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	$D_{ТРМh}$	121,7	179,7	1112,9	-52,9	-22,6	42,6
	$D_{АДh}$	-25,2	-48,7	-97,6	-47,1	-62,5	-16,6
	$D_{КБh}$	NC	-34,5	-18,8	NC	-9,1	-1,9
	$D_{Фh}$	NC	NC	-1101,2	NC	NC	-123,4
HVMs	D_{Sh}	5,9	6,3	18,1	34,7	29,3	55,0
	$D_{Пh}$	94,1	93,7	81,9	65,3	70,7	45,0
	$D_{ТРМh}$	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
	$D_{АДh}$	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	$D_{КБh}$	NC	0,0	0,0	NC	0,0	0,0
	$D_{Фh}$	NC	NC	0,0	NC	NC	0,0

На основании представленных в таблице значений можно сделать некоторые выводы. Метод ИЕС позволяет определить долевые вклады внешнего источника искажений и потребителя на основе упрощенных исходных данных, но с

достаточно большой погрешностью. Снизить погрешность можно путем измерения гармонического сопротивления сети, но это усложняет данный метод.

Метод НVM позволяет измерять долевые вклады без подключения дополнительных устройств достаточно точно в режимах 1, 2, 4, 5. Стоит отметить, что наблюдается значительная погрешность при подключении ПФ исходя из полученных данных. Кроме этого, в данной работе не рассматривается влияние одновременного изменения внешней и внутренней НН, что приводит к дополнительным погрешностям результатов. Особенно это характерно для низковольтных электрических сетей.

Метод НСМ не позволяет определять долевые вклады внешних источников искажений. Результаты, полученные со знаком минус, свидетельствуют об отсутствии источников искажений на присоединении, но позволяют оценить компенсирующее воздействие данной нагрузки. Кроме этого, метод показывает недостоверные результаты на присоединениях с КБ и идентифицируют такую нагрузку как источник искажений. Следует отметить, что при небольшом значении вводного гармонического тока проекции на него гармонических токов присоединений могут определяться со значительной погрешностью, что имеет место при наличии фильтров гармоник у потребителя. То же самое относится к методу АРМ, когда активная мощность гармоник на вводе оказывается небольшой.

Метод АРМ не позволяет достоверно определить долевые вклады внешнего источника искажений и потребителя в целом. Стоит отметить значительные погрешности при наличии внешнего источника искажений. Для режимов 4 и 5 активная мощность 5-й гармоники для всех подключенных нагрузок потребителя является положительной, даже для НН в виде ТРМ. Это говорит о том, что гармонические токи внешней НН «поглощаются» нагрузками потребителя и протекают также по внутреннему сопротивлению ТРМ, компенсируя генерируемый им ток 5-й гармоники. При наличии фильтра у потребителя (режим 6) активная мощность гармоник ТРМ становится отрицательной, так как большая часть гармонического тока внешней нагрузки протекает по цепи с фильтром.

Для наглядного представления полученных табличных результатов были построены диаграммы погрешностей оценки долевых вкладов по каждому из рассматриваемых методов и режимов работы, представленные на рисунке 3.5. Значения, представленные на диаграмме, отражают абсолютную погрешность долевых вкладов относительно метода HVMs. При этом для наглядности были приняты границы для абсолютных погрешностей. Например, если модуль абсолютной погрешности долевых вкладов относительно метода HVMs находится в пределах от 0 до 10 %, то значение погрешности на графике отображается как 10 %. Аналогично рассматриваются значения погрешностей в пределах от 10 до 20 %, от 20 до 30 % и от 30 до 40%. Граница в 50 % свидетельствует о погрешности выше 40 %, либо о невозможности определения долевого вклада (прочерк в таблице 3.4).

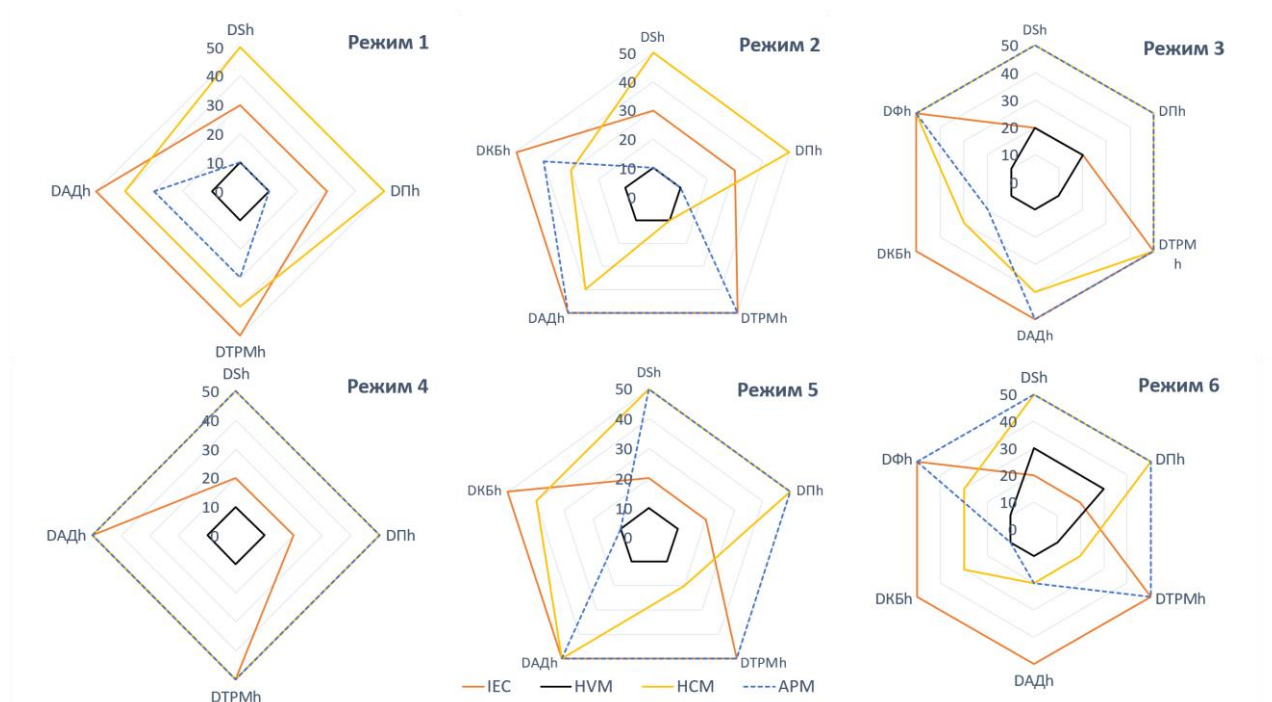


Рисунок 3.5 – Диаграмма погрешностей оценки долевых вкладов для режимов 1-6 (составлено автором)

Из диаграмм следует, что наилучшие результаты относительно метода HVMs показывает метод HVM. Для режимов 1, 2, 4, 5 эти методы показывают близкие результаты, абсолютная погрешность которых находится в диапазоне от 1 до 12 %, а для режимов с пассивным фильтром ПФ (режимы 3 и 6) значения абсолютной погрешности достигают 38 %. Долевой вклад источников искажений в несинусоидальность напряжения по методу HVM определяется по методу

суперпозиции, где ВГ напряжения от каждого источника складываются в векторной форме и зависят от взаимного сопротивления сети и потребителя. В этом случае даже при компенсации влияния внутреннего источника искажений долевые вклады согласно HVMs распределяются в пропорции 55 и 45 %, что при выборе параметров устройств компенсации искажений не является информативным показателем. Для HVM такое распределение составляет 26,6 и 73,4 %, что вызывает некоторые сомнения относительно значений HVMs, полученных по тому же принципу.

Анализ расчетных выражений по методам HVM и HVMs показал, что неучет сопротивления Z_{L0} при расчете долевого вклада внешнего источника искажений D_{Sh} (эквивалент сопротивления вводного силового трансформатора на предприятии) приводит к занижению значений его долевого вклада. При этом в методе HVMs это сопротивление учитывается. Корректировка значений долевого вклада внешнего источника искажений с учетом Z_{L0} осуществлялась по выражениям (3.8 - 3.9):

$$\underline{U}_{Sh} = [(\underline{U}_{0h} + \underline{I}_{0h} \cdot Z_{L0h}) / Z_{L1h} - \underline{I}_{0h}] \cdot [Z_{L1h} \cdot (Z_{L0h} + Z_{Пh}) / (Z_{L1h} + Z_{L0h} + Z_{Пh})], \quad (3.8)$$

$$Z_{L1h} = Z_{Sh} - Z_{L0h}. \quad (3.9)$$

Параметры Z_{L0h} могут быть определены исходя из паспортных данных вводного силового трансформатора на производстве, а для лабораторного стенда данные значения известны. Уточненные значения долевого вклада по методам HVM и HVMs представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Уточненные значения долевого вклада (по данным автора)

Метод	D_h	Режим 1	Режим 2	Режим 3	Режим 4	Режим 5	Режим 6
HVM	D_{Sh}	5,0	5,3	12,6	32,2	26,3	58,4
	$D_{Пh}$	95,0	94,7	87,4	67,8	73,7	41,6
HVMs	D_{Sh}	5,9	6,3	18,1	34,7	29,3	55,0
	$D_{Пh}$	94,1	93,7	81,9	65,3	70,7	45,0

Таким образом, неучет сопротивления вводного силового трансформатора потребителя или вводного трансформатора подстанции, к которой подключены несколько потребителей, приводит к погрешностям при расчете долевого вклада по методу HVM. Такая погрешность значительно возрастает при наличии пассивных фильтров в сетях потребителей.

Далее был проведен анализ положительных и отрицательных сторон каждого из рассматриваемых методов, представленный в таблице 3.6, где методам присвоены цифры: 1 – ИЕС, 2 – НVM, 3 – НСМ, 4 – АРМ.

Таблица 3.6 – Анализ положительных и отрицательных сторон методов (по данным автора)

Показатель	1	2	3	4
Оценка ДВ потребителя при наличии внешних искажений	+	+	-	-
Оценка ДВ при значительной вариации НН в низковольтных сетях	+	-	+	+
Оценка ДВ без применения параметров схемы замещения сети	-	-	+	+
Оценка ДВ потребителя при наличии лишь внутренних искажений	+	+	+	+
Отсутствие необходимости подключения дополнительных устройств	+	+	+	+
Информативность для оценки параметров средств компенсации ВГ	+	-	+	-
Адекватность и низкая погрешность при применении ФКУ	-	-	-	-
Оценка ДВ КБ в качестве линейной нагрузки без искажений	-	+	-	+
Оценка ДВ источника искажений в качестве нелинейной нагрузки	+	+	+	-
Простота расчета и применения	+	-	+	+

Из данных таблицы 3.6 очевидно, что у каждого метода имеются как положительные, так и отрицательные стороны, что приводит к необходимости поиска обобщенного метода определения долевых вкладов, учитывающего следующие основные моменты при его разработке:

- необходимость корректировки метода НVM при наличии подключенных ФКУ;
- долевой вклад внутренних потребителей удобно и информативно оценивать по методу НСМ;
- долевой вклад внешних источников искажений можно оценивать с применением метода ИЕС с повышением точности определения гармонического сопротивления системы;
- информативность ДВ при выборе параметров средств компенсации ВГ;
- при наличии подключенных ФКУ необходимо учитывать значительное снижение ВГ тока и напряжения.

3.2 Разработка обобщенного метода определения долевого вклада на основе измерения векторов тока и напряжения

3.2.1 Оценка долевых вкладов на основе гармоник напряжения и тока

Рассмотрим схему замещения сети, представленную на рисунке 3.6, в рамках которой можно обобщить указанные ранее требования при разработке обобщенного метода [102].

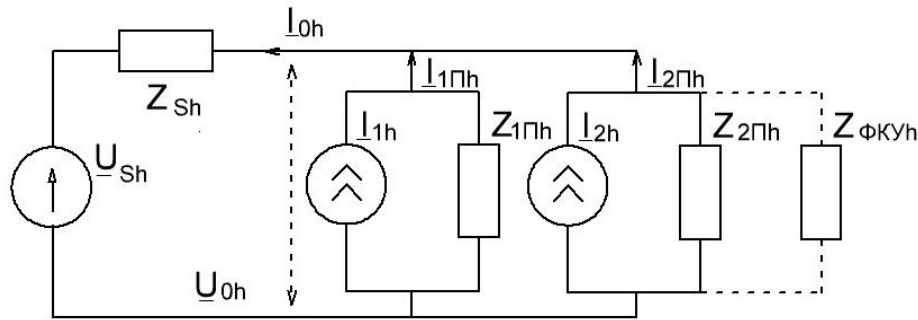


Рисунок 3.6 – Схема замещения сети (составлено автором)

Классически по методу НВМ полагается, что ДВ определяются исходя из выражения (3.10):

$$\underline{U}_{Sh} \cdot Z_{12Пh} / (Z_{Sh} + Z_{12Пh}) + \underline{I}_{1h} \cdot [Z_{Sh} \cdot Z_{12Пh} / (Z_{Sh} + Z_{12Пh})] + \underline{I}_{2h} \cdot [Z_{Sh} \cdot Z_{12Пh} / (Z_{Sh} + Z_{12Пh})], \quad (3.10)$$

где $\underline{U}_{Sh}$ – напряжение внешнего источника ВГ на гармонике h , В; Z_{Sh} – сопротивление системы на гармонике h (включая сопротивление питающего трансформатора), Ом; $\underline{I}_{ih}$ – ВГ тока НН на гармонике h , А; $\underline{I}_{iПh}$ – ВГ тока отходящего присоединения на гармонике h , А; Z_{ih} – эквивалентные сопротивления присоединений и ФКУ на частотах ВГ, Ом.

В данном выражении каждое из слагаемых отвечает за свой ДВ в несинусоидальность напряжения, который определяется как параметрами источника искажения, так и параметрами сопротивления на частотах ВГ. При этом, при наличии подключенных ФКУ, например, у второго потребителя, эквивалентное сопротивление на частотах ВГ равномерно снижается у всех потребителей, что ведет к соответствующему снижению ДВ у всех потребителей. Это же относится и к увеличению мощности ЛН у второго потребителя, что приводит к снижению общего уровня искажений напряжения у всех потребителей. Такой подход является некорректным с точки зрения внедрения мероприятий по снижению уровней ВГ у второго потребителя.

Предлагается определять ДВ по выражению (3.11), основанному на втором законе Кирхгофа:

$$\underline{U}_{0h} = \underline{U}_{Sh} + \underline{I}_{1Пh} \cdot Z_{Sh} + \underline{I}_{2Пh} \cdot Z_{Sh}, \text{ где } \underline{I}_{0h} = \underline{I}_{1Пh} + \underline{I}_{2Пh}, \quad (3.11)$$

где $\underline{U}_{0h}$ – ВГ напряжения в узле нагрузки на гармонике h , В; $\underline{I}_{0h}$ – ВГ тока вводного присоединения узла нагрузки на гармонике h , А. Данное уравнение является основой для определения долевых источников искажений, в котором $\underline{U}_{Sh}$ определяет вклад внешнего источника искажений, а $\underline{I}_{0h} \cdot Z_{Sh}$ – вклад внутреннего источника.

В этом случае установка ФКУ у второго потребителя, снижает его ДВ значительно, также значительно снижается вводной ток потребителя, а ток источника тока на частотах ВГ остается неизменным. Тогда для оценки ДВ при наличии ФКУ следует учитывать вводные токи потребителя на частотах ВГ, а не токи источников тока. Предложенное выражение учитывает эти моменты. Также это выражение позволяет справедливо оценивать ДВ при увеличении мощности ЛН второго потребителя (как одно из мероприятий по уменьшению уровней ВГ напряжения), что ведет к снижению ВГ вводного тока и соответствующему снижению ДВ в несинусоидальность напряжения. Следует также отметить, что изменение Z_{Sh} ведет к изменению ДВ потребителей в узле нагрузки. При уменьшении Z_{Sh} уменьшаются ДВ в несинусоидальность напряжения у первого и второго потребителя, а вклад питающей сети в несинусоидальность напряжения увеличивается, что также можно применять в качестве мероприятия по ограничению уровней ВГ напряжения.

В итоге ДВ по обобщенному методу векторов тока и напряжения можно определять по выражениям (3.12 - 3.14):

$$D_{U_{Sh}} = 1 - I_{0h} \cdot Z_{Sh} \cdot \cos(\psi_{\underline{U}_{0h}} - \psi_{\underline{U}_{Sh}}), \quad (3.12)$$

$$D_{U_{iПh}} = D_{I_{iПh}} \cdot \cos(\psi_{\underline{U}_{0h}} - \psi_{\underline{U}_{iПh}}), \quad (3.13)$$

$$D_{I_{iПh}} = I_{iПh} \cdot \cos(\psi_{\underline{I}_{0h}} - \psi_{\underline{I}_{iПh}}) / I_{0h}, \quad (3.14)$$

где $D_{U_{Sh}}$ – ДВ системы в ВГ напряжения в узле нагрузки; $D_{U_{iПh}}$ – ДВ i -го потребителя в ВГ напряжения в узле нагрузки; $D_{I_{iПh}}$ – ДВ i -го потребителя в ВГ тока в узле нагрузки.

Данные выражения можно проиллюстрировать на векторной диаграмме, представленной на рисунке 3.7.

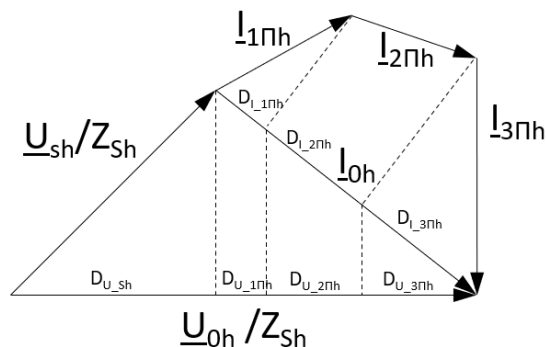


Рисунок 3.7 – Векторная диаграмма для оценки ДВ (составлено автором)

Из диаграммы на рисунке 3.7 следует, что если скомпенсировать влияние внешних НН ($\underline{U}_{sh} = 0$), то остается только вклад внутренних источников искажений $\underline{I}_{0h} = \underline{I}_{1nh} + \underline{I}_{2nh} + \underline{I}_{3nh}$, тогда можно определить параметры ФКУ для внешнего источника искажений. Если скомпенсировать влияние внутренних НН ($\underline{I}_{0h} = 0$), то останется только вклад внешнего источника $\underline{U}_{sh}$, тогда можно определить параметры ФКУ для внутренних источников искажений. Указанные остаточные значения ВГ тока и напряжения определяются при полной компенсации внешних, либо внутренних НН в узле нагрузки. Оценку остаточных значений ВГ тока и напряжения в узле нагрузки при компенсации влияния какой-либо отдельной НН, подключенной к отходящей линии в узле нагрузки, необходимо уточнять вследствие взаимного снижения ВГ напряжения в узле нагрузки при исключении влияния токов внутренних НН. Следует отметить, что предложенный метод включает оценку ДВ по току на основе измерения гармонических составляющих векторов тока. Такая оценка ДВ по току будет эквивалентна оценке ДВ по напряжению на частотах ВГ в случае отсутствия источников ВГ, подключенных к внешнему узлу нагрузки. Такой способ также разработан и представлен в патенте на изобретение [89].

Анализируя представленную на рисунке 3.7. векторную диаграмму токов и напряжений на частотах ВГ можно отметить наличие долевого вклада, которые следует разграничивать между собой. Это долевого вклад, основанный на проекциях ВГ токов и напряжений (алгебраический долевого вклад), и долевого

вклад, основанный на векторах ВГ тока и напряжения (геометрический долевого вклад). Причем алгебраический долевого вклад позволяет выявить место подключения ФКУ для компенсации влияния потребителя с наибольшим вкладом в суммарный ток и напряжение на частоте ВГ. Такой подход учитывает и компенсирующее воздействие потребителей, которые могут снижать уровень ВГ в узле нагрузки, а также отсутствие влияния потребителей на суммарные показатели (долевого вклад равен нулю при ненулевой длине вектора). В свою очередь, геометрический долевого вклад необходим для выбора параметров ФКУ (например, номинальный ток, степень компенсации), так как через их цепи при подключении могут протекать токи с гармоническими составляющими, равными амплитуде векторов на диаграмме.

Пояснить принцип разделения долевого вклада на алгебраический и геометрический можно следующим образом. Примем фазу ВГ суммарного тока или напряжения равной нулю. Тогда для схемы на рисунке 3.5 можно записать выражение (3.15):

$$I_{0h} = I_{1\Gamma h} \cdot e^{j\psi_{1h}} + I_{2\Gamma h} \cdot e^{j\psi_{2h}}, U_{0h} = U_{Sh} \cdot e^{j\psi_{U_{Sh}}} + \Delta U_{Sh} \cdot e^{j\psi_{\Delta U_{Sh}}}, \quad (3.15)$$

где ψ_{1h} – фаза ВГ тока первого присоединения порядка h , град; ψ_{2h} – фаза ВГ тока второго присоединения порядка h , град; U_{Sh} – ВГ напряжения внешнего источника искажений порядка h , В; ΔU_{Sh} – ВГ падения напряжения на сопротивлении системы порядка h , В; $\psi_{U_{Sh}}$ – фаза ВГ напряжения внешней НН порядка h , град; $\psi_{\Delta U_{Sh}}$ – фаза ВГ падения напряжения на сопротивлении системы порядка h , град.

Тогда, поделив все составляющие уравнения (3.15) на I_{0h} или U_{0h} , получаем выражение (3.16):

$$1 = (I_{1\Gamma h}/I_{0h}) \cdot e^{j\psi_{1h}} + (I_{2\Gamma h}/I_{0h}) \cdot e^{j\psi_{2h}}, 1 = (U_{Sh}/U_{0h}) \cdot e^{j\psi_{U_{Sh}}} + (\Delta U_{Sh}/U_{0h}) \cdot e^{j\psi_{\Delta U_{Sh}}}. \quad (3.16)$$

Из выражения (3.16) видно, что в общем виде каждое из слагаемых является долевым вкладом (либо по току, либо по напряжению), что может быть выражено в алгебраической или геометрической форме. Тогда в алгебраической форме вклад определяется по формуле (3.17) (может быть выражен в процентах):

$$\begin{aligned} 1 &= (I_{1\Gamma h}/I_{0h}) \cdot \cos(\psi_{1h}) + (I_{2\Gamma h}/I_{0h}) \cdot \cos(\psi_{2h}), \\ 1 &= (U_{Sh}/U_{0h}) \cdot \cos(\psi_{U_{Sh}}) + (\Delta U_{Sh}/U_{0h}) \cdot \cos(\psi_{\Delta U_{Sh}}). \end{aligned} \quad (3.17)$$

В геометрической форме остается выражение (3.16), где каждое из слагаемых (составляющих общей суммы) является долевым вкладом. При этом геометрический ДВ является векторной величиной, которая характеризуется модулем и направлением (комплексное число). Модуль такого вклада необходим для определения параметров ФКУ (может быть выражен в процентах от модуля суммарного значения, что показывает на какое значение тока/напряжения необходимо выбрать ФКУ относительно суммарного значения тока/напряжения в узле нагрузки). Геометрический долевым вклад (векторная величина, то есть модуль и направление) может быть необходим для определения остаточных гармоник тока и напряжения в узле нагрузки при исключении влияния НН на отдельном присоединении узла нагрузки.

В рамках разработанного метода появляется необходимость определения сопротивления энергосистемы на частотах ВГ в узле нагрузки. Существующие методы позволяют проводить такую оценку как с подключением дополнительных устройств (инвазивные методы), так и без их подключения (неинвазивные). При этом наиболее целесообразным с точки зрения трудоемкости определения сопротивления энергосистемы на частотах ВГ является применение предлагаемого метода для сетей напряжением 0,4-10 кВ, где в общей доле сопротивления энергосистемы определяющим по значению является сопротивление питающего силового трансформатора. В этом случае учет сопротивления энергосистемы на частотах ВГ на основе расчетных значений мощности короткого замыкания не приведёт к значительным погрешностям относительно выявленных сопротивлений с помощью инвазивных методов.

На основе измеренных токов и напряжений на частотах ВГ в узле нагрузки формируются три направления для оценки уровней ВГ:

1. Наличие только внутренних источников искажений (а).
2. Комбинированное расположение источников искажений (б).
3. Наличие только внешних источников искажений (в).

Данные направления можно охарактеризовать в виде векторных диаграмм на рисунке 3.8 (пусть имеется три отходящих присоединения). Следует отметить, что

первичная оценка уровней ВГ может проводиться по измеренным данным ВГ напряжения в узле нагрузки и ВГ тока вводного присоединения узла нагрузки.

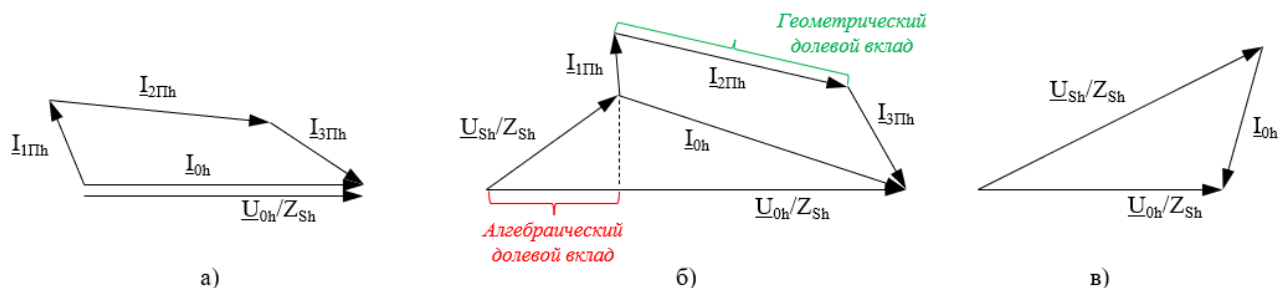


Рисунок 3.8 – Векторные диаграммы токов и напряжений ВГ для разных режимов возникновения искажений (составлено автором)

Для рисунка 3.8(а) характерно возникновение искажений со стороны внутренней НН, а внешняя НН отсутствует. Тогда ВГ напряжения в узле нагрузки определяется значением ВГ тока на вводном присоединении узла нагрузки (соответственно долевые вклады по напряжению и току пропорциональны). При этом ВГ суммарного тока определяется ВГ суммы токов отходящих присоединений. Для оценки долевых вкладов отходящих присоединений в данном случае можно применять метод векторов тока, не требующий информации о сопротивлении питающей сети. Исключая влияние ВГ тока одного из присоединений, уменьшаются ВГ суммарного тока в узле нагрузки. На такую же величину изменяются ВГ напряжения в узле нагрузки. Возникает вопрос: на сколько изменится ВГ тока вводного присоединения и, соответственно, ВГ напряжения в данном узле при исключении влияния одного из присоединений? Следует отметить, что похожие результаты будут, например, при подключении ко второму присоединению параллельного активного фильтра, компенсирующего ВГ тока данного присоединения.

Рассмотрим рисунок 3.9 для пояснения принципа определения остаточных значений ВГ тока и напряжения при исключении влияния третьего присоединения. Из данной диаграммы следует, что первое присоединение имеет отрицательный алгебраический долевой вклад и оказывает компенсирующий эффект, что снижает уровень ВГ тока вводного присоединения. Это характерно для ЛН, которая оказывает шунтирующий эффект.

по току, так и по напряжению с учетом долевого вкладов. Для рассматриваемого случая необходимо применять ФКУ, параметры которых выбираются исходя из долевого вкладов внутренних НН по току.

Для рисунка 3.8(б) характерно возникновение искажений как со стороны сети, так и со стороны внутренней НН. В данном случае алгебраический долевого вклад внутренних НН в несинусоидальность напряжения больше алгебраического долевого вклада внешних НН. При этом до внедрения ФКУ возникает вопрос: возможно ли нормализовать ВГ напряжения в узле нагрузки при компенсации влияния ВГ тока внутренних НН? Для этого необходимо оценить геометрический долевого вклад внешних НН, чему соответствует длина вектора $\underline{U}_{Sh}$. Если длина такого вектора меньше нормируемого значения напряжения ВГ по ГОСТ [28], то нормализовать уровни ВГ можно путем компенсации влияния внутренних НН. В данном случае можно переходить к оценке долевого вкладов отходящих присоединений по усовершенствованному методу векторов тока (с учетом векторов напряжения), с помощью которых можно оценить остаточные значения ВГ тока и напряжения в рассматриваемом узле нагрузки (рисунок 3.10).

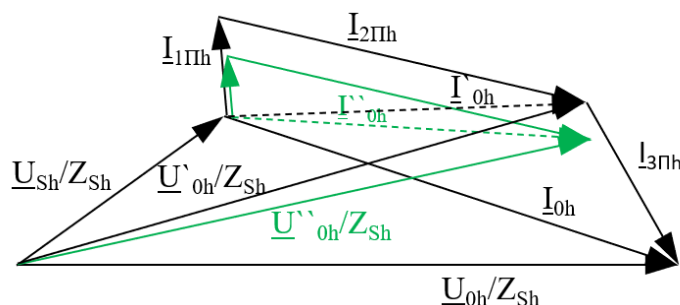


Рисунок 3.10 – Векторная диаграмма для определения остаточного тока и напряжения ВГ в узле нагрузки (составлено автором)

При наличии ВГ напряжения внешних НН ($\underline{U}_{Sh}$), изменение ВГ тока вводного присоединения не приводит к пропорциональному снижению ВГ напряжения в узле нагрузки. Поэтому снижение ВГ тока ЛН $I_{1Пн}$ необходимо определять путем оценки степени снижения ВГ напряжения в узле нагрузки ($K_{\delta U}$) по формуле (3.21):

$$K_{\delta U} = \underline{U}'_{0h} / \underline{U}_{0h}, \underline{U}'_{0h} = \underline{I}'_{0h} \cdot Z_{Sh} + \underline{U}_{Sh}, \underline{I}'_{0h} = \underline{I}_{0h} - \underline{I}_{3Пн}. \quad (3.21)$$

Получается, что при исключении влияния нагрузки третьего присоединения ВГ вводного тока и ВГ напряжения будут определяться по формуле (3.22):

$$\underline{I}''_{0h} = \underline{I}_{1Пh} \cdot K_{\delta U} + \underline{I}_{2Пh}, \quad \underline{U}''_{0h} = \underline{U}_{Sh} + \underline{I}''_{0h} \cdot Z_{Sh}. \quad (3.22)$$

Также необходимо отметить, что если геометрический доленой вклад внешних НН, чему соответствует длина вектора $\underline{U}_{Sh}$, больше нормируемого значения ВГ напряжения, то нормализовать уровни ВГ можно путем совместной компенсации влияния внутренних и внешних НН. В любом случае, на основе предложенных выражений имеется возможность оценки уровней ВГ с точки зрения их нормализации как по току, так и по напряжению с учетом доленых вкладов источников искажений.

Для рисунка 3.8(в) характерно возникновение искажений только в результате работы внешних НН. При этом алгебраический доленой вклад внешней НН в несинусоидальность напряжения более 100 %, а внутренние ЛН оказывают компенсирующий эффект. В данном случае нет необходимости проводить измерения ВГ тока, отходящих от узла нагрузки присоединений, так как нормализацию уровней ВГ необходимо осуществлять на вводном присоединении путем выбора ФКУ, предназначенных для компенсации внешних искажений (например, увеличение сопротивления системы, параллельный активный фильтр с компенсацией гармоник напряжения, последовательный активный фильтр или пассивный шунтирующий фильтр, выбранный исходя из ВГ напряжения внешних источников искажений).

Суммируя представленные результаты, была разработана блок-схема предлагаемого обобщенного метода определения доленых вкладов с учетом оценки остаточных значений ВГ тока и напряжения (рисунок 3.11).

На основе данных об остаточных значениях ВГ тока и напряжения можно провести анализ возможности и целесообразности снижения уровней ВГ в узле нагрузки с учетом наличия внешних и внутренних источников искажений, а также первичную оценку параметров ФКУ. Определение параметров ФКУ следует проводить на основе геометрических доленых вкладов, так как их функционирование и перегрузка определяются длиной векторов гармонических составляющих тока, протекающего по их цепям.

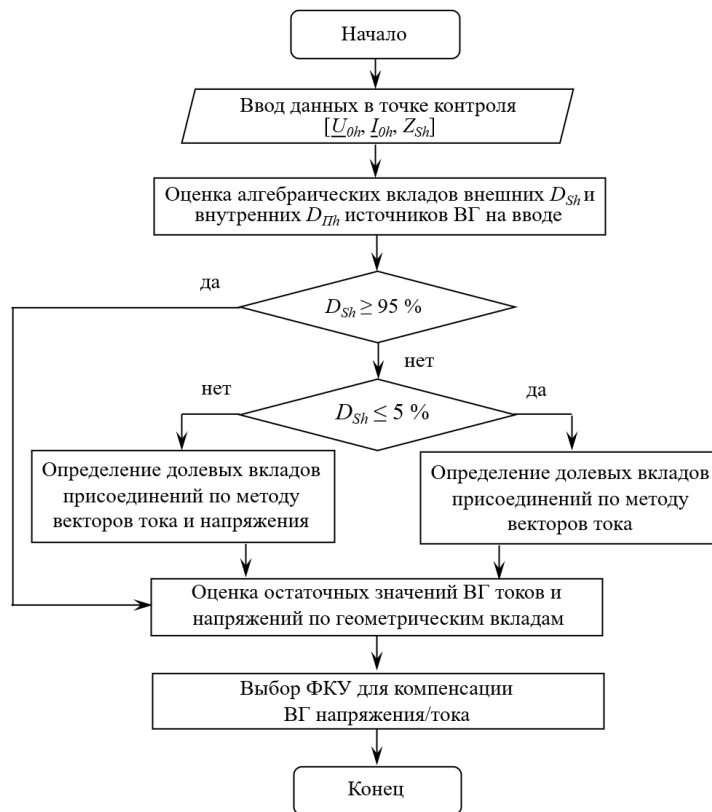


Рисунок 3.11 – Блок-схема обобщенного метода определения долевых вкладов с учетом оценки остаточных значений ВГ тока и напряжения (составлено автором)

3.2.2 Оценка остаточных значений гармоник тока и напряжения на основе имитационного моделирования

Рассмотрим оценку остаточных значений ВГ тока и напряжения на частотах ВГ на примере ЭТК нефтегазоконденсатного месторождения, которое в общем случае может состоять из нескольких газовых промыслов (в данном случае рассмотрим два газовых промысла и подстанцию, которая осуществляет электроснабжение потребителей с линейной нагрузкой). Имитационное моделирование осуществляется в среде Simulink MatLab. При этом моделируется упрощенная система электроснабжения нефтегазоконденсатного месторождения (рисунок 3.12), в рамках которой осуществляется электроснабжение газовых промыслов, каждый из которых является источником искажений и влияет на работу других газовых промыслов.

Параметры нагрузки и источников электроэнергии, необходимые для моделирования СЭС предприятия, представлены в таблице 3.7.

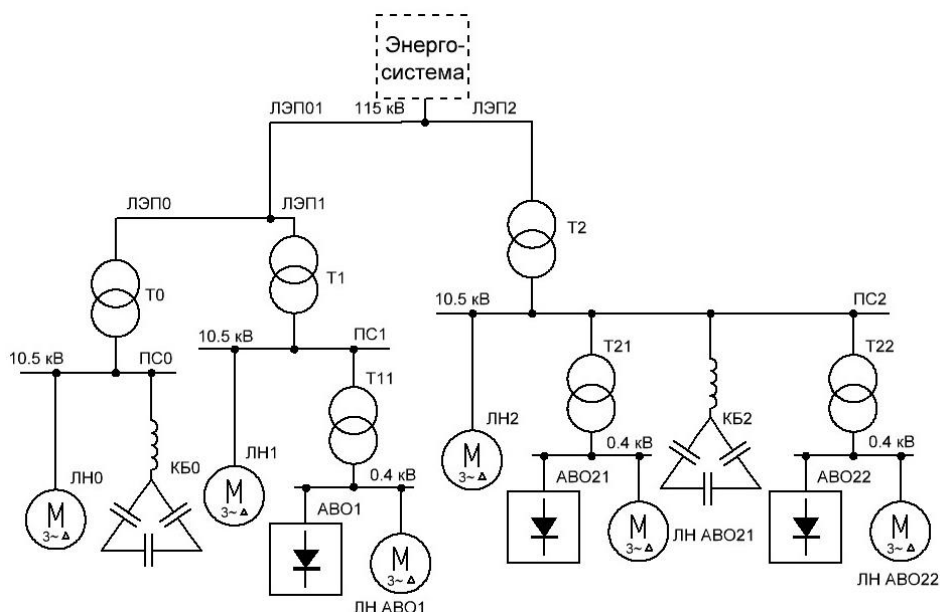


Рисунок 3.12 – Упрощенная схема электроснабжения нефтегазоконденсатного месторождения (составлено автором)

Таблица 3.7 – Параметры источников и нагрузки предприятия (по данным автора)

Наименование	Параметры и значения
Энергосистема	$U_{\text{сист}} = 115 \text{ кВ}$, $S_{\text{кз}} = 200 \text{ МВА}$
Линия электропередачи (ЛЭП01)	$R_{01} = 0,2 \text{ Ом} \cdot \text{км}$, $L_{01} = 0,42 \text{ мГн} \cdot \text{км}$, $l_{01} = 8 \text{ км}$
ЛЭП0	$R_0 = 0,2 \text{ Ом} \cdot \text{км}$, $L_0 = 0,42 \text{ мГн} \cdot \text{км}$, $l_0 = 5 \text{ км}$
ЛЭП1	$R_1 = 0,2 \text{ Ом} \cdot \text{км}$, $L_1 = 0,42 \text{ мГн} \cdot \text{км}$, $l_1 = 4 \text{ км}$
ЛЭП2	$R_{23} = 0,16 \text{ Ом} \cdot \text{км}$, $L_{23} = 0,415 \text{ мГн} \cdot \text{км}$, $l_{23} = 7,2 \text{ км}$
Трансформатор (Т0)	$S_{T0} = 6,3 \text{ МВА}$, $R_1 = R_2 = 0,0035 \text{ о.е.}$, $L_1 = L_2 = 0,05238 \text{ о.е.}$
Трансформатор (Т1)	$S_{T1} = 16 \text{ МВА}$, $R_1 = R_2 = 0,00248 \text{ о.е.}$, $L_1 = L_2 = 0,0524 \text{ о.е.}$
Трансформатор (Т2)	$S_{T2} = 25 \text{ МВА}$, $R_1 = R_2 = 0,0024 \text{ о.е.}$, $L_1 = L_2 = 0,0524 \text{ о.е.}$
Трансформатор (Т11 – Т22)	$S_T = 6,3 \text{ МВА}$, $R_1 = R_2 = 0,0033 \text{ о.е.}$, $L_1 = L_2 = 0,04 \text{ о.е.}$
ЛН (ЛН0 – ЛН2)	$Z_{\text{ЛН0}} = (22,5 + j11) \text{ Ом}$, $Z_{\text{ЛН1, ЛН2}} = (45 + j22) \text{ Ом}$
ЛН (ЛН АВО1)	$Z_{\text{ЛН АВО1}} = (0,26 + j0,15) \text{ Ом}$
ЛН (ЛН АВО21 – ЛН АВО22)	$Z_{\text{ЛН АВО21}} = (0,13 + j0,15) \text{ Ом}$, $Z_{\text{ЛН АВО22}} = (0,39 + j0,15) \text{ Ом}$
КБ (КБ0 – КБ2)	$X_{\text{КБ}} = 600 \text{ Ом}$, $f_{\text{рез}} = 134 \text{ Гц}$, соединение в треугольник
НН (АВО1)	$R_{\text{АВО1}} = 0,037 \text{ Ом}$, $X_{\text{АВО1}} = 0,6 \text{ Ом}$, $U_{\text{ном}} = 0,38 \text{ кВ}$, $m = 6$
НН (АВО21)	$R_{\text{АВО21}} = 0,077 \text{ Ом}$, $X_{\text{АВО21}} = 0,7 \text{ Ом}$, $U_{\text{ном}} = 0,38 \text{ кВ}$, $m = 6$
НН (АВО22)	$R_{\text{АВО22}} = 0,052 \text{ Ом}$, $X_{\text{АВО22}} = 0,7 \text{ Ом}$, $U_{\text{ном}} = 0,38 \text{ кВ}$, $m = 6$

Из рисунка 3.12 видно, что каждая из подстанций газовых промыслов является внешней по отношению друг к другу. В таком случае затрудняется оценка уровней ВГ с целью их нормализации, а также выбор параметров и мест подключения ФКУ без определения ДВ источников искажений. Пусть необходимо нормализовать уровни ВГ на сборных шинах ПС2 с напряжением 10,5 кВ. При наличии распределенных источников искажений необходимо проводить оценку их долевых вкладов для возможности корректного анализа и нормализации

несинусоидальных режимов. При этом данные по долевым вкладам должны позволять проводить оценку остаточных значений ВГ тока и напряжения при исключении влияния какого-либо из источников искажений.

Применение разработанного метода будет осуществляться для газового промысла 2, на котором присутствуют значительные проблемы в рамках эксплуатации. При моделировании были получены значения ВГ в разных точках, которые представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Значения показателей КЭ на предприятии (по данным автора)

Присоединение	$U_{ном}$, кВ	K_U , %	K_I , %	$K_{U(h=5)}$, %	$K_{I(h=5)}$, %
ПС0	10	5,4	3,2	4,0	2,8
ПС1		10,9	11,0	8,0	9,5
ПС2		10,0	11,9	7,4	10,2

Из данных таблицы 3.8 следует, что на газовом промысле 2 наблюдается превышение нормируемых показателей качества электроэнергии по напряжению [28] почти в два раза. При этом показатели по ВГ тока ($h=5$) превышены незначительно в соответствии с нормируемыми значениями по [31].

В соответствии с разработанной блок-схемой на рисунке 3.10 в первую очередь необходимо определить значения ВГ напряжения и тока на вводимом присоединении, а также алгебраические долевые вклады внешних и внутренних НН (рассматриваются гармоники порядка $h=5$). Полученные при моделировании значения представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Значения ВГ тока, напряжения и долевого вклада на промысле 2 (по данным автора)

Присоединение	U_{0h} , В	I_{0h} , А	D_{Sh} , %	D_{Ph} , %
ПС2	581	83,8	25,9	74,1

Из данных таблицы 3.9 следует, что долевой вклад внешних НН составляет около 26 %. В данном случае целесообразно оценить остаточные значения ВГ напряжения в узле нагрузки при исключении влияния внутренних НН, что позволит оценить возможность нормализации ВГ напряжения за счет компенсации влияния внутренних НН. Такую оценку можно провести на основе геометрического вклада внешних НН (действующее значение $U_{Sh} = 117$ В). То есть при исключении влияния внутренних НН на шинах ПС2 останется напряжение 5-

й гармоники, равное 2 % от номинального напряжения сети, что менее нормируемого значения 4 %. Далее необходимо определить вклады отходящих присоединений на шинах ПС2, которые представлены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Значения алгебраических долевых вкладов присоединений (по данным автора)

Присоединение	$D_{\text{шп}}, \%$
ЛН2	-5,6
T21	47,5
КБ2	-6,9
T22	65,1

Из данных таблицы 3.10 следует, что в первую очередь необходимо устанавливать ФКУ на присоединении T22, алгебраический долевой вклад которого составил около 65 %. Чтобы оценить остаточные значения ВГ тока и напряжения при исключении влияния присоединения T22 необходимо использовать геометрические долевые вклады. Для такого случая были получены расчетные данные, полученные по предложенным выражениям (3.21) - (3.22), и фактические данные, полученные из моделирования (таблица 3.11).

Таблица 3.11 – Расчетные и измеренные значения ВГ на промысле 2 (по данным автора)

Обозначение	Амплитуда, A(B)	Фаза, °
Измеренные значения		
$\underline{U}_{0h}, B$	581	-69
$\underline{I}_{0h}, A$	83,8	30
$\underline{I}_{\text{ЛН2}h}, A$	4,9	-136
$\underline{I}_{\text{T21}h}, A$	40,3	39
$\underline{I}_{\text{КБ2}h}, A$	5,9	-158
$\underline{I}_{\text{T22}h}, A$	54,9	23
$\underline{I}''_{0h}, A$	37,8	56
$\underline{U}''_{0h}, B$	347	-56
Расчетные значения		
$\underline{U}_{Sh}, B$	164,3	-93
$\underline{U}''_{0h}, B$	295	-71
$K_{\delta U}$	0,51	
$\underline{I}''_{0h}, A$	30,1	43
$\underline{I}'''_{0h}, A$	35	40
$\underline{U}'''_{0h}, B$	322	-71
Погрешность		
$\delta I''$, %	7,4	
$\delta U''$, %	7,2	

Из данных таблицы 3.11 следует, что с погрешностью не более 10 % относительно результатов моделирования были получены расчетным путем остаточные значения ВГ тока и напряжения в узле нагрузки при исключении (влияния присоединения с наибольшим долевым вкладом Т22). При этом остаточное значение ВГ напряжения на шинах ПС2 составило 3,9 % от номинального напряжения сети, что соответствует требованиям ГОСТ. Остаточное значение ВГ тока также соответствует требованиям ГОСТ (8,4 %). Таким образом, для нормализации уровней ВГ на газовом промысле 2 необходимо проводить мероприятия по компенсации гармоник тока на присоединении Т22, что было определено на основании разработанного метода оценки несинусоидальных режимов с учетом долевого вклада внешних и внутренних источников искажений.

Следует отметить, что при имитационном моделировании оценка остаточных значений ВГ тока и напряжения рассматривается при отключении присоединения с наибольшим долевым вкладом, что характерно и при подключении активного фильтра параллельного типа к данному присоединению с полной компенсацией гармоник тока. Например, при подключении пассивного фильтра шунтирующего типа необходимо корректировать расчеты остаточных значений ВГ тока и напряжения, что возможно осуществить, так как параметры фильтра будут известны при проектировании.

3.2.3 Экспериментальные исследования по оценке долевого вклада с помощью обобщенного метода

Рассмотрим применение разработанного выше метода на реальном промышленном объекте. Исследования проводились на предприятии малой мощности, осуществляющее свою деятельность в пищевой отрасли Ленинградской области. Электроснабжение предприятия осуществляется на напряжении 10 кВ от сетей филиала ПАО «Россети Ленэнерго» «Новоладожские электрические сети». Особенностью такого объекта является то, что его электроснабжение осуществляется от подстанции с напряжением 110/10 кВ, от которой одновременно подключена нагрузка электрифицированной железной дороги. Измерения проводились на предприятии малой мощности с помощью анализатора качества

электрической энергии на одной из секций шин с напряжением 0,4 кВ. Мощность вводного трансформатора предприятия малой мощности составила 1000 кВА. Длительность измерений составила 1 неделю с периодом осреднения результатов измерения в 3 секунды и 30 минут.

Параметры потребляемой активной и реактивной мощности на вводной присоединении секции шин представлены на рисунке 3.13.

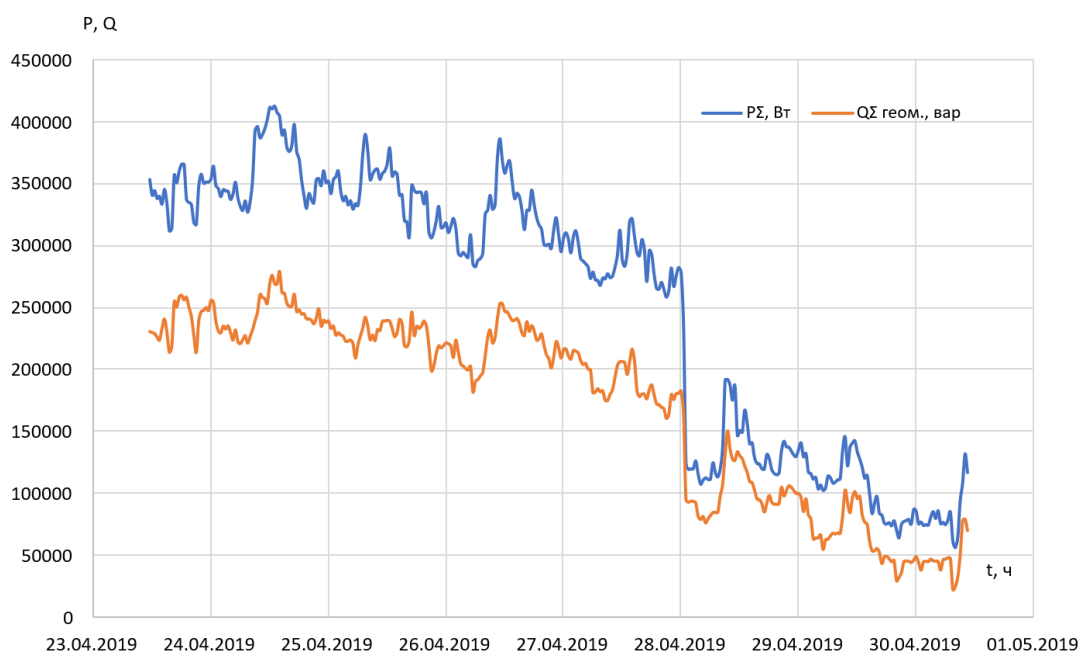


Рисунок 3.13 – Параметры потребляемой активной и реактивной мощности
(составлено автором)

Из графика видно, что активная мощность в рабочие дни варьируется от 260 до 410 кВт, а реактивная мощность варьируется в пределах от 160 до 280 квар. Также наблюдается снижение потребляемой мощности при остановке части технологических процессов в течение двух дней. Максимальные значения коэффициентов, связанных с гармоническими искажениями, достигают:

- суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения до 8,2 %;
- коэффициент 11-й гармонической составляющей напряжения до 5,7 %;
- коэффициент 13-й гармонической составляющей напряжения до 5,4 %.

Следует отметить, что при снижении потребляемой мощности наблюдается увеличение суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения,

максимальное значение которого приходится на 29.04, что частично связано с шунтирующим эффектом линейной нагрузки предприятия малой мощности.

В рамках измеренных значений на объекте за указанный день были проведены расчеты долевых вкладов источников искажений по гармоникам тока и напряжения на частотах 11 и 13-й гармоники по разработанному методу на основе векторов тока и напряжения на частотах ВГ (рисунок 3.14). Численные значения рассчитанных долевых вкладов и параметров электропотребления частично представлены в Приложении М.

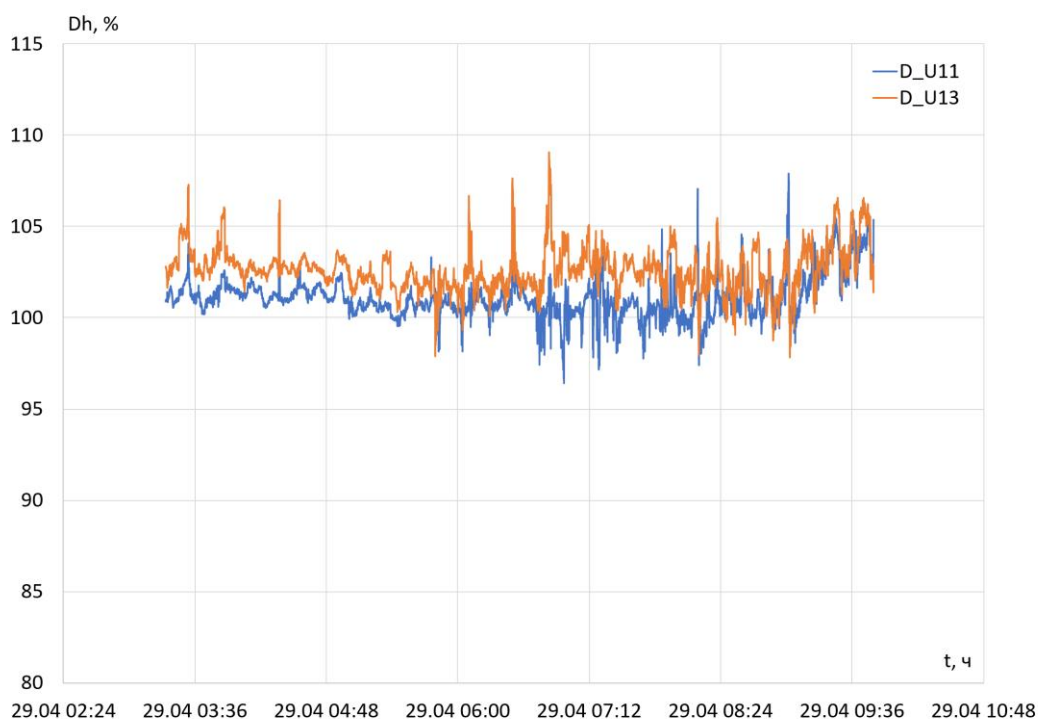


Рисунок 3.14 – Расчетные значения долевых вкладов по напряжению на вводе предприятия малой мощности (11 и 13-я гармоники) (составлено автором)

Из графика видно, что практически на всем периоде измерений долевой вклад нелинейной нагрузки, подключённой во внешнем узле нагрузки, превышает 100 %. Значение выше 100 % свидетельствует о том, что линейная нагрузка предприятия малой мощности оказывает компенсирующее воздействие на гармоники напряжения, что снижает их уровень в узле нагрузки рассматриваемого предприятия. Очевидно, что в таких условиях необходимо решать проблему повышения качества электрической энергии у потребителей, подключенных к внешнему узлу нагрузки. Однако, зачастую в условиях несовершенной

нормативно-правовой базы снижать гармоники в напряжении приходится в рассматриваемой точке сети. При этом применение традиционных методов борьбы с такого рода возникающими гармониками затруднено или может привести к неоправданно высоким затратам (например, в случае установки последовательного активного фильтра гармоник).

3.3 Разработка метода выявления долевого вклада источников искажений на основе применения компенсирующих устройств

3.3.1 Разработка способа выявления долевого вклада на основе применения пассивных фильтров гармоник

Следует отметить, что для режимов с подключенными ФКУ гармонические составляющие вводного тока и напряжения в узле нагрузки становятся небольшими по значениям. В данном случае, как показали экспериментальные исследования по сравнительному анализу методов, многие из них определяют ДВ с большой погрешностью. Поэтому требуется разработка способов по оценке ДВ как в токе, так и в напряжении при наличии подключенных ФКУ в узле нагрузки, что важно при возможных изменениях параметров внешних и внутренних НН в условиях их эксплуатации.

Известно, что резонансные пассивные фильтры ВГ позволяют снижать уровень искажений в напряжении сети. При этом через их цепь протекает ток с гармоническими составляющими, возникающими как от внешних, так и от внутренних НН. Этот факт положен в основу разработки предлагаемого способа выявления долевого вклада источников искажений, так как позволяет проводить отдельную оценку ВГ токов НН [259]. По данному способу имеется патент на изобретение, представленный в [90].

Изобретение относится к области электроэнергетики, в частности к способам определения влияния нелинейных потребителей электроэнергии на искажение напряжения в узле нагрузки. Данное изобретение может быть использовано для оценки вклада каждого из потребителей в ухудшения качества напряжения в узле нагрузки в процентном соотношении.

Известен способ определения потребителя, искажающего показатели качества электрической энергии в узле энергоснабжающей организации, и его вклада в искажение [81]. Данный способ предполагает расчет сопротивлений неискажающих нагрузок и расчет токов искажений искажающих нагрузок каждого потребителя. После чего полученные значения токов соотносят с суммарными значениями. Недостатком способа является тот факт, что за суммарное значение токов искажений авторы принимают алгебраическую сумму токов потребителей, аргументируя это тем, что такое допущение не повлияет на значение долевых вкладов. Однако очевидно, что векторная сумма токов будет значительно отличаться от алгебраической, так как взаимное расположение векторов токов каждой из ветвей может быть любым.

Известен способ определения долевых участков нагрузки и энергосистемы в изменении качества напряжения [82], который включает измерение и определение интегральных составляющих аномальных напряжений ветвей с ЭДС и аномальных составляющих токов ветвей нагрузки, на основе чего рассчитываются долевые участки каждого объекта. Недостатком способа является значительное количество исходных данных, касающихся как системы электроснабжения, так и потребителей, в том числе мгновенные значения ЭДС и индуктивность системы. Для корректной оценки долевых участков каждого энергообъекта необходимо постоянно определять вышеуказанные величины.

Известен способ выявления фактического вклада субъектов электрических сетей в искажение качества электрической энергии в Топ в электрической сети [83]. Согласно данному способу, вклад каждого субъекта определяется на основании действующего значения напряжения обратной волны, при этом напряжение каждой гармоники в Топ разлагают на составляющие прямой и обратной волн при помощи Т-преобразования. Недостатками является необходимость определения в реальном времени волнового сопротивления сети на каждой гармонике, так как его значение непрерывно меняется и зависит от режима работы каждого из субъектов энергосистемы.

Известен способ выявления источника ВГ [86], в котором источник ВГ определяется по зависимости ВГ тока системы электроснабжения от активного сопротивления ФКУ, установленного параллельно одной из нагрузок. Недостатком способа является то, что данный способ позволяет лишь определить, является ли источником искажения потребитель или система электроснабжения, но не позволяет оценить вклад каждого из них в общие искажения в процентном соотношении.

Известен способ оценки влияния потребителя на искажение напряжения в ТОП [87], который включает определение параметров автономного напряжения для каждого потребителя в отдельности, расчет коэффициента его влияния на искажение напряжения и сравнение расчетных параметров с допустимыми. Недостатком способа является необходимость расчета параметров схемы замещения, таких как проводимость каждого потребителя, что вносит дополнительную погрешность в окончательный результат. Кроме того, в результате определяется не вклад потребителя в общие искажения, а лишь сравнивается его влияние с допустимой величиной и делается вывод о допустимости или недопустимости такого режима работы потребителя.

Известен способ определения фактического вклада источников искажений в значения показателей КЭ в ТОП [79], в котором фактический вклад каждого субъекта-источника искажений считается прямо пропорциональным проекции тока субъекта-источника искажений на суммарный ток всех субъектов-источников искажений. Недостатком способа является то, что все субъекты делятся на источники и потребители искажений, в то время как в реальных энергетических системах большинство потребителей представляют собой набор различных ЛН и НН. Такие нагрузки, согласно данному способу, результируются в исключительно в субъект-источник или субъект-потребитель. В таком случае упускается вклад субъектов-потребителей искажений, в то время как они также содержат источники ВГ. Кроме того, принадлежность субъекта к источникам или потребителям искажений определяется по фазовым углам сдвига между ВГ напряжения и тока. Иными словами – по знаку мощности искажения на каждой из гармоник. Однако

напряжение искажения в узле электрической сети является результатом совместной работы всех источников искажения, подключенных к ТОП. При существенном расхождении по фазе между токами искажения потребителей один или несколько искажающих потребителей будут иметь положительные мощности искажения и восприниматься как неискажающие.

Известен способ определения долевого вклада источников искажений в напряжение питающей сети потребителей на основе подключения резонансного пассивного фильтра ВГ [246], принятый за прототип. Долевой вклад источников искажений определяется путем вычисления ВГ токов нелинейной нагрузки потребителя путем вычитания измеренных значений ВГ тока вводного присоединения из тока фильтра (при протекании гармонического тока вводного присоединения к потребителю), либо путем суммирования измеренного тока вводного присоединения и тока фильтра на частоте ВГ (при протекании гармонического тока вводного присоединения к потребителю). Отношение ВГ токов НН потребителей равно отношению ВГ напряжений, создаваемых токами НН потребителей. Недостатком способа является то, что необходимо подключать пассивные фильтры ВГ у каждого потребителя и проводить одновременные измерения на вводных присоединениях и фильтрах. Кроме того, на основе такого способа удастся определить долевой вклад потребителей друг относительно друга, а не их долевого вклада в общие искажения напряжения в ТОП. Также недостатком является отсутствие возможности оценки вклада одного потребителя относительно вклада всей энергосистемы, так как подключение пассивного фильтра гармоник у единственного потребителя позволяет определить лишь амплитуду ВГ тока его НН.

Результатом предложенного способа является оценка долевого вклада каждого источника искажений в ток и напряжение питающей сети при наличии внешних источников искажений и подключенных пассивных фильтров гармоник в системе электроснабжения.

Способ поясняется следующим образом. Исходя из схемы замещения на рисунке 3.15 вклад первого потребителя $\underline{U}_{П1h}$ и второго потребителя $\underline{U}_{П2h}$ в общие

искажения питающего напряжения $\underline{U}_{0h}$ можно определить по формулам (3.23 - 3.24):

$$\underline{U}_{\Pi 1h} = \underline{I}_{1h} \cdot Z_{Sh} \cdot Z_{1h} \cdot Z_{2h} / (Z_{Sh} \cdot Z_{1h} + Z_{1h} \cdot Z_{2h} + Z_{Sh} \cdot Z_{2h}), \quad (3.23)$$

$$\underline{U}_{\Pi 2h} = \underline{I}_{2h} \cdot Z_{Sh} \cdot Z_{1h} \cdot Z_{2h} / (Z_{Sh} \cdot Z_{1h} + Z_{1h} \cdot Z_{2h} + Z_{Sh} \cdot Z_{2h}). \quad (3.24)$$

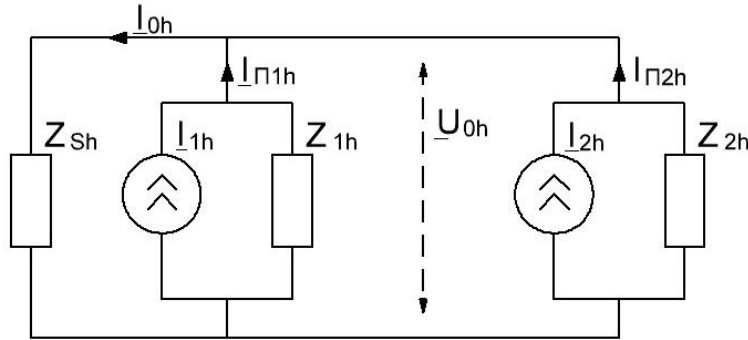


Рисунок 3.15 – Эквивалентная схема замещения на частотах ВГ
(составлено автором)

Из выражений (3.23) и (3.24) следует, что отношение векторов $\underline{U}_{\Pi 1h}$ и $\underline{U}_{\Pi 2h}$ соответствует отношению векторов $\underline{I}_{1h}$ и $\underline{I}_{2h}$, что в свою очередь позволяет определить их процентное соотношение между собой, но не долевого вклада в суммарное напряжение $\underline{U}_{0h}$, так как модуль общего напряжения $\underline{U}_{0h}$ это модуль векторной суммы $\underline{U}_{\Pi 1h}$ и $\underline{U}_{\Pi 2h}$. И возможны случаи, когда вектора напряжений отдельных потребителей на частотах ВГ превышают по амплитуде суммарный вектор напряжения в узле нагрузки.

Запишем более подробно отношение векторов напряжений отдельных потребителей на частотах ВГ. Из выражений (3.23) и (3.24) следует формула (3.25):

$$\underline{I}_{1h}/\underline{I}_{2h} = \underline{U}_{\Pi 1h}/\underline{U}_{\Pi 2h} = (\underline{U}_{0h} - \underline{U}_{\Pi 2h})/\underline{U}_{\Pi 2h} = (\underline{U}_{0h}/\underline{U}_{\Pi 2h}) - 1. \quad (3.25)$$

Тогда получается, что отношение ВГ напряжений можно как (3.26):

$$\underline{U}_{0h}/\underline{U}_{\Pi 2h} = (\underline{I}_{1h}/\underline{I}_{2h}) + 1 = (\underline{I}_{1h} + \underline{I}_{2h})/\underline{I}_{2h}. \quad (3.26)$$

Из выражения (3.26) следует, что если будет известен или измерен модуль суммы токов $\underline{I}_{1h}$ и $\underline{I}_{2h}$, то появляется возможность оценить долевого вклада потребителей в общие искажения питающего напряжения на частоте ВГ.

Таким образом, долевого вклада потребителей (D_{1h} и D_{2h}) в общие искажения питающего напряжения на частоте ВГ определяется по формуле (3.27):

$$D_{1h} = \underline{I}_{1h}/|\underline{I}_{1h} + \underline{I}_{2h}|; D_{2h} = \underline{I}_{2h}/|\underline{I}_{1h} + \underline{I}_{2h}|. \quad (3.27)$$

Рассмотрим схему на рисунке 3.16, в рамках которой можно проиллюстрировать принцип определения модуля суммарного тока с применением пассивного фильтра ВГ (в разделе 2.3 рассматривался разработанный способ определения эквивалентного тока ВГ).

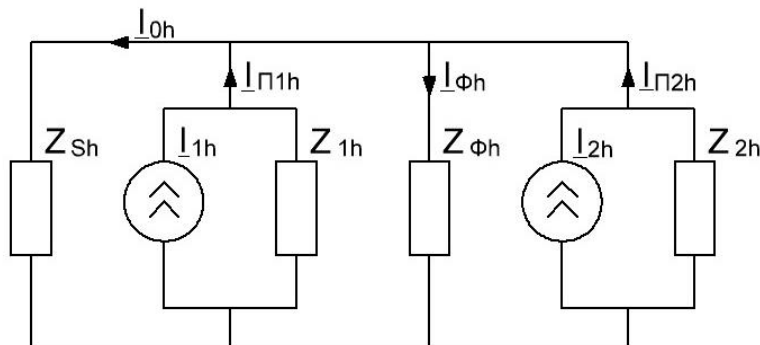


Рисунок 3.16 – Схема замещения, поясняющая принцип применения пассивного фильтра (составлено автором)

В случае идеальной настройки пассивного фильтра на резонансную частоту и отсутствии активного сопротивления фильтра получается, что измерение тока $I_{\Pi 1h}$ дает ток НН первого потребителя I_{1h} , измерение тока $I_{\Pi 2h}$ дает ток НН второго потребителя I_{2h} , измерение тока $I_{\Phi h}$ дает суммарный ток, равный сумме векторов тока НН первого и второго потребителя. В результате можно определить D_{1h} и D_{2h} . В случае наличия внешнего источника искажений, ток этого потребителя можно определить путем измерения тока I_{0h} . Следовательно, измерение тока $I_{\Phi h}$ в этом случае позволит определить суммарный ток двух потребителей и внешнего источника. Затем можно определить долеой вклад двух потребителей и внешнего источника.

Однако, в реальных условиях всегда присутствует активное сопротивление фильтра, которое определяется потерями в индуктивности, конденсаторе и контактных соединениях. В этом случае гармоника тока отдельного потребителя не полностью замыкается через пассивный фильтр (даже в случае идеальной настройки LC контура). Часть тока будет протекать через сопротивление энергосистемы Z_{0h} . В таком случае применение пассивного фильтра также позволяет оценить модуль гармоник суммарного тока и токов отдельных потребителей. В данном случае необходимо проводить измерение токов $I_{\Pi 1h}$, $I_{\Pi 2h}$,

$\underline{I}_{\Phi h}$, $\underline{I}_{0h}$. Измерение токов $\underline{I}_{\Pi 1h}$ и $\underline{I}_{\Pi 2h}$ дает ток НН каждого потребителя, часть которого в дальнейшем протекает через фильтр и сопротивление энергосистемы Z_{0h} . Ток $\underline{I}_{0h}$ в данном случае состоит из части тока первого потребителя и части тока второго потребителя на частотах ВГ. Ток $\underline{I}_{\Phi h}$ состоит из оставшихся частей тока первого и второго потребителя. Комплексное сложение токов $\underline{I}_{0h}$ и $\underline{I}_{\Phi h}$ с небольшой погрешностью совпадает с суммарным током НН двух потребителей $\underline{I}_{1h}$ и $\underline{I}_{2h}$, что позволяет в дальнейшем оценить долевые вклады потребителей в искажение напряжения по выражениям (3.28):

$$D_{1h} = \underline{I}_{\Pi 1h} / |\underline{I}_{0h} + \underline{I}_{\Phi h}|; D_{2h} = \underline{I}_{\Pi 2h} / |\underline{I}_{0h} + \underline{I}_{\Phi h}|. \quad (3.28)$$

Выражения (3.27) и (3.28) соответствуют друг другу с некоторой погрешностью [255], которую можно оценить с помощью коэффициентов, полученных в ходе аналитического определения долевых вкладов потребителей по схеме на рисунке 3.15 (более подробно оценка погрешности представлена в следующем разделе) по выражению (3.29):

$$A = |n_{\Phi h}| / |n_{2h} \cdot n_{\Phi h} + n_{2h}|; B = |n_{\Phi h}| / |n_{1h} \cdot n_{\Phi h} + n_{1h}|, \quad (3.29)$$

где n_{1h} — комплексная величина, показывающая во сколько раз комплексное сопротивление ЛН первого потребителя больше комплексного сопротивления энергосистемы на гармонике h ; n_{2h} — комплексная величина, показывающая во сколько раз комплексное сопротивление ЛН второго потребителя больше комплексного сопротивления энергосистемы на гармонике h ; $n_{\Phi h}$ — комплексная величина, показывающая во сколько раз комплексное сопротивление пассивного фильтра ВГ больше комплексного сопротивления энергосистемы на гармонике h .

Выражения долевых вкладов первого и второго потребителя с учетом коэффициентов A и B принимают следующий вид (3.30 - 3.31):

$$D_{1h} = \underline{I}_{1h} / |\underline{I}_{1h} + \underline{I}_{2h}| + A \cdot \underline{I}_{1h} / |\underline{I}_{1h} + \underline{I}_{2h}| - B \cdot \underline{I}_{2h} / |\underline{I}_{1h} + \underline{I}_{2h}|, \quad (3.30)$$

$$D_{2h} = \underline{I}_{2h} / |\underline{I}_{1h} + \underline{I}_{2h}| - A \cdot \underline{I}_{2h} / |\underline{I}_{1h} + \underline{I}_{2h}| + B \cdot \underline{I}_{1h} / |\underline{I}_{1h} + \underline{I}_{2h}|. \quad (3.31)$$

Так как коэффициенты A и B представляют собой очень малые значения из-за низкого сопротивления пассивного фильтра, то долевые вклады потребителей, рассчитанные исходя из токов НН двух потребителей $\underline{I}_{1h}$ и $\underline{I}_{2h}$, соответствуют долевым вкладам потребителей, рассчитанным исходя из токов вводных

присоединений первого и второго потребителей $I_{П1h}$, $I_{П2h}$, а также токов вводного присоединения I_{0h} и пассивного фильтра $I_{Фh}$. Практически, при $Z_{ih}/Z_{Фh} \geq 20$ на частоте фильтруемой гармоника, погрешность расчета не превышает 5 %.

Рассмотрим случай, при котором присутствует внешний источник искажений I_{3h} , как показано на рисунке 3.17.

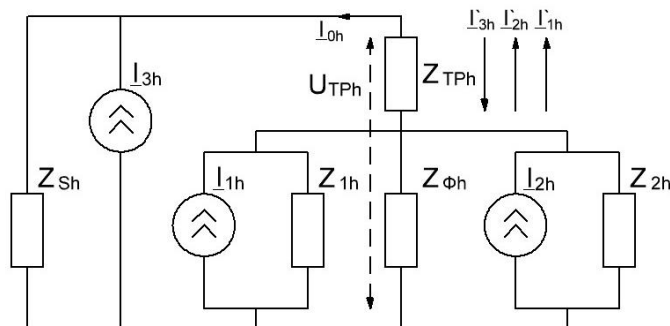


Рисунок 3.17 – Схема замещения с внешним источником искажений
(составлено автором)

В этом случае через ветвь с Z_{TPh} в обратном направлении может протекать часть ВГ тока внешнего источника искажений I'_{3h} , который далее практически полностью будет протекать через ветвь с пассивным фильтром на настроенной частоте ВГ. В этом случае суммарное значение ВГ вводного тока будет уменьшено на величину ВГ тока внешнего источника искажений I'_{3h} , но на такую же величину увеличится ток пассивного фильтра. Поэтому комплексное сложение токов I_{0h} и $I_{Фh}$ также совпадет с суммарным током НН двух потребителей I_{1h} и I_{2h} , что позволяет в дальнейшем оценить долевые вклады этих двух потребителей в общие искажения питающего напряжения.

Ток, протекающий по ветви с Z_{TPh} от внешнего источника I'_{3h} , не равен току внешней НН I_{3h} , так как часть этого тока протекает через сопротивление энергосистемы Z_{0h} ввиду наличия сопротивлений питающих линий и трансформаторов двух рассматриваемых потребителей. Поэтому в данном случае не удастся достоверно оценить долевой вклад внешнего источника искажений. Плюсом в этом случае является то, что определение долевых вкладов рассматриваемых двух потребителей в суммарное напряжение, создаваемое этими потребителями, по разработанному методу является корректным независимо от наличия внешних

искажений. То есть в случае полной компенсации влияния двух потребителей на искажение напряжения в узле нагрузки, в этом напряжении останется лишь вклад от внешнего источника искажений.

В случае полной компенсации влияния двух потребителей на общие искажения напряжения в узле нагрузки, в этом напряжении останется лишь вклад от внешнего источника искажений, который можно определить по формуле (3.32):

$$D_{3h} = (\underline{U}_{0h} + \underline{I}_{0h} \cdot Z_{Sh}) / \underline{U}_{0h} = \underline{U}_{TPh} / \underline{U}_{0h}, \quad (3.32)$$

где $\underline{U}_{0h}$ – значение гармоники порядка h питающего напряжения сети в узле нагрузки; $\underline{U}_{TPh}$ – значение ВГ напряжения порядка h на стороне высшего напряжения вводного силового трансформатора потребителя. По методу наложения получается, что $\underline{U}_{TPh}$ определяется практически полностью только током внешней нелинейной нагрузки $\underline{I}_{3h}$. При этом влияние токов $\underline{I}_{1h}$ и $\underline{I}_{2h}$ НН двух потребителей компенсируется за счет практически одинаковых по значению гармонических напряжений на Z_{TPh} и $Z_{Фh}$, но разных по направлению. Следовательно, измеренное значение $\underline{U}_{TPh}$ представляет собой вклад внешнего источника в искажение суммарного напряжения в узле нагрузки.

Таким образом, разработанный метод на основе применения пассивного фильтра гармоник позволяет оценить вклад как внешнего, так и внутреннего источника искажений в общие искажения питающего напряжения при наличии подключенных пассивных фильтров в узле нагрузки.

3.3.2 Оценка точности предложенного способа на основе применения пассивного фильтра гармоник

Так как реальные потребители невозможно разделить исключительно на источники или исключительно на потребители на частотах ВГ, то рассмотрим схему на рисунке 3.18, в которой потребители электроэнергии представлены не только источниками тока, но и ЛН, чтобы отразить двойственную природу потребителей с точки зрения генерации и потребления на частотах ВГ. На рисунке 3.17 представлены следующие обозначения: $\dot{I}_{0h}$ – ВГ тока сети, А; Z_{Sh} – комплексное сопротивление сети для ВГ порядка h , Ом; $\dot{I}_{1h}$, $\dot{I}_{2h}$, $\dot{I}_{\phi h}$ – ВГ тока первого, второго

потребителя, фильтра ВГ, А; $\dot{I}_{1НЛh}$, $\dot{I}_{2НЛh}$ – ВГ тока НН первого, второго потребителя, А; $\dot{I}_{1Лh}$, $\dot{I}_{2Лh}$ – ВГ тока ЛН первого, второго потребителя, А.

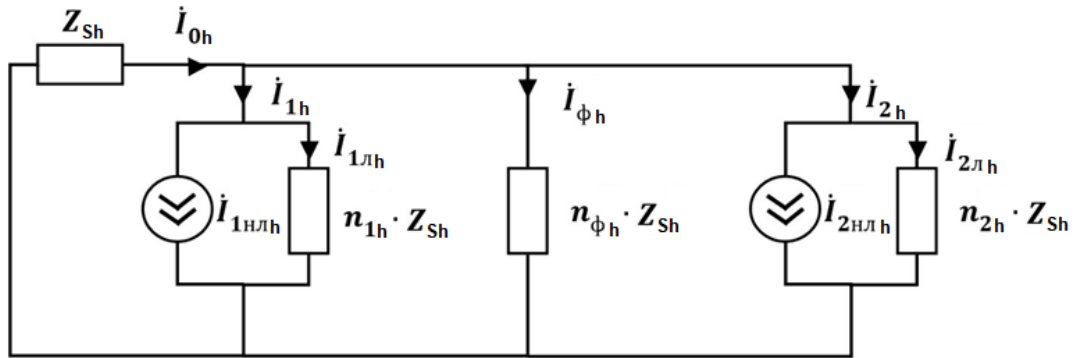


Рисунок 3.18 – Схема замещения для оценки точности расчетов на ВГ с введенными коэффициентами (составлено автором)

Для упрощения расчетов были введены коэффициенты n_{1h} , n_{2h} и $n_{\phi h}$, показывающие во сколько раз комплексные сопротивления потребителей Z_{1h} , Z_{2h} и сопротивление фильтра $Z_{\phi h}$ больше сопротивления сети Z_{Sh} . Следует учитывать, что введенные коэффициенты также являются комплексными величинами (3.33):

$$n_{1h} = Z_{1h} / Z_{Sh}, n_{2h} = Z_{2h} / Z_{Sh}, n_{\phi h} = Z_{\phi h} / Z_{Sh}. \quad (3.33)$$

По методу наложения возможно рассмотреть схему на рисунке 1 как суперпозицию двух схем а) и б) на рисунке 3.19.

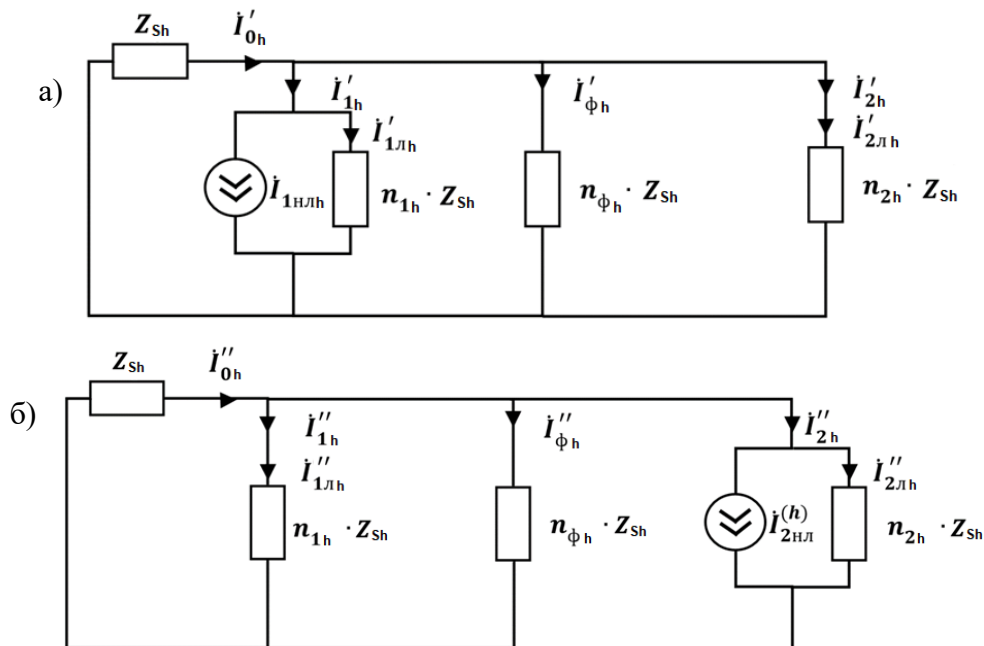


Рисунок 3.19 – Схема замещения для оценки точности расчетов на ВГ по методу наложения (составлено автором)

Можно заметить, что обе схемы представляют собой источник с тремя параллельными комплексными сопротивлениями. Для удобства дальнейших расчетов определим значения следующих эквивалентных сопротивлений, структура которых указана на рисунках 3.20, 3.21.

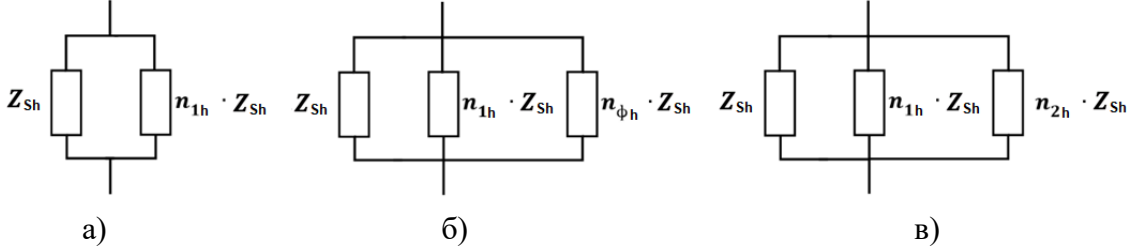


Рисунок 3.20 – Эквивалентное сопротивление а) Z_{S1h} , б) $Z_{S1φh}$, в) Z_{S12h}
(составлено автором)

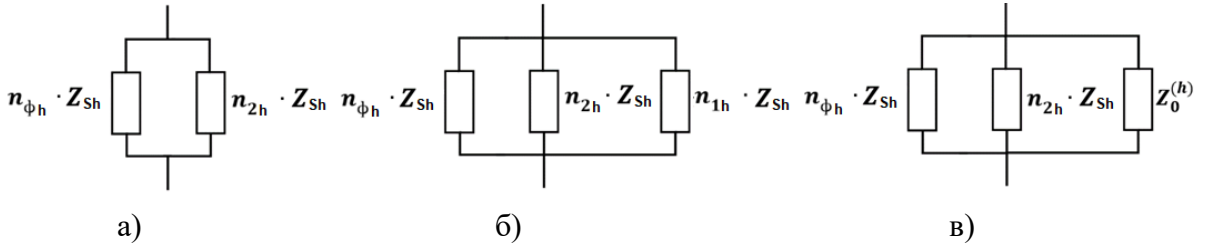


Рисунок 3.21 – Эквивалентное сопротивление а) $Z_{φ2h}$, б) $Z_{φ21h}$, в) $Z_{φ2Sh}$
(составлено автором)

Очевидно, что выше представленные эквивалентные сопротивления определяются по выражениям (3.34 – 3.39):

$$Z_{S1h} = \frac{Z_{Sh} \cdot n_{1h} \cdot Z_{Sh}}{Z_{Sh} + n_{1h} \cdot Z_{Sh}} = \frac{n_{1h}}{n_{1h} + 1} Z_{Sh}, \quad (3.34)$$

$$Z_{S1φh} = \frac{Z_{S1h} \cdot n_{φh} \cdot Z_{Sh}}{Z_{S1h} + n_{φh} \cdot Z_{Sh}} = \frac{n_{1h} \cdot n_{φh}}{n_{1h} + n_{φh} \cdot n_{1h} + n_{φh}} Z_{Sh}, \quad (3.35)$$

$$Z_{S12h} = \frac{Z_{S1h} \cdot n_{2h} \cdot Z_{Sh}}{Z_{S1h} + n_{2h} \cdot Z_{Sh}} = \frac{n_{1h} \cdot n_{2h}}{n_{1h} + n_{1h} \cdot n_{2h} + n_{2h}} Z_{Sh}, \quad (3.36)$$

$$Z_{φ2h} = \frac{n_{φh} \cdot Z_{Sh} \cdot n_{2h} \cdot Z_{Sh}}{n_{φh} \cdot Z_{Sh} + n_{2h} \cdot Z_{Sh}} = \frac{n_{φh} \cdot n_{2h}}{n_{φh} + n_{2h}} Z_{Sh}, \quad (3.37)$$

$$Z_{φ21h} = \frac{Z_{φ2h} \cdot n_{1h} \cdot Z_{Sh}}{Z_{φ2h} + n_{1h} \cdot Z_{Sh}} = \frac{n_{φh} \cdot n_{2h} \cdot n_{1h}}{n_{φh} \cdot n_{2h} + n_{1h} \cdot n_{φh} + n_{1h} \cdot n_{2h}} Z_{Sh}, \quad (3.38)$$

$$Z_{φ2Sh} = \frac{Z_{φ2h} \cdot Z_{Sh}}{Z_{φ2h} + Z_{Sh}} = \frac{n_{φh} \cdot n_{2h}}{n_{φh} \cdot n_{2h} + n_{φh} + n_{2h}} Z_{Sh}. \quad (3.39)$$

Рассмотрим схему на рисунке 3.18 (а) и рассчитаем обозначенные на ней токи с помощью схемы на рисунке 3.22.

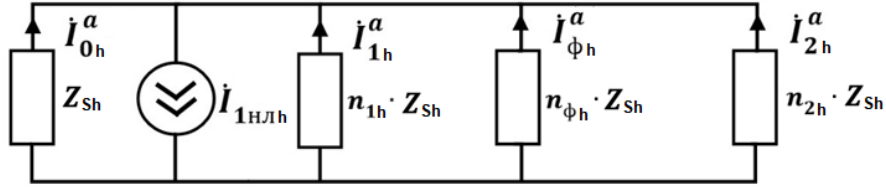


Рисунок 3.22 – Вспомогательная схема замещения схемы рисунка 3.18 (а)

(составлено автором)

В соответствии со вспомогательной схемой на рисунке 3.22 можно определить тока по выражениям (3.40 – 3.43):

$$i_{0h}^a = i_{1нлh} \cdot \frac{Z_{\phi 21h}}{Z_{\phi 21h} + Z_{Sh}} = \frac{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot i_{1нлh}, \quad (3.40)$$

$$i_{1h}^a = i_{1нлh} \cdot \frac{Z_{\phi 2Sh}}{Z_{\phi 2h} + n_{1h} \cdot Z_{Sh}} = \frac{n_{2h} \cdot n_{\phi h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot i_{1нлh}, \quad (3.41)$$

$$i_{2h}^a = i_{1нлh} \cdot \frac{Z_{1\phi Sh}}{Z_{1\phi Sh} + n_{2h} \cdot Z_{Sh}} = \frac{n_{1h} \cdot n_{\phi h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot i_{1нлh}, \quad (3.42)$$

$$i_{\phi h}^a = i_{1нлh} \cdot \frac{Z_{12Sh}}{Z_{12Sh} + n_{\phi h} \cdot Z_{Sh}} = \frac{n_{1h} \cdot n_{2h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot i_{1нлh}. \quad (3.43)$$

Сопоставив рисунок 3.18 (а) и результаты расчетов токов, обозначенных на рисунке 3.21, можно записать выражения (3.44 – 3.49) для токов рисунка 3.18 (а):

$$i'_{0h} = i_{0h}^a = \frac{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot i_{1нлh}, \quad (3.44)$$

$$i'_{1h} = -i_{1h}^a = -\frac{n_{2h} \cdot n_{\phi h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot i_{1нлh}, \quad (3.45)$$

$$i'_{1h} = i'_{1lh} + i_{1нлh} = -\frac{n_{2h} \cdot n_{\phi h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot i_{1нлh} + i_{1нлh}, \quad (3.46)$$

$$i'_{2h} = -i_{2h}^a = -\frac{n_{1h} \cdot n_{\phi h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot i_{1нлh}, \quad (3.47)$$

$$i'_{2h} = i'_{2lh} = -\frac{n_{1h} \cdot n_{\phi h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot i_{1нлh}, \quad (3.48)$$

$$i'_{\phi h} = -i_{\phi h}^a = -\frac{n_{1h} \cdot n_{2h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot i_{1нлh}. \quad (3.49)$$

Далее, рассмотрим схему на рисунке 3.18 (б), учитывающую воздействие источника тока $i_{2нлh}$, что отображено на рисунке 3.23.

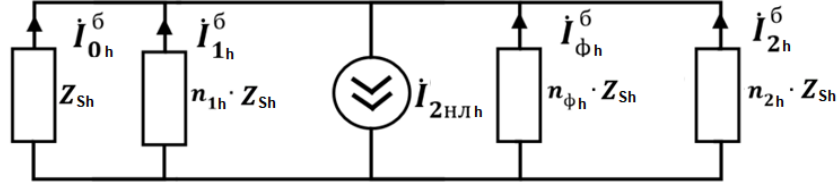


Рисунок 3.23 – Вспомогательная схема замещения схемы рисунка 3.19 (б)

(составлено автором)

Аналогично предыдущему случаю, рассчитываются токи по выражениям (3.50) – (3.53), обозначенные на схеме.

$$i_{0h}^{\beta} = i_{2НЛh} \cdot \frac{Z_{\phi 21h}}{Z_{\phi 21h} + Z_{Sh}} = \frac{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot i_{2НЛh}, \quad (3.50)$$

$$i_{1h}^{\beta} = i_{2НЛh} \cdot \frac{Z_{\phi 2Sh}}{Z_{\phi 2h} + n_{1h} \cdot Z_{Sh}} = \frac{n_{2h} \cdot n_{\phi h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot i_{2НЛh}, \quad (3.51)$$

$$i_{2h}^{\beta} = i_{2НЛh} \cdot \frac{Z_{1\phi Sh}}{Z_{1\phi Sh} + n_{2h} \cdot Z_{Sh}} = \frac{n_{1h} \cdot n_{\phi h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot i_{2НЛh}, \quad (3.52)$$

$$i_{\phi h}^{\beta} = i_{2НЛh} \cdot \frac{Z_{12Sh}}{Z_{12Sh} + n_{\phi h} \cdot Z_{Sh}} = \frac{n_{1h} \cdot n_{2h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot i_{2НЛh}. \quad (3.53)$$

Сопоставляя рисунок 3.19 (б) и рисунок 3.23, можно записать выражения (3.54 – 3.59) для токов, обозначенных на рисунке 3.19 (б):

$$i_{0h}'' = i_{0h}^{\beta} = \frac{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot i_{2НЛh}, \quad (3.54)$$

$$i_{1h}'' = -i_{1h}^{(h)\beta} = -\frac{n_{2h}^{(h)} \cdot n_{\phi h}^{(h)}}{n_{1h}^{(h)} \cdot n_{2h}^{(h)} \cdot n_{\phi h}^{(h)} + n_{1h}^{(h)} \cdot n_{\phi h}^{(h)} + n_{2h}^{(h)} \cdot n_{\phi h}^{(h)} + n_{1h}^{(h)} \cdot n_{2h}^{(h)}} \cdot i_{2НЛh}^{(h)}, \quad (3.55)$$

$$i_{1h}'' = i_{1h}'' = -\frac{n_{2h} \cdot n_{\phi h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot i_{2НЛh}, \quad (3.56)$$

$$i_{2h}'' = -i_{2h}^{\beta} = -\frac{n_{1h} \cdot n_{\phi h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot i_{2НЛh}, \quad (3.57)$$

$$i_{2h}'' = i_{2h}'' + i_{2НЛh} = -\frac{n_{1h} \cdot n_{\phi h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot i_{2НЛh} + i_{2НЛh}, \quad (3.58)$$

$$i_{\phi h}'' = -i_{\phi h}^{\beta} = -\frac{n_{1h} \cdot n_{2h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot i_{2НЛh}. \quad (3.59)$$

Тогда токи в системе на рисунке 3.18 принимают значения в соответствии с формулами (3.60 – 3.63):

$$i_{0h} = i_{0h}' + i_{0h}'' = \frac{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot (i_{1НЛh} + i_{2НЛh}), \quad (3.60)$$

$$i_{1h} = i_{1h}' + i_{1h}'' = i_{1НЛh} - \frac{n_{2h} \cdot n_{\phi h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot (i_{1НЛh} + i_{2НЛh}), \quad (3.61)$$

$$i_{2h} = i'_{2h} + i''_{2h} = -\frac{n_{1h} \cdot n_{\phi h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot (i_{1нлh} + i_{2нлh}) + i_{2нлh}, \quad (3.62)$$

$$i_{\phi h} = i'_{\phi h} + i''_{\phi h} = -\frac{n_{1h} \cdot n_{2h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot (i_{1нлh} + i_{2нлh}). \quad (3.63)$$

Согласно предлагаемому методу, вклад первой НН определяется по формуле (3.64):

$$\begin{aligned} D_{1h} &= \frac{|i_{1нлh}|}{|i_{1нлh} + i_{2нлh}|} \approx \frac{|i_{1h}|}{|i_{0h} + i_{\phi h}|} = \\ &= \frac{\left| i_{1нлh} - \frac{n_{2h} \cdot n_{\phi h}}{n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}} \cdot (i_{1нлh} + i_{2нлh}) \right|}{\left| \frac{n_1 \cdot n_2 \cdot n_{\phi} + n_1 \cdot n_2}{n_1 \cdot n_2 \cdot n_{\phi} + n_1 \cdot n_{\phi} + n_2 \cdot n_{\phi} + n_1 \cdot n_2} \cdot (i_{1нл} + i_{2нл}) \right|} = \\ &= \frac{|(n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}) \cdot i_{1нлh} + n_{1h} \cdot n_{\phi h} \cdot i_{1нлh} - n_{2h} \cdot n_{\phi h} \cdot i_{2нлh}|}{|(n_{1h} \cdot n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h} \cdot n_{2h}) \cdot (i_{1нлh} + i_{2нлh})|} = \\ &= \frac{|i_{1нлh}|}{|i_{1нлh} + i_{2нлh}|} + \frac{|n_{\phi h}|}{|n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h}|} \frac{|i_{1нлh}|}{|i_{1нлh} + i_{2нлh}|} - \frac{|n_{\phi h}|}{|n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h}|} \frac{|i_{1нлh}|}{|i_{1нлh} + i_{2нлh}|}. \end{aligned} \quad (3.64)$$

Видно, что предлагаемый коэффициент отличается от значения $I_{1нлh}/|I_{1нлh} + I_{2нлh}|$ на величины, пропорциональные коэффициентам $A = |n_{\phi h}|/|n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h}|$ и $B = |n_{\phi h}|/|n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h}|$.

Однако, так как $n_{\phi h} \ll 1$ на частотах ВГ, а $n_{1h} \gg 1$ и $n_{2h} \gg 1$, то

$$\frac{|n_{\phi h}|}{|n_{2h} \cdot n_{\phi h} + n_{2h}|} \rightarrow 0 \text{ и } \frac{|n_{\phi h}|}{|n_{1h} \cdot n_{\phi h} + n_{1h}|} \rightarrow 0 \quad (3.65)$$

Это означает, что рассматриваемые составляющие незначительны.

3.3.3 Экспериментальные исследования по оценке долевого вклада с помощью пассивного фильтра

Для апробации предложенного способа определения долевых вкладов с помощью пассивного фильтра гармоник были произведены измерения на промышленном предприятии пищевой отрасли. Измерения проводились на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, принципиальная схема которой представлена на рисунке 3.24. Измерения проводились с помощью анализаторов качества электроэнергии Ресурс PQA и Metrel на присоединениях с QS1, QF4, QF5, QF6, QF7, 1QF.

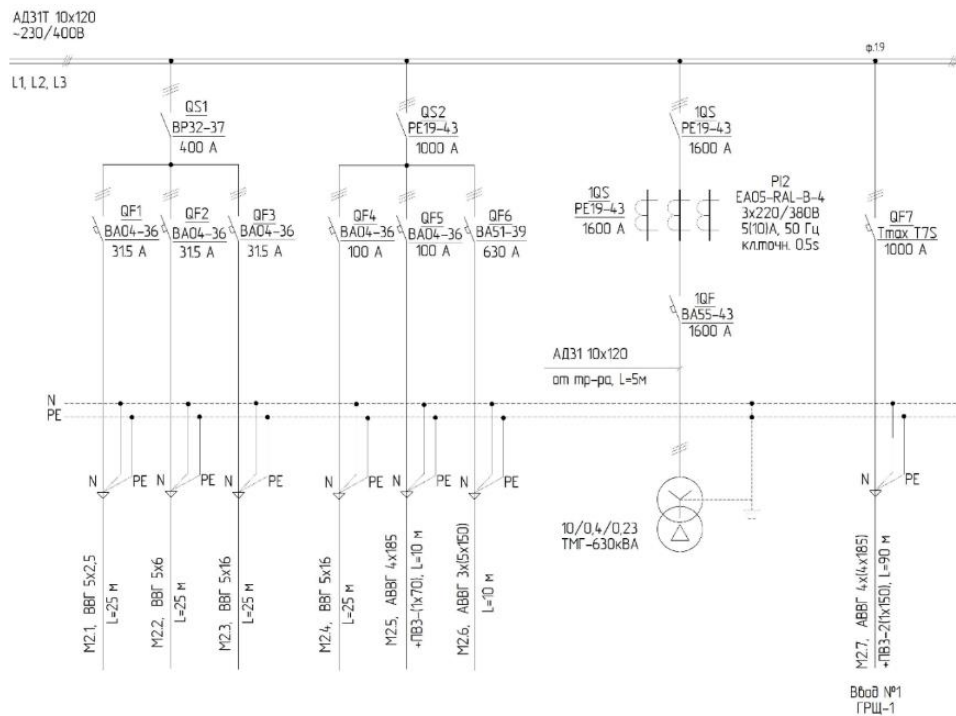


Рисунок 3.24 – Однолинейная схема трансформаторной подстанции
(составлено автором)

Общий вид ТП представлен на рисунке 3.25.



Рисунок 3.25 - Общий вид ТП и вводная ячейка для подключения измерительных приборов (фото автора)

ТП включает в себя следующие присоединения и оборудование:

- вводной трансформатор ТМГ-630/10-У1 мощностью 630 кВА;
- разъединитель QS1, питающий осветительные приборы через выключатели QF1, QF2 и QF3;

- разъединитель QS2, питающий щит собственных нужд ЩСН через выключатель QF4, щит вводно-распределительный ЩВР через выключатель QF5, а также пассивный фильтр, настроенный на 5 гармонику, через выключатель QF6;

- разъединитель QS3, питающий главный распределительный щит (ГРЩ-1) через выключатель QF7.

Параметры силового трансформатора, полученные по результатам периодических эксплуатационных испытаний, представлены в таблице 3.12.

Таблица 3.12 - Параметры вводного трансформатора ТМГ-630/10-У1 (по данным автора)

Параметр	Величина	Единица измерения
Номинальная мощность	630	кВА
Номинальное напряжение обмотки ВН	10	кВ
Номинальное напряжение обмотки НН	0,4	кВ
Ток холостого хода	0,414	%
Потери холостого хода	1118	Вт
Потери короткого замыкания, приведенные к 75°C	6783	Вт
Напряжение короткого замыкания, приведенное к 75°C	5,36	%

Параметры пассивного фильтра шунтирующего типа, подключенного к присоединению QF6, указаны в таблице 3.13.

Таблица 3.13 - Параметры пассивного фильтра (по данным автора)

Параметр	Величина	Единица измерения
Реактор		
Мощность	2379	вар
Номинальный ток	81	А
Индуктивность	770	мкГн
Конденсаторы		
Номинальная мощность	28	квар
Номинальное напряжение	440	В
Номинальный ток	36,8	А
Емкость	3*154	мкФ

Внешний вид шунтирующего пассивного фильтра и его элементов представлен на рисунке 3.26.

Измерения напряжения производились на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции, а подключения измерительных токовых клещей описаны в таблице 3.14, а также указаны обозначения токов, снятых в каждой фазе, используемые в дальнейших расчетах.



Рисунок 3.26 - Общий вид пассивного фильтра (слева) и конденсатор с реактором укрупненно (справа) (фото автора)

Таблица 3.14 - Точки подключения токоизмерительных клещей (по данным автора)

Фаза	Точка подключения	Обозначение тока
Ресурс PQA		
A	Ввод щита (сторона низкого напряжения трансформатора)	$\dot{I}_A (PQA)$
B	Пассивный фильтр, QF6	$\dot{I}_B (PQA)$
C	ЩВР, QF5	$\dot{I}_C (PQA)$
Metrel		
A	Освещение, QS1	$\dot{I}_A (Met)$
B	ЩСН, QF4	$\dot{I}_B (Met)$
C	ГРЩ-1, QF7	$\dot{I}_C (Met)$

Измерения проводились в двух режимах: при отключенном и при подключенном пассивном фильтре. Каждый режим рассматривался на протяжении 24 часов с интервалом осреднения полученных данных равным 3 с. Из всего массива полученных данных для дальнейших расчетов использовались комплексные значения 5-й гармоники токов во всех исследуемых узлах системы и значения 5-й гармоники напряжения на вводе ТП. На основании результатов эксперимента с подключенным ПФ возможно рассчитать долевые вклад нагрузок

на 5-й гармонике относительно суммарного тока на вводе и тока фильтра по формулам (3.66 – 3.69), представленным ниже.

Вклад нагрузки «Освещение» (3.66):

$$D_{QS1} = \frac{|i_{A(Met)}^{(5)}|}{|i_{A(PQA)}^{(5)} + i_{B(PQA)}^{(5)}|} \cdot 100\%. \quad (3.66)$$

Вклад нагрузки «ГРЩ-1» (3.67):

$$D_{QF7} = \frac{|i_{C(Met)}^{(5)}|}{|i_{A(PQA)}^{(5)} + i_{B(PQA)}^{(5)}|} \cdot 100\%. \quad (3.67)$$

Вклад нагрузки «ЩСН» (3.68):

$$D_{QF4} = \frac{|i_{B(Met)}^{(5)}|}{|i_{A(PQA)}^{(5)} + i_{B(PQA)}^{(5)}|} \cdot 100\%. \quad (3.68)$$

Вклад нагрузки «ЩВР» (3.69):

$$D_{QF5} = \frac{|i_{C(PQA)}^{(5)}|}{|i_{A(PQA)}^{(5)} + i_{B(PQA)}^{(5)}|} \cdot 100\%. \quad (3.69)$$

Результаты расчетов долевых вкладов для каждой из четырех нагрузок представлены на рисунке 3.27.



Рисунок 3.27 – Долевые вклады присоединений (составлено автором)

Из графика следует, что присоединением с основным долевым вкладом в несинусоидальность напряжения на 5-й гармонике является присоединение с ГРЩ-1. Также следует отметить, что присоединения с ЛН при наличии подключенного фильтрокомпенсирующего устройства имеют практически нулевой долевым вклад, так как ВГ напряжения на шинах значительно снижаются. В результате остаются

только присоединения с нелинейными электрическими нагрузками, которые имеют значительный долевой вклад как в токе, так и в напряжении. Что касается определения долевого вклада внешней нелинейной электрической нагрузки, то он был определен методом отключения нагрузки при проведении планового обслуживания трансформатора. В этом случае внешние искажения в напряжении отсутствовали.

3.3.4 Разработка способа выявления долевого вклада на основе применения активных фильтров гармоник

В предыдущем разделе был разработан метод оценки долевого вклада источников искажения на основе применения фильтрокомпенсирующего устройства. Способ, реализующий данный метод, с применением шунтирующего пассивного фильтра гармоник также был предложен в указанном разделе. При наличии в узле нагрузки активного фильтра параллельного типа также появляется возможность оценки долевого вклада источников искажений. Традиционно параллельный активный фильтр компенсирует токи НН, подключенной в узле нагрузки. При компенсации влияния внутренней НН, в узле нагрузки остаются ВГ напряжения, обусловленные работой внешней НН. И наоборот, если скомпенсировать влияние внешней НН (например, путем компенсации падения напряжения на частотах ВГ на сопротивлении системы), то на вводном присоединении узла нагрузки остаются ВГ тока, обусловленные работой внутренней НН.

Рассмотрим схему замещения, представленную на рисунке 3.28, чтобы пояснить принцип работы такого способа [104].

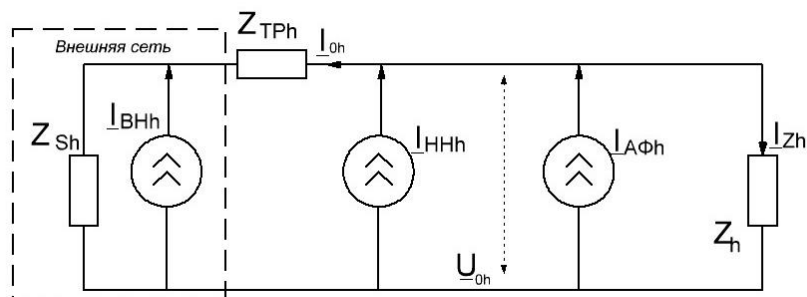


Рисунок 3.28 – Схема замещения ЭТК с активным фильтром, где АФ – активный фильтр (составлено автором)

В общем виде можно записать следующие выражение (3.70 - 3.71):

$$\underline{U}_{0h} = \underline{I}_{BHH} \cdot Z_{Sh} \cdot A + \underline{I}_{HHh} \cdot Z_{STPh} \cdot A + \underline{I}_{A\Phi h} \cdot Z_{STPh} \cdot A, \quad (3.70)$$

$$\underline{I}_{0h} = - \underline{I}_{BHH} \cdot Z_{Sh} \cdot A / Z_h + \underline{I}_{HHh} \cdot A + \underline{I}_{A\Phi h} \cdot A, \quad (3.71)$$

где $A = Z_h / (Z_h + Z_{Sh} + Z_{TPh})$, $Z_{STPh} = Z_{Sh} + Z_{TPh}$.

При компенсации гармоник тока (КГТ) ($\underline{I}_{A\Phi h} = - \underline{I}_{HHh}$) можно записать выражение (3.72):

$$\underline{U}_{0h} = \underline{I}_{BHH} \cdot Z_{Sh} \cdot A, \quad \underline{I}_{0h} = - \underline{I}_{BHH} \cdot Z_{Sh} / (Z_{STPh} + Z_h). \quad (3.72)$$

При отсутствии ЛН в виде Z_h гармоники напряжения в узле нагрузки $\underline{U}_{0h} = \underline{U}_{Sh}$, а ВГ тока вводного присоединения узла нагрузки $\underline{I}_{0h} = 0$. Практически, при $Z_h / Z_{Sh} \geq 20$ погрешность расчета ВГ напряжения в узле нагрузки не превышает 5 %, а ВГ тока вводного присоединения узла нагрузки принимает очень малое значение в сравнении со значением до компенсации ВГ с помощью активного фильтра. Кроме этого, с помощью ПАФ можно компенсировать ВГ тока вводного присоединения узла нагрузки (его значение близко к значению тока НН на частотах ВГ), что приводит к тому, что $\underline{U}_{0h} = \underline{U}_{Sh}$, $\underline{I}_{0h} = 0$.

Тогда долевым вклад внешней НН в напряжение узла нагрузки на частоте ВГ можно рассчитать по выражению (3.73):

$$D_{BHH} = U_{0h_КГТ} / U_{0h}, \quad (3.73)$$

где $U_{0h_КГТ}$ – ВГ напряжения в узле нагрузки при КГТ с помощью активного фильтра, В; U_{0h} – ВГ напряжения в узле нагрузки до подключения активного фильтра, В.

При компенсации гармоник напряжения (КГН) в узле нагрузки ($\underline{I}_{A\Phi h} = - (\underline{I}_{HHh} + \underline{I}_{BHH} \cdot Z_{Sh} / Z_{STPh})$) значения ВГ напряжения и тока в узле нагрузки определяются по формуле (3.74):

$$\underline{U}_{0h} = 0, \quad \underline{I}_{0h} = - \underline{I}_{BHH} \cdot Z_{Sh} / Z_{STPh} \approx \underline{U}_{Sh} / Z_{STPh}. \quad (3.74)$$

При этом ВГ токов всех присоединений с ЛН в узле нагрузки становятся равными нулю вследствие того, что $\underline{U}_{0h} = 0$. Тогда разность значений ВГ токов вводного присоединения и активного фильтра при компенсации гармоник напряжения равна эквивалентному гармоническому току всех внутренних НН. При этом долевым вклад внутренних НН в суммарный ток всех НН $\underline{I}_{\Sigma HHh_КГН}$ (а также

долевой вклад внутренних НН в остаточное напряжение на частоте ВГ при КГН) можно рассчитать по выражению (3.75):

$$D_{ННн} = I_{ННн} \cdot \cos(\psi_{ННн} - \psi_{i_{\Sigma ННн_КГН}}) / I_{\Sigma ННн_КГН}, \quad I_{\Sigma ННн_КГН} = |I_{0н} - I_{АФн}|, \quad (3.75)$$

где $\psi_{ННн}$ – фаза ВГ тока нелинейной нагрузки при КГН; $\psi_{i_{\Sigma ННн_КГН}}$ – фаза ВГ суммарного тока всех НН при КГН.

3.3.5 Экспериментальные исследования по оценке долевого вклада с помощью активного фильтра

Для подтверждения работоспособности данного способа, реализующего метод с применением ФКУ, был проведен эксперимент в лабораторных условиях. Схема лабораторного стенда представлена на рисунке 3.29.

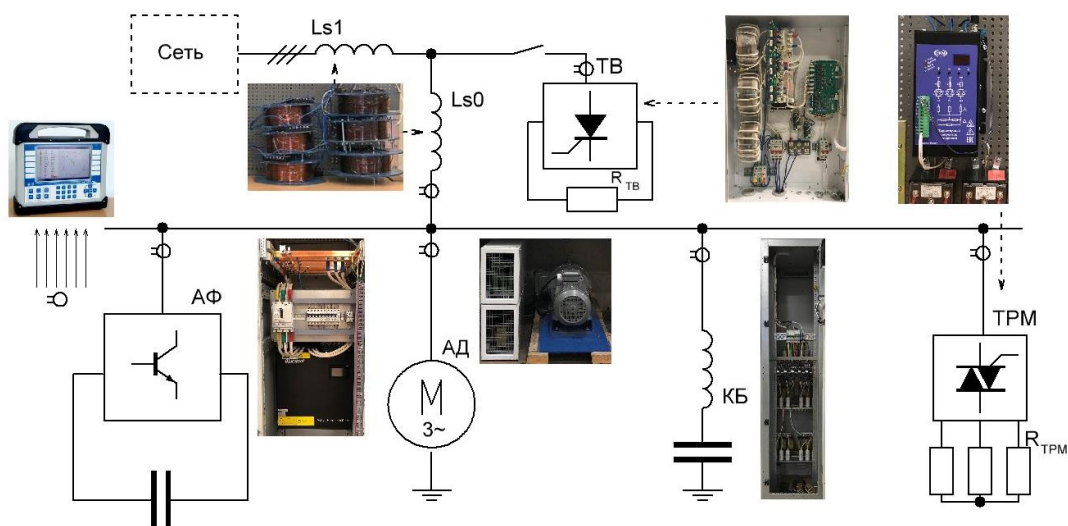


Рисунок 3.29 – Схема лабораторного стенда с активным фильтром
(составлено автором)

Параметры оборудования представлены в таблице 3.15.

Таблица 3.15 – Параметры оборудования стенда (по данным автора)

Элемент схемы	Параметры и значения
Сеть	$U_0 = 0,4 \text{ кВ}$, $L_{S1} = 1,1 \text{ мГн}$
Питающий трансформатор	$L_{S0} = 4,0 \text{ мГн}$
Асинхронный двигатель (АД)	$P_{АД} = 0,75 \text{ кВт}$, $Q_{АД} = 1,5 \text{ квар}$, $U_{АД} = 220/380 \text{ В}$
Тиристорный выпрямитель (ТВ)	$U_{ТВ} = 220/380 \text{ В}$, $S_{ТВ} = 5,4 \text{ кВА}$, $m = 6$
Тиристорный регулятор (ТРМ)	$U_{ТРМ} = 220/380 \text{ В}$, $S_{ТРМ} = 2,5 \text{ кВА}$
Конденсаторная установка (КБ)	$Q_{КБ} = 0,5 \text{ квар}$, $C = 9 \text{ мкФ}$, частота расстройки – 134 Гц
Активный фильтр (АФ)	шкафного исполнения АФК-У5-400-150-IP21-УХЛ4

В рамках эксперимента моделировались 3 режима, которые включают подключение внутренних и внешних НН, подключение АД и КБ, а также режимы работы активного фильтра: без подключения, КГТ, КГН. Токоизмерительные цепи

активного фильтра подключены на вводное присоединение узла нагрузки. В таблице 3.16 представлены результаты измерений для различных режимов работы оборудования для порядка гармоник $h=5$. В каждом режиме измерения параметров электропотребления и качества электроэнергии проводились с помощью анализатора качества электроэнергии Ресурс PQA с периодом осреднения 3 сек.

Таблица 3.16 – Результаты измерений для 3 режимов работы стенда (по данным автора)

Оборудование	U _{0h} , В	I _{0h} , А	I _{АФ_КГТh} , А	I _{АФ_КГNh} , А	D _{ТВh} , %	D _{ТРМh} , %	D _{КБh} , %	D _{Адh} , %
Режим 1								
ТВ включен	11,51	0,79	-	-	-	-	-	-
ТРМ включен								
АФ выключен								
Режим 2								
ТВ включен	6,17	0,06	0,91	-	53,6	46,4	-	-
ТРМ включен								
АФ КГТ включен								
Режим 3								
ТВ включен	0,27	0,78	-	1,78	-	100	0	0
ТРМ включен								
АФ КГН включен								

Для наглядного представления результатов был построен график полученных результатов (рисунок 3.30) для различных режимов работы оборудования исходя из данных в таблице 3.16.

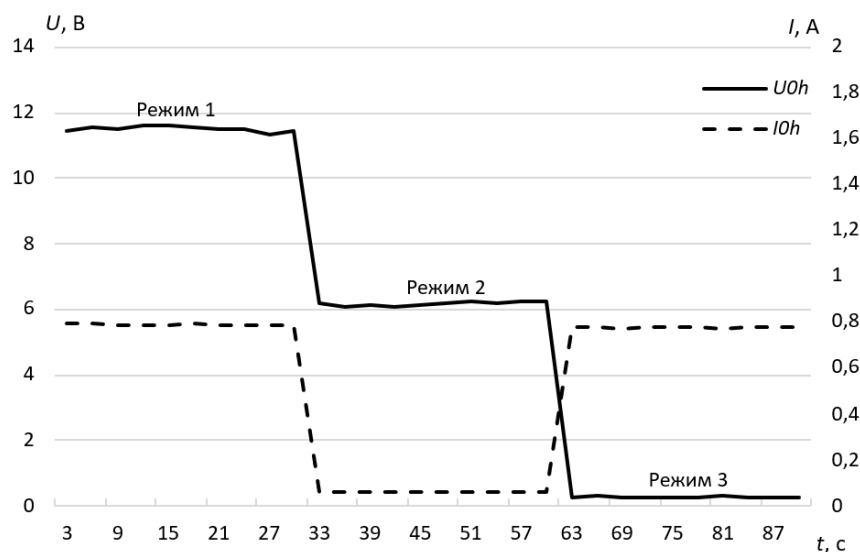


Рисунок 3.30 – Токи и напряжения ВГ в узле нагрузки для различных режимов работы активного фильтра (составлено автором)

В режиме без активного фильтра создаются гармоники внутренними и внешними НН, которые достигают 11,5 В и 0,8 А в узле нагрузки. При работе активного фильтра в режиме КГТ компенсируется ток 5-й гармоники, что приводит к снижению ВГ тока вводного присоединения узла нагрузки до 0,06 А. При этом ВГ напряжения в узле нагрузки составляет 6,17 В, что и является вкладом внешней НН в ВГ напряжения в узле нагрузки (составляет 53,6 % от ВГ напряжения в узле нагрузки до КГТ). Следовательно, 46,4 % - долевым вкладом внутренних НН в ВГ напряжения в узле нагрузки. В режиме 3 параллельный активный фильтр работает в режиме КГН, что приводит к снижению уровня ВГ напряжения в узле нагрузки до 0,27 В, при этом значение ВГ тока вводного присоединения равно 0,78 А, что необходимо для создания компенсационного падения напряжения на индуктивности сети и исключения влияния внешней НН. При этом значение ВГ тока параллельного активного фильтра равно 1,78 А. Разность значений ВГ тока вводного присоединения и тока активного фильтра составляет около 1 А. При этом ток тиристорного регулятора мощности также равен 1 А на частоте 5-й гармоники. Следовательно, его долевым вкладом в суммарный ток НН равен 100 %, долевым вкладом остальных присоединений узла нагрузки равен 0 %. Тогда ТРМ вносит 100 %-ый вклад в значение 46,4 % ВГ напряжения в узле нагрузки.

3.4 Алгоритм выбора методов определения долевого вклада источников искажений в напряжении и токе

На основе представленных выше исследований главы 3 были разработаны методы определения долевого вклада источников искажений, которые включают обобщенный метод на основе измерения векторов тока и напряжения на частотах ВГ, а также метод на основе применения ФКУ, который реализуется с помощью пассивных и активных фильтров гармоник. Очевидно, что применение того или иного метода необходимо проводить исходя из определенных условий. Так при незначительном долевым вкладе внешней НН целесообразнее применение метода, основанного на измерении только векторов тока на частотах ВГ [248, 89], которые в этом случае являются отражением долевого вклада присоединений в ВГ напряжения узла нагрузки. При значительном долевым вкладе внешней НН,

необходимо применение обобщенного метода, для которого необходимо более точное определение гармонического сопротивления системы. В этом случае можно определить долевого вклад присоединений в суммарный ток вводного присоединения на частотах ВГ узла нагрузки, что является отражением долевого вклада присоединений лишь в ту часть ВГ напряжения узла нагрузки, которая создается внутренними НН. При наличии подключенных ФКУ в узле нагрузки многие методы определяют долевого вклады со значительной погрешностью, так как значения ВГ тока и напряжения в узле нагрузки являются сниженными вследствие применения мероприятий по ограничению ВГ. Однако, даже в этом случае необходимо проводить контроль долевого вкладов, так как могут подключаться новые потребители, а параметры электрических нагрузок, системы, фильтров могут изменяться при их эксплуатации.

Следует отметить, что при разработке методов определения долевого вкладов важное внимание уделялось их информативности при разработке и выборе параметров средств компенсации гармоник, что определяется остаточными уровнями ВГ тока и напряжения в узле нагрузки, которые могут остаться некомпенсированными при внедрении ФКУ. Например, при компенсации ВГ токов внутренних НН, подключённых в узле нагрузки, и наличии внешних НН остаются некомпенсированными ВГ напряжения. В таком случае мероприятия по ограничению ВГ тока в узле нагрузки могут быть неэффективными, а остаточные уровни ВГ напряжения могут выходить за пределы требований ГОСТ.

Таким образом, в работе разработан алгоритм выбора методов определения долевого вкладов источников искажений, который содержит последовательный выбор предложенных методов в зависимости от долевого вклада внешних источников искажений и учитывает непрерывную оценку долевого вкладов на этапе эксплуатации ФКУ. Блок-схема такого алгоритма представлена на рисунке 3.31.

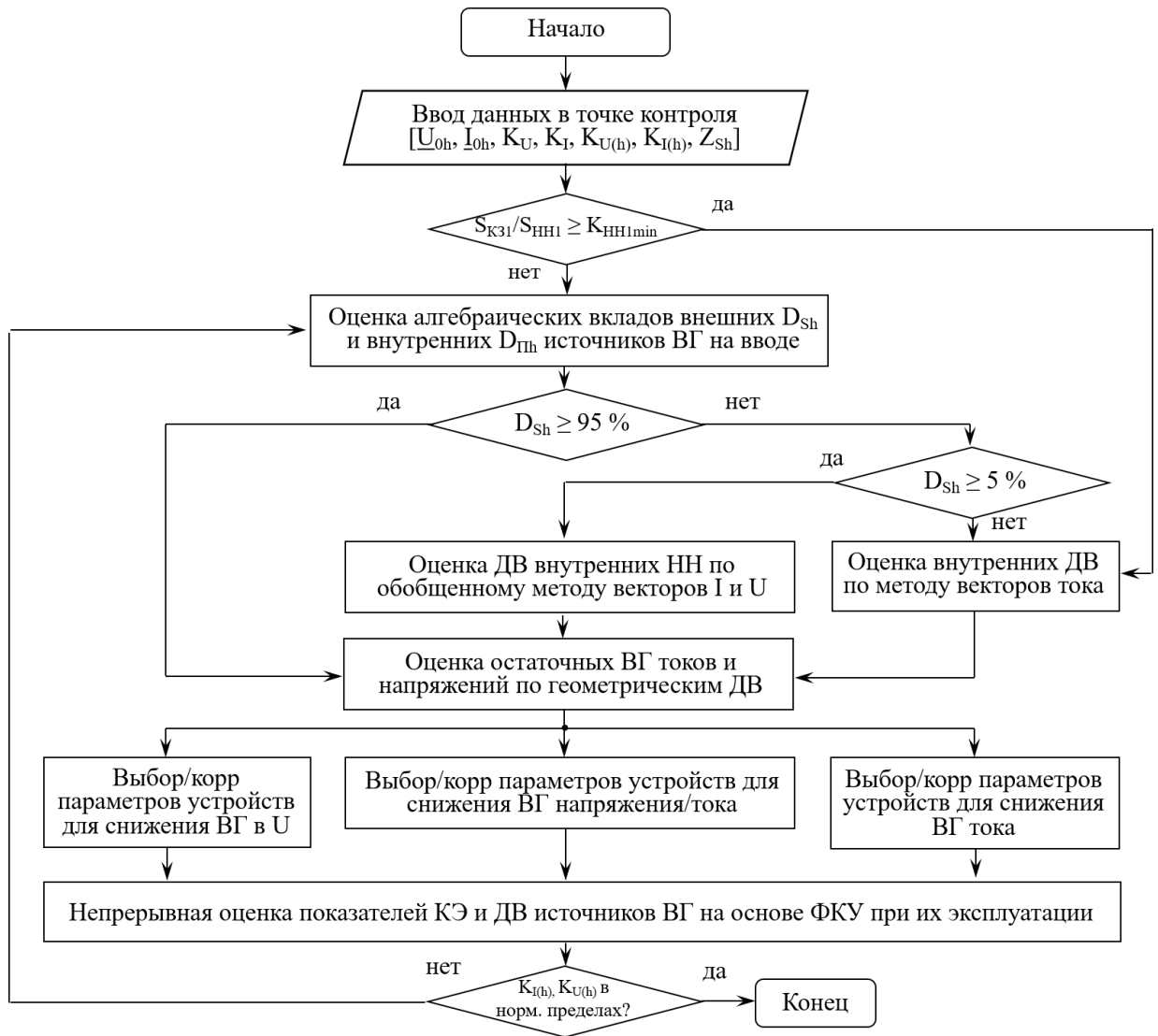


Рисунок 3.31 – Блок-схема алгоритма выбора методов определения долевых вкладов (составлено автором)

Суть алгоритма заключается в следующем. Первоначально отбираются узлы нагрузки для проведения измерений, которые определяются превышением показателей КЭ относительно нормативных значений. В данном узле нагрузки проводится предварительная оценка влияния внешней НН на ВГ напряжения по критерию S_{K31}/S_{HH1} , который для сетей напряжением 10 кВ $K_{HH1min} = 350$, для сетей напряжением 0,4 кВ $K_{HH1min} = 250$. Далее на основе выявленного сопротивления системы на частотах ВГ относительно рассматриваемого узла нагрузки и измеренных значений ВГ тока и напряжения узла нагрузки проводится расчет алгебраического долевого вклада внешних и внутренних НН по обобщенному методу определения ДВ. При значении такого долевого вклада более 95 % определяются остаточные значения ВГ тока и напряжения по геометрическим ДВ

и применяются методы ограничения ВГ в напряжении питающей сети [85, 105, 132, 203, 278]. При значении такого долевого вклада менее 5 % применяется метод оценки ДВ присоединений, основанный на измерении векторов тока на частотах ВГ [89, 248]. Далее оцениваются остаточные значения ВГ тока и напряжения по геометрическим ДВ и выбираются параметры устройств снижения уровня ВГ в токе и места их подключения. Места подключения ФКУ выбираются на основе алгебраических ДВ присоединений, а параметры (номинальный ток, степень компенсации) на основе геометрических ДВ присоединений с учетом существующих методик выбора параметров ФКУ [7, 77, 168, 214]. Значения 95 и 5 % выбраны в качестве пороговых при оценке влияния внешней НН, так как при оценке ДВ могут иметь место некоторые погрешности измерений и расчета, а ход последующих действий остается неизменным ввиду доминирующего влияния внутренних или внешних НН. При значении ДВ внешней НН от 5 до 95 % необходимо применять обобщенный метод оценки ДВ в узле нагрузки на основе измерения векторов тока и напряжения на частотах ВГ, что позволяет оценить присоединение с наибольшим долевым вкладом как по току, так и по напряжению. Далее оцениваются остаточные значения ВГ тока и напряжения по геометрическим ДВ и выбираются параметры устройств снижения уровня ВГ в токе/напряжении, а также места их подключения. При внедрении ФКУ с целью снижения уровня ВГ в узле нагрузки необходимо с их помощью проводить мониторинг ДВ источников искажений на основе метода оценки ДВ с применением ФКУ, а также осуществлять контроль долевого вклада и коэффициентов гармонических составляющих напряжения и тока при изменении состава НН.

3.5 Выводы по Главе 3

1. На основе экспериментальных исследований проведено сравнение существующих методов оценки долевого вклада источников искажений при различных режимах работы внешних источников искажений и нагрузки потребителя, позволяющее выявить основные достоинства и недостатки рассматриваемых методов с целью их анализа при разработке усовершенствованного метода.

2. Разработан обобщенный метод определения ДВ источников искажений, основанный на измерении векторов тока и напряжения на частотах ВГ, позволяющий проводить выбор присоединения с наибольшим алгебраическим вкладом и оценку взаимосвязанных уровней снижения ВГ тока и напряжения по геометрическим ДВ.

3. Разработан метод определения долевых вкладов на основе применения фильтрокомпенсирующих устройств, который позволяет рассчитывать долевые вклады распределенных источников искажений при скомпенсированных значениях гармоник токов и напряжений в узле нагрузки.

4. Разработан способ определения долевых вкладов источников искажений на основе применения пассивного фильтра шунтирующего типа, который позволяет независимо от наличия внешних искажений проводить оценку долевых вкладов присоединений и остаточного напряжения у потребителей.

5. Разработан способ определения долевых вкладов источников искажений на основе применения активного фильтра параллельного типа, который позволяет в режиме компенсации гармоник тока определять долевые вклады внешних источников искажений и в режиме компенсации гармоник напряжения определять долевые вклады внутренних источников искажений.

6. Разработан алгоритм выбора и применения методов оценки долевых вкладов источников искажений, который содержит последовательный выбор методов в зависимости от алгебраических ДВ распределенных источников искажений, оценку остаточных значений ВГ тока и напряжения по геометрическим ДВ и учитывает непрерывную оценку долевых вкладов на этапе эксплуатации фильтрокомпенсирующих устройств.

ГЛАВА 4 ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ СРЕДСТВ КОМПЕНСАЦИИ ВЫСШИХ ГАРМОНИК В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ДОЛЕВЫХ ВКЛАДОВ ИСТОЧНИКОВ ИСКАЖЕНИЙ

4.1 Функционирование конденсаторных установок при различных параметрах системы и наличии внешних источников искажений

Установки компенсации реактивной мощности в виде конденсаторных батарей традиционно являются одним из часто применяемых видов оборудования в ЭТК предприятий как в сети 0,4 кВ, так и в сетях 6-10 кВ. Общие требования к перегрузкам конденсаторов представлены в [25]. Известно, что при наличии ВГ в сети предприятия работа конденсаторных батарей подвержена быстрому выходу из строя [1, 19, 56, 57, 129]. Это связано с возрастанием ВГ тока конденсаторов вследствие различного рода резонансных явлений [53, 75, 76, 260]. При этом наличие внешних НН приводит к возможности появления последовательного резонанса, а наличие внутренних НН приводит к возможности появления параллельного резонанса [24]. Частота, при которой возникают резонансные явления варьируется вследствие изменения параметров сети, внешних и внутренних НН, параметров ЛН, а также мощности конденсаторных батарей. В работах [98, 106, 110, 263] показано, что при определенном сочетании параметров нагрузки, сети и конденсаторных батарей можно обеспечить режим без перегрузок на конденсаторах. Причём, из результатов исследований следует, что далеко не все сочетания вышеуказанных параметров удовлетворяют условиям безопасной работы конденсаторных батарей, а при наличии внешних и внутренних НН обеспечение работы конденсаторов без перегрузок при отсутствии дополнительных мер по ограничению ВГ является очень сложной задачей. В таких условиях работа устройств компенсации реактивной мощности без применения антигармонических реакторов даже не рассматривается.

Существуют способы и устройства, направленные на минимизацию влияния нелинейной нагрузки на работу устройств компенсации реактивной мощности. Известен способ повышения КЭ, заключающийся в выделении из напряжения электрической сети ВГ напряжения, а также первой гармоники, определяемой

напряжением нулевой последовательности, выпрямлении выделенных гармоник напряжения, преобразовании выпрямленного напряжения в переменное напряжение с частотой, равной частоте первой гармоники сети, и возвращении переменного напряжения в электрическую сеть [80]. Недостатком известного способа является неполная компенсация ВГ, ограниченная характеристиками фильтров, входящих в его состав. Способ основан на применении силовых полупроводниковых систем, что приводит к увеличению стоимости оборудования. Также не учитывается влияние источников искажений, подключенных к внешнему узлу нагрузки.

Известен способ снижения уровня ВГ [274], который заключается в установке фильтров, состоящих из трех основных элементов: последовательно включенный реактор и резонансный шунтирующий фильтр. Последовательно включенный реактор ограничивает ВГ, генерируемые нелинейной нагрузкой в сеть. Резонансный шунтирующий фильтр состоит из LC цепи с резонансной частотой, настроенной на частоту гармоники напряжения, которую необходимо ослабить. На резонансной частоте шунтирующий фильтр имеет минимальное сопротивление, соответствующее активному сопротивлению реактора. Поэтому фильтр потребляет почти все генерируемые гармонические токи резонансной частоты с низким гармоническим искажением напряжения на этой частоте (напряжение равно произведению сопротивления реактора на протекающий через фильтр ток). Основным недостатком этого способа является то, что установка резонансного шунтирующего фильтра, настроенного лишь на одну гармонику, не позволяет уменьшить гармонические искажения до желаемых пределов. Для компенсации нескольких гармоник устанавливается несколько резонансных шунтирующих фильтров, что приводит к увеличению стоимости оборудования. Также не учитывается влияние источников искажений, подключенных к внешнему узлу нагрузки.

Известен способ повышения КЭ, заключающийся в снижении уровня ВГ путем настройки нескольких групп из последовательных контуров на резонанс напряжений по 5, 7, 11 и 13-й гармоникам [39]. Принцип действия таких устройств

основан на возникновении резонанса в их собственном колебательном контуре, настроенном на определенную частоту. Фильтры могут устанавливаться в сети для разделения линейных и нелинейных нагрузок (заградительные фильтры) и для поглощения (шунтирования) гармоник токов. Недостатком использования данных фильтров является неполная компенсация ВГ. Для каждого порядка гармоник требуется отдельный фильтр, настроенный на эту гармонику. Как правило, устанавливаются несколько фильтров, что приводит к увеличению стоимости оборудования. Также не учитывается влияние источников искажений, подключенных к внешнему узлу нагрузки.

Известен способ и устройство для компенсации появляющихся в сети искажений формы сетевого напряжения [234] на основе активного фильтра, содержащее импульсный преобразователь тока в виде инвертора и индуктивно-емкостную связь колебательного контура. Способ заключается в формировании импульсов управления силовыми ключами инвертора на основе определения пространственных векторов искаженного напряжения сети. Основным недостатком этого способа является наличие значительного количества электротехнических элементов как в управляющей цепи, так и в силовой части устройства, предназначенного для реализации способа, что приводит к снижению надежности предложенного устройства. Способ основан на применении силовых полупроводниковых систем, что приводит к значительному увеличению стоимости оборудования. Также не учитывается влияние источников искажений, подключенных к внешнему узлу нагрузки.

Известен способ снижения уровня ВГ [84], который заключается в размещении дополнительных реакторов, представляющих большое сопротивление для ВГ, в электрической сети. Предлагаемый способ основан на изменении амплитудно-частотной характеристики узла сети, так как сеть содержит как индуктивные, так и емкостные элементы. При фиксированном составе электрической нагрузки и определенном сочетании дополнительных реакторов ограничивается весь спектр высших гармоник до требуемых пределов. Основным недостатком этого способа является то, что в условиях режима работы нелинейной

нагрузки с динамичным изменением потребляемого искаженного тока не обеспечивается полная компенсация гармонических искажений в напряжении и токе.

В работе [85] предложен разработанный автором способ снижения влияния ВГ на электрооборудование при наличии источников искажений, подключенных к внешнему узлу нагрузки. Способ может быть использован в системах электроснабжения промышленных предприятий с неизменной и переменной нагрузкой для исключения перегрузок от ВГ электрооборудования. Результат такого способа заключается в снижении несинусоидальности напряжения сети и уменьшении влияния ВГ тока на работу электрооборудования при наличии НН, подключенной к внешнему узлу нагрузки. В этом случае необходимо увеличивать сопротивление системы для ослабления ВГ напряжения, поступающих от внешнего узла нагрузки. А при возникновении ВГ со стороны внутренней НН исследуемого предприятия уменьшают несинусоидальность падения напряжения на сопротивлении системы с помощью установки емкостного сопротивления на выходе понижающего трансформатора, что приводит к снижению несинусоидальности напряжения в электрической сети предприятия в условиях переменной электрической нагрузки.

Рассмотрим работу конденсаторных батарей с антигармоническим реактором на примере предприятия малой мощности [38], подключенного к сети напряжением 6 кВ. Также в точке общего присоединения потребителей подключена мощная НН (например, нагрузка тяговой подстанции, питающей электрифицированную железную дорогу). С целью оценки основных закономерностей изменения показателей КЭ и перегрузок конденсаторов была построена упрощенная имитационная модель в MatLab Simulink, представленная на рисунке 4.1. На рисунке 4.1: ЛТ – последовательно соединенные линия электропередачи и трансформатор, ЛН – линейная нагрузка, НН – нелинейная нагрузка, КБ – конденсаторная батарея с антигармоническим ректором. НН представлена в виде неуправляемых выпрямителей с различными параметрами

звена постоянного тока. Параметры сети и электрических нагрузок представлены в таблице 4.1.

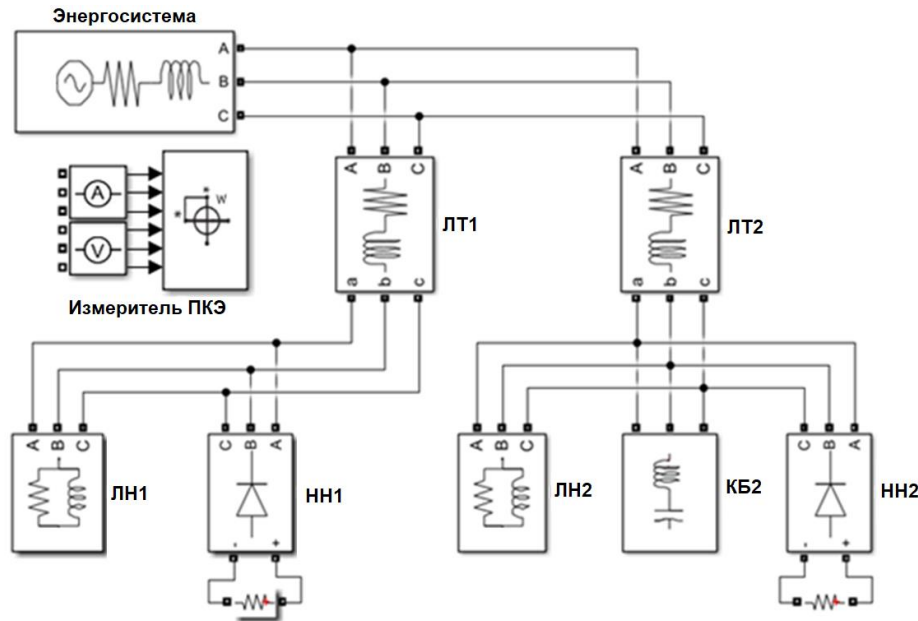


Рисунок 4.1 – Имитационная модель ЭТК предприятий при наличии внешней НН
(составлено автором)

Таблица 4.1 – Параметры сети и электрических нагрузок (по данным автора)

Наименование	Параметры и значения
Сеть	$U_s = 6 \text{ кВ}$, $X_s = 0,435 \text{ Ом}$
Линия 1	$l_1 = 1,5 \text{ км}$, $R_{01} = 0,125 \text{ Ом/км}$, $X_{01} = 0,077 \text{ Ом/км}$
Линия 2	$l_2 = 3 \text{ км}$, $R_{02} = 0,253 \text{ Ом/км}$, $X_{02} = 0,09 \text{ Ом/км}$
Трансформатор 1	$S_{T1} = 6,3 \text{ МВА}$, $U_{T1} = 6/0,4 \text{ кВ}$, $P_{K31} = 36 \text{ кВт}$, $U_{K31} = 8\%$
Трансформатор 2	$S_{T2} = 2,5 \text{ МВА}$, $U_{T2} = 6/0,4 \text{ кВ}$, $\Delta P_{K32} = 18,2 \text{ кВт}$, $U_{K32} = 6\%$
ЛН	$P_{ЛН1} = 2,7 \text{ МВт}$, $Q_{ЛН1} = 2 \text{ Мвар}$, $P_{ЛН2} = 1,3 \text{ МВт}$, $Q_{ЛН2} = 1 \text{ Мвар}$
НН	$P_{НН1} = 2,7 \text{ МВт}$, $Q_{НН1} = 0,8 \text{ Мвар}$, $P_{НН2} = 1 \text{ МВт}$, $Q_{НН2} = 0,3 \text{ Мвар}$
КБ	$X_L = 17,5 \text{ Ом}$, $X_C = 250 \text{ Ом}$, частота расстройки 189 Гц

При проведении исследований рассматривается электрическая сеть, к которой подключены два потребителя с номинальной мощностью вводных силовых трансформаторов 6300 кВА и 2500 кВА. Ток короткого замыкания в точке общего присоединения составляет 6,5 кА, напряжение сети 6 кВ. Исходные параметры системы, нагрузки и сети представлены в таблице 4.1. При этом рассматривались два случая:

- нагрузка первого потребителя только нелинейная ($S_{НН1}$, $S_{ЛН1} = 0$), нагрузка второго потребителя только линейная ($S_{НН2} = 0$, $S_{ЛН2}$);
- нагрузка первого потребителя только линейная ($S_{НН1} = 0$, $S_{ЛН1}$), нагрузка

второго потребителя соответствует параметрам таблицы 4.1 ($S_{\text{НН2}}$, $S_{\text{ЛН2}}$).

Зависимости напряжения на конденсаторах на 5 и 7-й гармонике (U_5 , U_7) в относительных единицах (относительно максимального значения напряжения на 5 и 7-й гармонике) от сопротивления системы (X_S) для второго потребителя представлены на рисунке 4.2. При этом сопротивление системы варьировалось в пределах от 0,1 до 1,4 Ом.

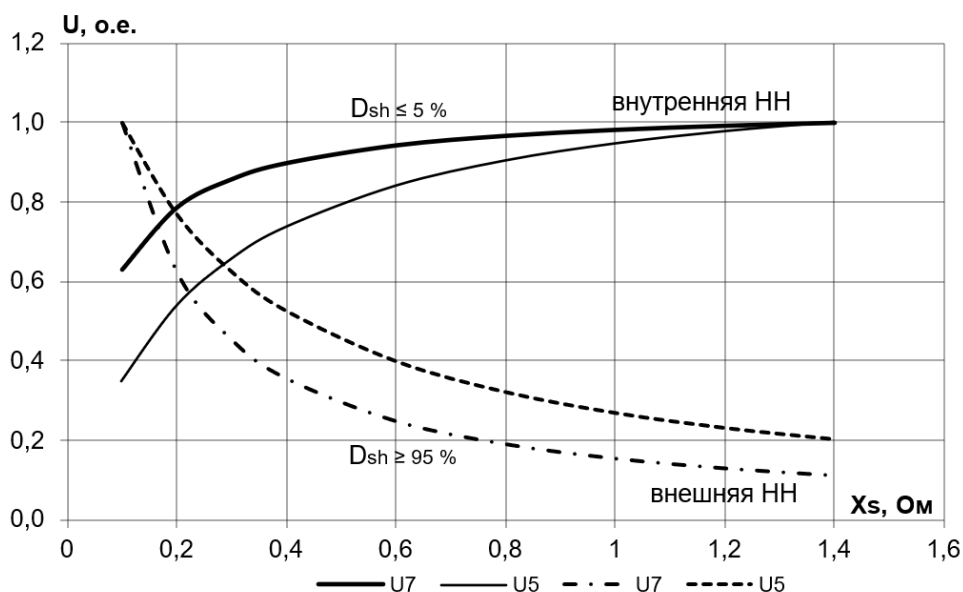


Рисунок 4.2 – Зависимости напряжения на конденсаторах на 5 и 7-й гармонике от сопротивления системы для второго потребителя (составлено автором)

Из графика следует, что при наличии ВГ со стороны питающей сети зависимость напряжения на конденсаторах от сопротивления системы имеет убывающий характер и, наоборот, при наличии искажений со стороны внутренней НН – возрастающий характер. Таким образом, уменьшение сопротивления системы при наличии гармоник со стороны внутренней НН приводит к снижению перегрузки на КБ, как и увеличение сопротивления системы при наличии гармоник со стороны внешней НН. При этом отсутствуют резонансные явления на генерируемых НН гармониках. Из этого следует, что увеличение или уменьшение сопротивления системы для минимизации перегрузки КБ высшими гармониками определяется местоположением НН относительно ввода предприятия, что определяется долевым вкладом источников искажения в несинусоидальность напряжения. Указанный характер зависимостей наблюдается для случаев с сильно

различающейся мощностью НН, то есть при соотношении долевых вкладов выше 95 % и 5 % для внешней НН и наоборот для внутренней НН. Построение таких зависимостей при других соотношениях долевых вкладов не позволяет однозначно рекомендовать снижение или увеличение сопротивления системы для снижения уровня ВГ в узле нагрузки. Однако, были выявлены закономерности, позволяющие рекомендовать увеличение сопротивления системы с целью минимизации влияния внешних источников искажений. На основании обобщенной схемы, представленной на рисунке 2.38, можно записать выражение (4.1):

$$\underline{U}_{Sh} = \underline{U}_{0h} + \underline{I}_{0h} \cdot \underline{Z}_{Sh}, \quad \underline{I}_{0h} = \underline{I}_{Ph} - \underline{I}_h. \quad (4.1)$$

Если учесть, что для сетей 0,4-10 кВ характерно представление энергосистемы и линейной нагрузки активно-индуктивным сопротивлением на частотах ВГ, то из выражения (4.1) следует, что при значениях угла сдвига фаз между ВГ напряжения и ВГ вводного тока в узле нагрузки от 0 до 90° увеличение сопротивления системы приводит к уменьшению ВГ напряжения в рассматриваемом узле нагрузки. Такому условию соответствует протекание тока ВГ на вводом присоединении узла нагрузки от источника к нагрузке. Также если $\underline{I}_h = 0$, то увеличение сопротивления системы для рассматриваемых условий приводит к уменьшению ВГ напряжения в узле нагрузки. Таким образом, получен критерий, по которому можно проводить оценку необходимости снижения уровня ВГ напряжения в узле нагрузки путем увеличения сопротивления системы. При этом долевой вклад внешнего источника искажений превышает 95 %, что согласуется с ранее полученными результатами.

Изменение сопротивления системы возможно осуществлять с помощью переключения отпаяк на трансформаторе, а также путем установки дополнительных реакторов, в том числе токоограничивающих. В любом случае, такая задача должна решаться в конкретных условиях с учетом корректировки параметров срабатывания устройств релейной защиты и анализа потерь напряжения на основной частоте в ЭТК предприятия [101].

Таким образом, для повышения эффективности функционирования КБ при наличии ВГ возможно применение следующей последовательности шагов с учетом ДВ источников искажения:

1. Определение долевого вклада источников искажения относительно узла нагрузки. В случае доминирующего вклада либо внешней НН, либо внутренней НН проводится варьирование мощности КБ и определение возможного рабочего диапазона мощностей КБ (варьирование мощности КБ), при которых КБ работает без перегрузок и при условии выполнения нормативных требований по коэффициенту мощности.

2. В случае невыполнения требований по варьированию мощности КБ необходима установка антигармонического реактора с частотой расстройки от частоты наименьшей присутствующей в сети гармоники.

3. В случае невыполнения требований по работе КБ без перегрузок по току дополнительно необходимо рассмотреть изменение параметров питающей сети в зависимости от ДВ источников искажений.

3.1. В случае доминирующего влияния внешней НН необходимо предусмотреть мероприятия по увеличению сопротивления системы, которые рассматриваются в зависимости от конкретных условий функционирования ЭТК предприятия (например, дополнительный реактор последовательно с питающим трансформатором).

3.2. В случае доминирующего влияния внутренних НН необходимо предусмотреть мероприятия по уменьшению сопротивления системы, которые рассматриваются в зависимости от конкретных условий функционирования ЭТК предприятия (например, регулирование количества отпаяк трансформатора, либо шунтирование подключенных реакторов в сети).

4. В случае получения неудовлетворительных результатов после реализации пунктов 1 – 3, должны быть применены пассивные или активные ФКУ.

4.2 Размещение дополнительных реакторов в сети при возникновении искажений со стороны энергоснабжающей организации

Рассмотрим применение разработанного выше способа на реальном промышленном объекте. Исследования проводились на предприятии малой мощности (до 5 МВА), осуществляющее свою деятельность в пищевой отрасли Ленинградской области. Электроснабжение предприятия осуществляется от высоковольтных линий ОАО «Ленэнерго» посредством двух понижающих трансформаторных подстанций 110/10 кВ. Далее, по двум вводным фидерам электроэнергия передается к четырем распределительным понижающим трансформаторам 10/0,4 кВ, расположенным в ЭТК предприятия. Номинальная мощность каждого трансформатора составляет 1000 кВА. Однолинейная обобщенная принципиальная одна секция 10 кВ представлена на рисунке 4.3.

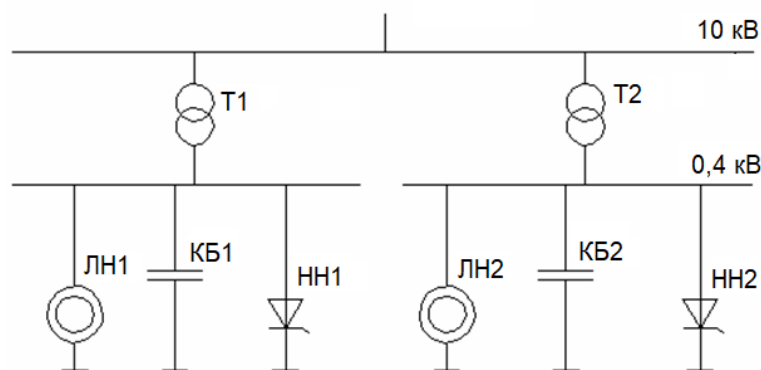


Рисунок 4.3 - Обобщенная однолинейная принципиальная схема одной секции шин предприятия (составлено автором)

На каждой секции шин трансформаторной подстанции установлены автоматические установки компенсации реактивной мощности (КРМ), предназначенные для автоматического ступенчатого регулирования коэффициента мощности: КБ-1, КБ-2. В условиях эксплуатации часто выходят из строя конденсаторы установок КРМ, что приводит к постоянным затратам по их замене. Кроме этого, периодически останавливалась работа технологической линии по упаковке производимой продукции из-за ошибок, выдаваемых устройствами контроля параметров электропотребления на линии. Основная электрическая нагрузка на предприятии – это АД. Отдельные установки включают в свой состав частотные преобразователи, установленная мощность которых не превышает 30 %

нагрузки предприятия. Нагрузка на предприятии имеет переменный характер. Потребляемый ток в пределах одной секции шин изменяется от 400 до 1300 А. КБ максимальной мощностью 600 квар имеет 12 ступеней регулирования.

Анализ измеренных показателей КЭ за продолжительное время показал, что наибольшего значения суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения достигает в конце каждого месяца (около 15 %), когда производится отключение большей части нагрузки предприятия для проведения технического обслуживания и планового ремонта оборудования. Следовательно, возрастает перегрузка КБ по току. Для таких условий были получены осциллограммы тока КБ и напряжения на секции шин 0,4 кВ (рисунок 4.4).

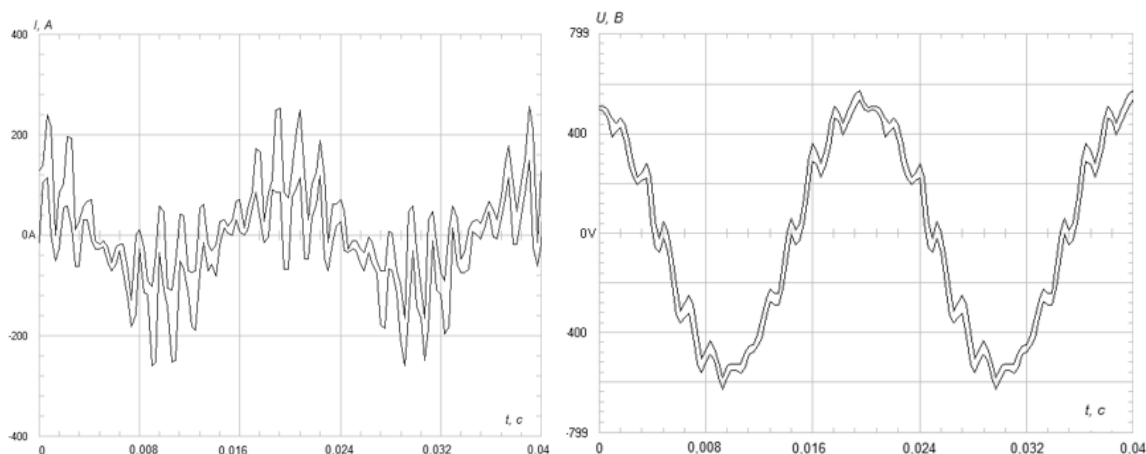


Рисунок 4.4 - Осциллограмма тока КБ (слева) и напряжения на секции шин 0,4 кВ (справа) (составлено автором)

Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения составляет около 13 %, а перегрузка конденсаторных батарей достигает 70 %. Значение коэффициента мощности сети поддерживается на уровне 0,94.

В процессе эксплуатации ЭТК предприятия было выявлено, что к сети 10 кВ на выше расположенной подстанции 110/10 кВ также подключена мощная НН тяговой подстанции [246]. Так как имеется возможность отключения нагрузки предприятия малой мощности в рамках проведения обслуживания оборудования, то были выполнены измерения при ее отсутствии и наличии подключенной внешней НН. Кроме этого, режим работы внешней НН не является постоянным и имеются результаты измерений при «чистой» работе предприятия малой мощности (рисунок 4.5).

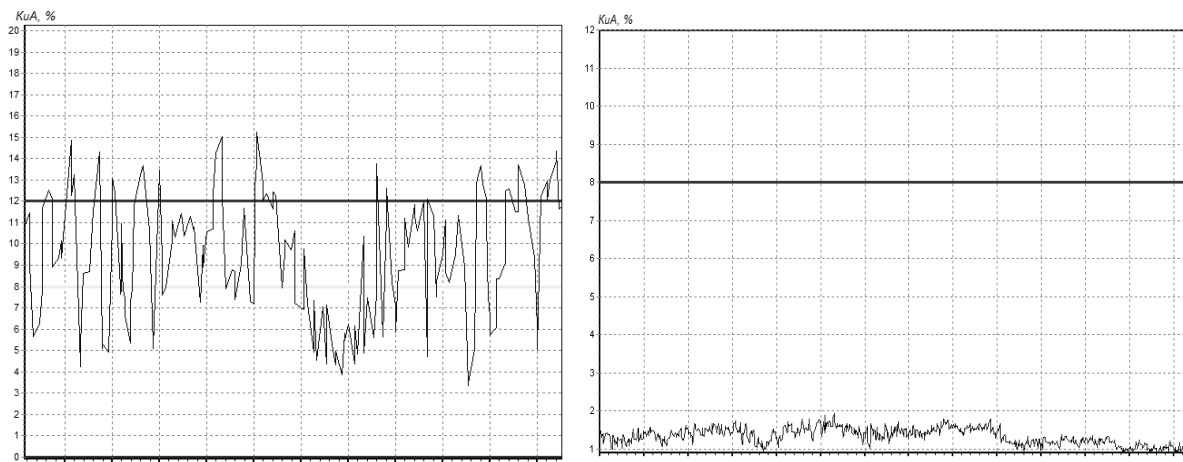


Рисунок 4.5 - Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения: при подключенной сторонней мощной НН (слева) и при ее отсутствии (справа) (составлено автором)

На основании проведенных измерений был определен доленой вклад внешней НН, который составил около 110 %, что свидетельствует о шунтирующем эффекте нагрузки рассматриваемого предприятия и ее компенсирующем вкладе около 10 %. Следует отметить, что частотно-регулируемые электроприводы, которые подключены к рассматриваемой секции шин, вносят лишь незначительные искажения в несинусоидальность напряжения (не превышает 2 %). В таком случае увеличение сопротивления системы приведет к снижению гармоник напряжения в узле нагрузки.

На основании обобщенной принципиальной однолинейной схемы предприятия и оценки доленых вкладов источников искажений была составлена обобщенная схема замещения, представленная на рисунке 4.6.

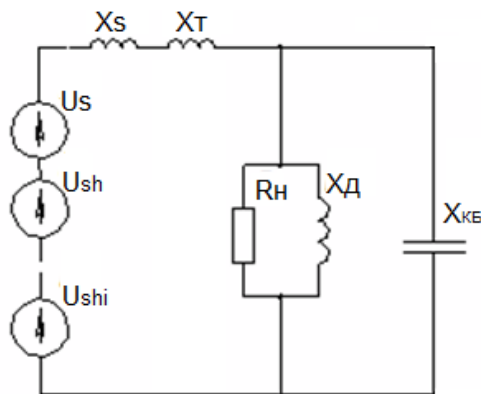


Рисунок 4.6 – Обобщенная схема замещения нагрузки на секции шин 0,4 кВ (составлено автором)

Электроснабжение потребителей секции шин 0,4 кВ осуществляется через силовой трансформатор 10/0,4 кВ мощностью 1000 кВА. Сопротивление трансформатора $X_T = 0,008$ Ом и системы $X_S = 0,0026$ Ом. Параметры нагрузки: $R_H = 3 \div 0,3$ Ом, $X_D = 1,7 \div 0,17$ Ом, $X_{KB} = 3,2 \div 0,32$ Ом (соответствует изменению реактивной мощности на шинах подстанции Q_{KB} от 50 до 500 квар), $K_{U11} = 6\%$, $K_{U13} = 5\%$. Расчеты показали, что на конденсаторах возникает перегрузка по току, значительно превышающая допустимую величину в 30%. В таком случае, необходима установка антигармонического реактора с частотой настройки на 189 Гц, что позволяет снизить перегрузку КБ до допустимых пределов. Однако, такое мероприятие защищает конденсаторы от перегрузки, а гармоники в напряжении на шинах 0,4 кВ превышают допустимые пределы. При доминирующем ДВ внешней нелинейной нагрузки увеличение сопротивления системы приводит к снижению влияния внешней нелинейной нагрузки на оборудование, подключенное в узле нагрузки. Были проведены расчеты снижения уровня ВГ напряжения на секции 0,4 кВ при установке дополнительного реактора в разрез шин вводного присоединения. Выбор параметров таких устройств определяется исходя из следующих условий: потери напряжения в сети предприятия не должны превышать 5 % от номинального напряжения сети; коэффициент перегрузки КБ по току не должен превышать допустимого $K_{перI} \leq 1,3$. Была построена зависимость коэффициента гармонических составляющих 11 и 13-й гармоники от мощности КБ при различных параметрах сопротивления системы, представленная на рисунке 4.7, где K_{U11} , K_{U13} - коэффициенты гармонических составляющих 11 и 13-й гармоники при базовых параметрах сопротивления системы; $K_{U11_доп}$, $K_{U13_доп}$ – допустимые по ГОСТ 32144-2013 коэффициенты гармонических составляющих 11 и 13-й гармоники; $K_{U11(Xp1)}$, $K_{U13(Xp1)}$ – коэффициенты гармонических составляющих 11 и 13-й гармоники при дополнительно подключенном реакторе ($X_{p1} = 0,01$ Ом, $X_{p2} = 0,02$ Ом). Из графика следует, что при подключении реактора K_{U11} и K_{U13} в узле нагрузки снижаются в $1,1 \div 1,5$ раза для X_{p1} и в $1,2 \div 1,93$ раза для X_{p2} в зависимости от мощности нагрузки. Дополнительно подключенное сопротивление реактора позволяет выявить диапазон нагрузки на секции шин 0,4 кВ, при котором

возможно снижение ВГ напряжения ниже допустимых пределов (например, для K_{U11} и K_{U13} при X_{p1} диапазон составляет от 200 до 500 квар установки КРМ и соответствующей мощности ЛН).

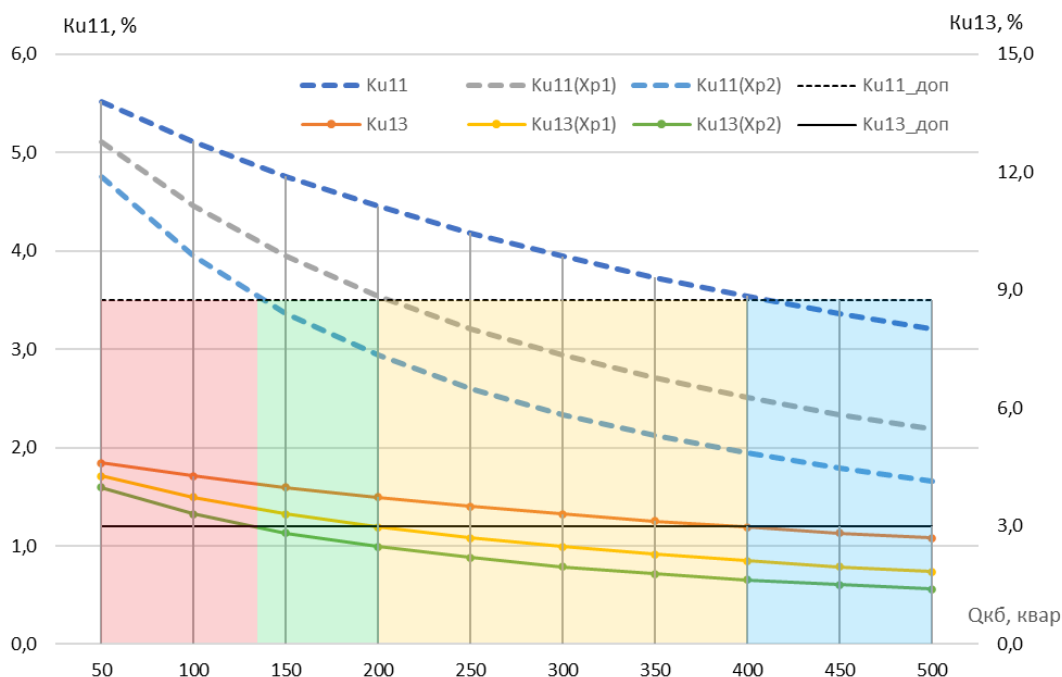


Рисунок 4.7 - Зависимость коэффициента гармонических составляющих 11 и 13-й гармоники от мощности КБ при различных параметрах сопротивления системы (составлено автором)

Применение подобного рода реактора осуществлялось в рамках промышленных экспериментов на предприятии малой мощности [103, 132, 249]. В случае недостаточного снижения ВГ напряжения и перегрузки КБ следует применять пассивные и активные ФКУ с учетом оценки долевых вкладов, что рассматривается в следующих разделах.

4.3 Оценка влияния внешних источников искажений на работу пассивных корректирующих устройств

При наличии внешних источников искажений относительно узла нагрузки возникают проблемы с выбором параметров устройств снижения уровня ВГ. Одним из основных типов пассивных фильтров, применяемых на практике, является шунтирующий узкополосный пассивный фильтр. Такой ПФ является цепочкой с низким сопротивлением на определенной частоте для гармонических составляющих тока НН. При этом снижаются ВГ напряжения на настраиваемой частоте в узле

нагрузки. Существует большое количество методик выбора параметров пассивных фильтров, которые не учитывают влияние внешних источников искажений [88, 100, 138, 150, 200, 223]. При наличии внешнего источника искажений цепь пассивного фильтра будет дополнительно загружена гармоническими токами этого источника. Дополнительная нагрузка будет определяться как параметрами энергосистемы, так и параметрами нагрузки и фильтра, имеющихся у потребителя. В работах [139, 151] рассматривается проблема компенсации гармоник с помощью пассивного фильтра при изменяющихся во времени параметрах энергосистемы. В указанных работах разработан метод определения оптимальных параметров LC фильтра с учетом дискретных параметров конденсатора, изменяющихся во времени сопротивления системы, гармоник в напряжении и параметров нагрузки. Однако не учитывается долевой вклад внешнего источника искажений.

В работе [150] приведено детализированное исследование влияния параметров сети и фильтра на эффективность его работы. Также рассмотрено влияние внешнего источника искажений, которое может приводить к «странному» поведению токов и напряжений одной частоты. Отмечается, что максимальное или минимальное значение гармонических токов и напряжений обычно наблюдается на одной и той же резонансной частоте. Но при наличии внешних искажений это не так. В работах [140, 145, 227] показано, что электрическая сеть ведет себя как гармонический источник тока и снижает эффективность работы пассивного фильтра с точки зрения компенсации гармоник. Однако, отсутствует оценка такого влияния в математической форме и связь с долевым вкладом внешних источников искажений. В работе [146] предлагается новый метод подавления гармоник с применением нелинейного токового индекса для определения параметров шунтирующего пассивного фильтра. Упор делается на поддержание коэффициента мощности в желаемых пределах при минимизации гармоник тока в точке общего присоединения потребителей. Также в ряде работ учитывается влияние внешних источников искажений [181, 221], но остается неясным каким образом определять параметры внешнего источника искажений на практике.

Определение ДВ источников искажений является важной задачей при выборе параметров устройств для снижения влияния ВГ на электрооборудование. Это относится в первую очередь к внешним НН, влияние которых сложно учесть при выборе параметров как активных, так и пассивных фильтров. При этом важным критерием при выборе параметров фильтров является геометрический долевого вклад внешнего источника искажений, который формируется у потребителя при полной компенсации влияния внутренних источников искажений. Другими словами, какое значение ВГ напряжения останется у потребителя при исключении влияния внутренних источников искажений.

При дальнейших исследованиях по определению влияния внешних НН на перегрузку ПФ оценка долевых вкладов внутренних и внешних НН может проводиться по разработанным обобщенному методу векторов тока/ напряжения, либо на основе применения рассматриваемых пассивных фильтров шунтирующего типа (метод с применением ФКУ). Так как в данном разделе рассматривается влияние внешних источников искажений на перегрузку пассивного фильтра гармоник, то для оценки ДВ источников искажений целесообразно применять метод на основе применения ФКУ, рассмотренный в разделе 3.3.1. В этом случае долевого вклад источников искажений можно определять по выражению (4.2):

$$D_{1h} = \frac{I_{1Ph} \cdot \cos(\psi_{1Ph} - \psi_{12Ph})}{|I_{0h} + I_{Ph}|}, \quad D_{2h} = \frac{I_{2Ph} \cdot \cos(\psi_{2Ph} - \psi_{12Ph})}{|I_{0h} + I_{Ph}|}. \quad (4.2)$$

где ψ_{1Ph} , ψ_{2Ph} – фаза ВГ тока первого потребителя, второго потребителя, град; ψ_{12Ph} – фаза ВГ суммарного тока вводного присоединения и пассивного фильтра, град. Также было показано, что наличие внешнего источника искажений не оказывает влияния на определение долевых вкладов внутренних источников искажений. Это свойство предложенного метода позволяет одному потребителю независимо от внешних условий (наличие внешних искажений) определять наиболее весомые присоединения с целью дальнейшей компенсации искажений.

Наличие внешних искажений приводит к дополнительной загрузке шунтирующего пассивного фильтра гармоническими составляющими тока внешнего источника. При этом дополнительная загрузка пассивного фильтра будет

постоянно изменяться и зависеть от многих параметров: начальной фазы гармонических токов НН, типов выпрямителей, мощности короткого замыкания в узле нагрузки, параметров фильтра, ЛН т.д. С точки зрения перегрузки важно оценить максимально возможное значение, которое будет определяться гармоническим напряжением внешнего источника искажений U_{Sh} , то есть геометрическим долевым вкладом внешнего источника искажений, что можно оценить по формуле (4.3):

$$\underline{U}_{Sh} = \underline{I}_{oh} \cdot Z_{Sh} - \underline{U}_{oh}, \quad D_{Sh} = \frac{U_{Sh}}{U_{oh}}. \quad (4.3)$$

Долевой вклад внешнего источника искажений D_{Sh} будет определять максимальную добавку по току к перегрузке пассивного фильтра гармоник, которая определяется изначально токами внутренних источников искажений.

Описание имитационной модели

Исследования в рамках данного раздела проводилось на основе имитационного моделирования в Simulink MatLab. Упрощенная однолинейная схема электрической сети потребителя представлена на рисунке 4.8. Данная схема содержит различные типы преобразователей электрической энергии, ЛН в виде АД и КБ с антигармоническим реактором, а также шунтирующий пассивный фильтр для оценки долевого вклада источников искажений и перегрузки фильтра токами внешних источников искажений.

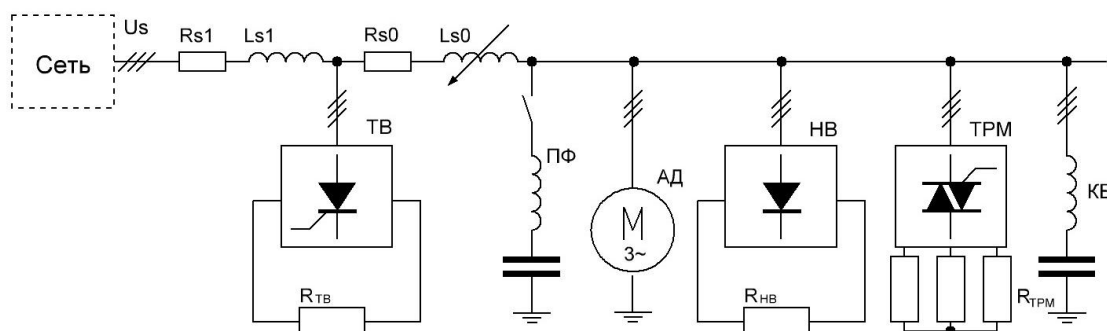


Рисунок 4.8 - Схема имитационной модели для оценки перегрузки пассивного фильтра (составлено автором)

Параметры нагрузки и сети представлены в таблице 4.2. Порядок и значения параметров имитационной модели выбирались исходя из их соответствия параметрам реального оборудования в лаборатории.

Таблица 4.2 - Параметры схемы для моделирования (по данным автора)

Элемент схемы	Параметры
Сеть	$U_S = 0,4 \text{ кВ}$, $R_{S1} = 0,18 \text{ Ом}$, $L_{S1} = 1,75 \text{ мГн}$
Вводное присоединение Z_{S0} (шаг 1)	$R_{S0} = 0,22 \text{ Ом}$, $L_{S0} = 1,71 \text{ мГн}$
Вводное присоединение Z_{S0} (шаг 2)	$R_{S0} = 0,83 \text{ Ом}$, $L_{S0} = 4,8 \text{ мГн}$
Вводное присоединение Z_{S0} (шаг 3)	$R_{S0} = 1,0 \text{ Ом}$, $L_{S0} = 10,96 \text{ мГн}$
Вводное присоединение Z_{S0} (шаг 4)	$R_{S0} = 1,49 \text{ Ом}$, $L_{S0} = 14,73 \text{ мГн}$
Асинхронный двигатель (АД)	$P_{АД} = 1,5 \text{ кВт}$, $\eta = 76 \%$, $\cos\varphi = 0,74$
Тиристорный выпрямитель (ТВ)	$U_{ТВ} = 0,38 \text{ кВ}$, $R_{ТВ} = [20; 200] \text{ Ом}$
Тиристорный регулятор мощности (ТРМ)	$U_{ТРМ} = 0,38 \text{ кВ}$, $R_{ТРМ} = 32,3 \text{ Ом}$
Неуправляемый выпрямитель (НВ)	$U_{НВ} = 0,38 \text{ кВ}$, $R_{НВ} = 96,8 \text{ Ом}$
Конденсаторная установка (КБ)	$Q_{КБ} = 0,5 \text{ квар}$, $f_{настройки} = 134 \text{ Гц}$
Пассивный фильтр (ПФ)	$L_{ПФ} = 14,1 \text{ мГн}$, $C_{ПФ} = 31 \text{ мкФ}$

Моделирование проводилось в несколько этапов.

Этап 1. Оценка долевых вкладов внутренних источников искажений. Проводилась оценка долевых вкладов внутренних источников искажений по предложенному методу. При этом варьировались параметры внешнего источника искажений ТВ и параметры питающей линии Z_{S0} .

Этап 2. Оценка долевых вкладов внешних источников искажений. Проводилась оценка долевого вклада внешнего источника искажений по предложенному методу. При этом варьировались параметры внешнего источника искажений ТВ и параметры питающей линии Z_{S0} .

Этап 3. Оценка перегрузки шунтирующего пассивного фильтра гармоническими составляющими тока внешнего источника искажений. Проводилась оценка дополнительной загрузки пассивного фильтра гармоническими токами внешнего источника искажений по предложенному методу. При этом варьировались параметры внешнего источника искажений ТВ и параметры питающей линии Z_{S0} . Для различного состава нагрузки (режим 1 – вся нагрузка потребителя подключена, режим 2 – вся нагрузка потребителя подключена и отключен НВ, режим 3 – вся нагрузка потребителя подключена и отключен ТРМ) измерялись следующие значения гармонического тока пассивного фильтра:

- при отсутствии внешних искажений ($I_{ПФh_0}$);
- при наличии внешних искажений ($I_{ПФh_1}$);

- при полностью отключенной нагрузке потребителя и наличии внешнего источника искажений ТВ ($I_{ПФh_2}$).

Отношение $\Delta I_{ПФ1h} = I_{ПФh_1}/I_{ПФh_0}$ показывает реальную/фактическую добавку к гармоническому току пассивного фильтра от внешнего источника искажений, так как суммарный гармонический ток пассивного фильтра представляет собой геометрическое суммирование составляющих от всех источников искажений. Отношение $\Delta I_{ПФ2h} = I_{ПФh_2}/I_{ПФh_0}$ показывает максимальную добавку к гармоническому току пассивного фильтра от внешнего источника искажений, так как составляющие от внутренних источников искажений отсутствуют.

Значения варьируемых параметров и состав электрического оборудования при проведении моделирования представлен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Параметры моделирования (по данным автора)

№	ТВ	НВ	ТРМ	АД	КБ	Параметры	
						Z_{S0}	$R_{ТВ}$, Ом
1 и 2	+	+	+	+	+	шаг 1 – шаг 4	[20; 200]
3	+	+/-	+/-	+	+		

На этапе 1 и 2 подключены все типы ЛН и НН. На этапе 3 состав нагрузки изменятся за счет отключения части НН потребителя.

Долевой вклад внутренних источников искажений при вариации параметров внешнего источника и питающей линии

На рисунке 4.9 представлены зависимости долевого вклада внутренних источников искажений (НВ, ТРМ), а также вклады ЛН (АД, КБ) в зависимости от параметров питающей линии. Индекс 1 соответствует отключенной внешней НН (ТВ), индекс 2 соответствует подключенной внешней НН (ТВ). Из графика видно, что долевой вклад НВ варьируется от 60 до 70 %, долевой вклад ТРМ варьируется от 30 до 45 %, долевой вклад АД составляет около 0 %, а долевой вклад КБ варьируется от 0 до -5 %. Долевой вклад КБ является отрицательным и свидетельствует о компенсирующем воздействии на суммарные искажения. При этом КБ могут быть отключены на время проведения измерений с целью повышения точности расчета долевого вклада.

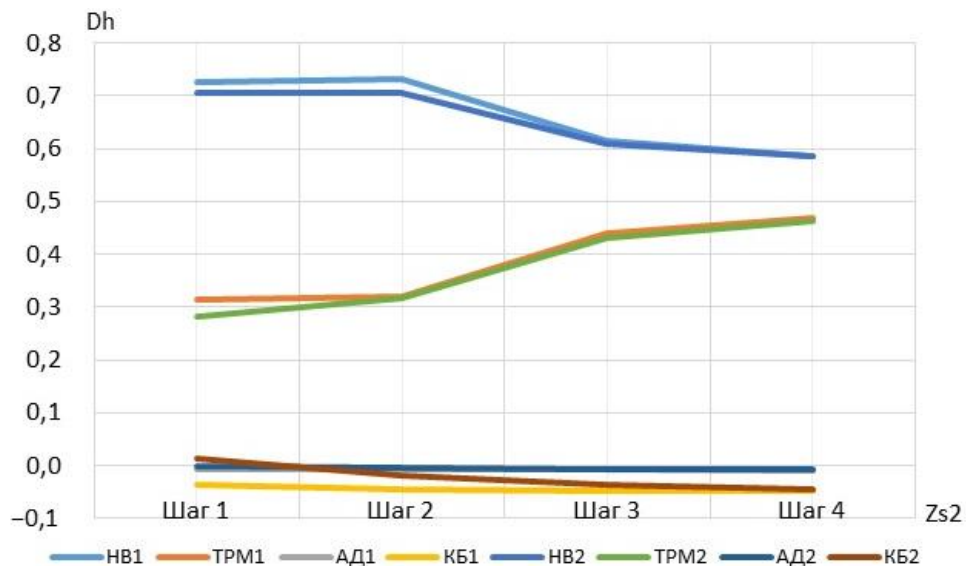


Рисунок 4.9 - Зависимость долевых вкладов нагрузки потребителя при $R_{ТВ} = 20$ Ом от сопротивления питающей линии (составлено автором)

Долевые вклады внутренних источников искажений остаются практически неизменными при наличии и отсутствии внешних источников искажений. Это позволяет проводить оценку долевых вкладов внутренних источников искажений независимо от внешних. Вместе с тем, долевые вклады НВ и ТРМ изменяются при разных параметрах питающей линии, что объясняется изменением их внутреннего сопротивления на частотах ВГ. Относительная погрешность оценки долевых вкладов в процентах до и после подключения внешней НН определялась по выражению (4.4):

$$\delta D_h = 100 \cdot \frac{D_{h1} - D_{h2}}{D_{h1}}, \quad (4.4)$$

где D_{h1} – долевой вклад внутренних НН при отключенном ТВ; D_{h2} – долевой вклад внутренних НН при подключенном ТВ.

Значения погрешности оценки долевых вкладов при наличии и отсутствии внешних искажений представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Погрешности долевых вкладов НВ и ТРМ (ТВ включен/отключен) (по данным автора)

$R_{ТВ}, \text{Ом}$	$\delta D_{НВh}, \%$				$\delta D_{ТРМh}, \%$			
	Шаг 1	Шаг 2	Шаг 3	Шаг 4	Шаг 1	Шаг 2	Шаг 3	Шаг 4
20	3,0	3,6	0,8	0,2	9,7	0,6	1,4	1,1
80	0,4	0,8	0,2	0,1	2,1	0,3	0,1	0,2
140	0,2	0,4	0,1	0,1	1,2	0,2	0,1	0,1
200	0,1	0,3	0,1	0,1	0,9	0,2	0,1	0,1

Погрешность оценки долевых вкладов нагрузки потребителя при наличии и отсутствии внешних искажений растет с увеличением доли внешней нелинейной нагрузки ТВ и сопротивления питающей линии, но не превышает 10 % для рассматриваемых условий. При этом K_U у потребителя при отключенной нагрузке достигал 15 %.

Долевой вклад внешнего источника искажений при вариации параметров питающей линии

На рисунке 4.10 представлены зависимости долевого вклада внешнего источника искажений D_{Sh} в зависимости от сопротивления $R_{ТВ}$ и параметров питающей линии. Вся нагрузка лабораторного стенда подключена. Долевой вклад определялся по выражению (4.2).

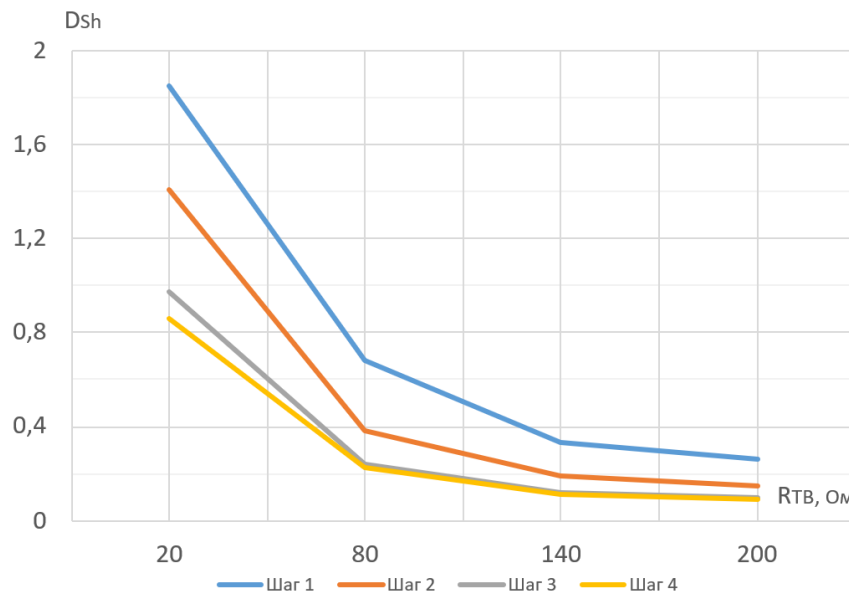


Рисунок 4.10 - Зависимость долевого вклада внешнего источника ТВ от $R_{ТВ}$ при разных сопротивлениях питающей линии (составлено автором)

Долевой вклад внешнего источника искажений снижается при уменьшении мощности внешнего источника и при увеличении сопротивления питающей линии. На практике можно снизить сопротивление питающей линии с помощью варьирования параметров вводного трансформатора, которое определяется по формуле (4.5):

$$Z_T = Z_{Tном} \cdot (1 \pm \beta \cdot N)^2, \quad (4.5)$$

где Z_T – сопротивление трансформатора при изменении коэффициента трансформации, Ом; $Z_{Tном}$ – сопротивление трансформатора при номинальном напряжении, Ом; N – количество ответвлений; β – изменение напряжения при переводе переключателя ответвления в одно следующее положение, о.е.

Оценка перегрузки шунтирующего пассивного фильтра гармоническими составляющими тока внешнего источника искажений

В рамках имитационного моделирования была проведена оценка гармонического тока пассивного фильтра при наличии внешнего источника искажений. На рисунке 4.11 представлены зависимости относительных значений гармонического тока пассивного фильтра $\Delta I_{ПФн}$ от активного сопротивления внешнего источника искажений $R_{ТВ}$ при различном составе нагрузки. Зависимости на рисунке 4.11 соответствуют сопротивлению питающей линии с шагом 1.

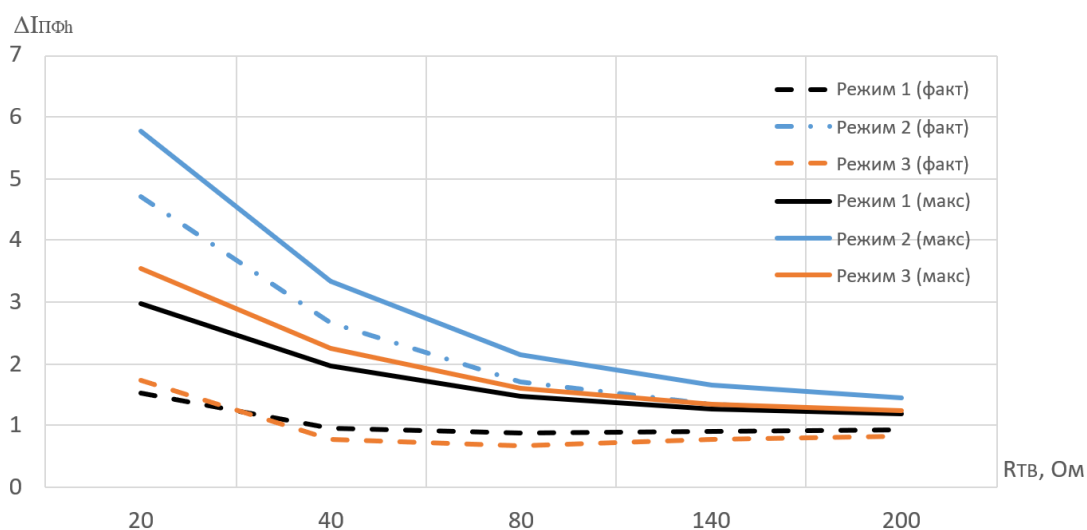


Рисунок 4.11 - Зависимости $\Delta I_{ПФн}$ от $R_{ТВ}$ при различном составе нагрузки и сопротивлении питающей линии с шагом 1 (составлено автором)

Из графика видно, что при увеличении мощности внешнего источника искажений гармонический ток пассивного фильтра увеличивается. Однако имеются значения, которые находятся ниже единицы, что связано с различными типами выпрямителей в схеме (это соответствует случаям с индексом «факт»). Относительная добавка к гармоническому току пассивного фильтра от внешнего источника искажений зависит от состава и типа нелинейных электрических

нагрузок. Это означает, что гармонические составляющие токов, возникающие от разных типов полупроводниковых преобразователей, могут компенсировать друг друга в ветви пассивного фильтра. Однако, при наличии источников искажений с одинаковыми типами выпрямителей, гармонический ток пассивного фильтра может определяться алгебраической суммой составляющих от всех источников. Тогда добавка по току от внешнего источника искажений будет алгебраически прибавляться к току от внутренних источников (это соответствует случаям с индексом «макс»).

Были проведены дополнительные исследования с помощью рассмотренной ранее имитационной модели, в которой все НН были приведены к одному типу (неуправляемые выпрямители). Проводилась оценка значений $\Delta I_{\text{ПФ1h}}$ (добавка «факт») и $\Delta I_{\text{ПФ2h}}$ (добавка «макс»), а также сравнивались между собой эти значения. Результаты представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Оценка гармонического тока пассивного фильтра при одинаковых типах НН (по данным автора)

R _{тв} , Ом	I _{ПФh_0} , А		I _{ПФh_2} , А		I _{ПФh_0} + I _{ПФh_2} , А		I _{ПФh_1} , А		Δ_1 , %		Δ_4 , %	
	Шаг 1	Шаг 4	Шаг 1	Шаг 4	Шаг 1	Шаг 4	Шаг 1	Шаг 4	Шаг 1	Шаг 4	Шаг 1	Шаг 4
20	1,611	1,751	1,761	0,446	3,372	2,197	3,271	2,016	3,00		8,24	
40			0,902	0,23	2,513	1,981	2,450	1,860	2,51		6,11	
80			0,457	0,117	2,068	1,868	2,031	1,787	1,79		4,34	
140			0,263	0,067	1,874	1,818	1,851	1,764	1,23		2,97	
200			0,185	0,047	1,796	1,798	1,779	1,758	0,95		2,22	

Из данных таблицы 4.5 видно, что при одинаковых типах полупроводниковых преобразователей максимальная и реальная добавка отличаются друг от друга на 3 % при сопротивлении питающей сети с шагом 1 и на 8 % при сопротивлении питающей сети с шагом 4. Очевидно, что при увеличении сопротивления питающей линии, добавка к гармоническому току пассивного фильтра от внешнего источника искажений уменьшается. При оценке полупроводниковых преобразователей внешних источников искажений зачастую отсутствует информация об их параметрах и типах. Поэтому целесообразным представляется оценка именно максимальной добавки к гармоническому току фильтра от внешних источников искажений.

С точки зрения перегрузки пассивного фильтра на основной частоте интерес представляет вклад добавки по току от внешнего источника искажений в действующее значение тока пассивного фильтра. На рисунке 4.12 представлена зависимость отношения действующего тока с учетом максимальной добавки $I_{\text{макс}}$ к действующему току с учетом реальной/фактической добавки $I_{\text{факт}}$ при различном составе нагрузки и сопротивлении питающей линии.

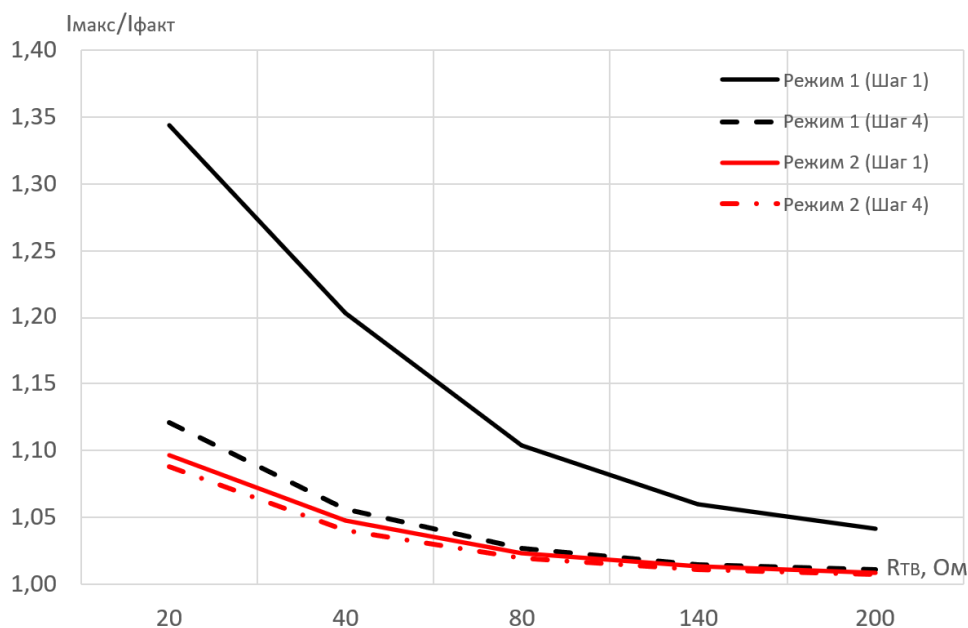


Рисунок 4.12 - Зависимость отношения действующего тока с учетом максимальной добавки к действующему току с учетом реальной добавки (составлено автором)

Из графика следует, что действующее значение тока, рассчитанное с учетом максимальной добавки, превышает действующее значение тока пассивного фильтра для режима 1 (три разных типа НН) на 34 %. Это соответствует следующим параметрам сети и нагрузки: $S_{\text{ТВ}} = 11$ кВА, $S_{\text{НВ}} = 2,8$ кВА, $S_{\text{ТРМ}} = 2,7$ кВА, $S_{\text{КЗ1}}/S_{\text{КЗ0}} = 2$ (параметры питающей линии с шагом 1). Для параметров режима 1, приближенных к низковольтным электрическим сетям ($S_{\text{КЗ1}}/S_{\text{КЗ0}} = 10$), превышение составляет около 10 %.

Аналитический расчет перегрузки пассивного фильтра гармоническими составляющими тока внешнего источника искажений

Дополнительную загрузку пассивного фильтра ВГ можно получить аналитически [258]. Из приведенных выше зависимостей ясно, что дополнительная нагрузка фильтра определяется в основном следующими параметрами:

- мощность внешнего источника искажений;
- мощность короткого замыкания в точке подключения НН потребителя;
- мощность короткого замыкания в точке подключения внешней НН;
- параметрами пассивного фильтра ВГ.

Связь указанных параметров можно показать на примере упрощенной схемы замещения, представленной на рисунке 4.13, которая учитывает наличие внешних источников искажений, где $X_{д\text{н}}$, $X_{т\text{н}}$, $X_{п\text{фн}}$ – индуктивное сопротивление двигателя, трансформатора, ПФ на частоте ВГ, Ом; I_{Sh} , $I_{п\text{фн}}$ – ВГ тока внешней НН и ПФ на фильтруемой частоте, А.

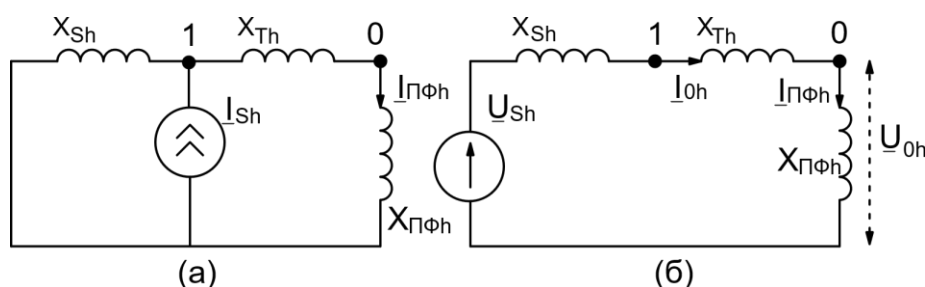


Рисунок 4.13 - Эквивалентная схема замещения с искажениями в напряжении
(составлено автором)

При рассмотрении указанных схем принят ряд допущений:

- не учитываются параметры нагрузки на ВГ, подключенной параллельно пассивному фильтру (на частоте настройки пассивного фильтра);
- параметры энергосистемы и питающего трансформатора приняты чисто индуктивными;
- не учитывается активное сопротивление пассивного фильтра ВГ.

Рассмотрим схему слева на рисунке 4.13. Эту схему можно рассматривать в случае, когда известны параметры внешней НН. Такой случай соответствует одному предприятию с разветвленной сетью, параметры нагрузки которого могут

быть известны на всех присоединениях. Из рисунка 4.13 очевидно, что ВГ тока ПФ можно определить по формуле (4.6):

$$I_{\text{ПФh}} = I_{\text{Sh}} \cdot \frac{X_{\text{Sh}}}{X_{\text{Sh}} + X_{\text{Th}} + X_{\text{ПФh}}}. \quad (4.6)$$

Далее можно представить параметры трансформатора и энергосистемы через мощность короткого замыкания $S_{\text{КЗ1}}$ в точке 1 и $S_{\text{КЗ0}}$ в точке 0, а параметры фильтра через расстройку фильтра f_r и мощность конденсаторной батареи фильтра на основной частоте $Q_{\text{ПФ}}$ (при 5 % расстройке фильтра $f_r = 0,95$). Тогда получается следующее выражение (4.7):

$$I_{\text{ПФh}} = \frac{I_{\text{Sh}}}{K_{\text{КЗ}} + \frac{a \cdot S_{\text{КЗ1}}}{h^2 \cdot Q_{\text{ПФ}}}}, a = \left(\frac{1}{f_r^2} - 1 \right), K_{\text{КЗ}} = \frac{S_{\text{КЗ1}}}{S_{\text{КЗ0}}}. \quad (4.7)$$

Если принять в качестве внешней НН неуправляемый выпрямитель со звеном постоянного тока в виде индуктивности, то параметры гармонических токов рассчитывают, как $I_h = I_1/h$. Тогда выражение (4.7) преобразуется к виду (4.8):

$$I_{\text{ПФh}} = \frac{S_{\text{НВ}}}{\sqrt{3} \cdot h \cdot U_{\text{ном}} \left(K_{\text{КЗ}} + \frac{a \cdot S_{\text{КЗ1}}}{h^2 \cdot Q_{\text{ПФ}}} \right)}. \quad (4.8)$$

Рассмотрим схему справа на рисунке 4.13. Эту схему можно рассматривать в случае, когда неизвестны параметры внешней НН. Такой случай соответствует одному предприятию, напряжение питания которого содержит гармонические искажения. В этом случае необходимо учитывать геометрический доленой вклад, который определяется гармоническим напряжением внешнего источника (через измеренные параметры $\underline{I}_{0h}$ и $\underline{U}_{0h}$), который можно определить по формуле (4.9):

$$\underline{U}_{\text{Sh}} = \underline{I}_{0h} \cdot j(X_{\text{Sh}} + X_{\text{Th}}) + \underline{U}_{0h}. \quad (4.9)$$

Тогда дополнительную загрузку ПФ гармониками тока внешнего источника искажений можно записать в виде формулы (4.10):

$$I_{\text{ПФh}} = \frac{h \cdot U_{\text{Sh}}}{U_{\text{ном}}^2 \cdot \left(\frac{h^2}{S_{\text{КЗ0}}} + \frac{a}{Q_{\text{ПФ}}} \right)} = \frac{h \cdot D_{\text{Sh}} \cdot U_{0h}}{U_{\text{ном}}^2 \cdot \left(\frac{h^2}{S_{\text{КЗ0}}} + \frac{a}{Q_{\text{ПФ}}} \right)}. \quad (4.10)$$

Верификация предложенного выражения (4.7) проводилась путем сравнения расчетных значений с результатами имитационного моделирования,

представленными в таблице 4.6. Параметры внешнего источника представлены для сопротивления звена постоянного тока равного 20 Ом [258].

Таблица 4.6 - Сравнение результатов расчета по (4.7) и результатов моделирования (по данным автора)

$K_{кз}$	$S_{кз1}, \text{kVA}$	I_{sh}, A	f_r	$I_{ПФн \text{ измер}}, \text{A}$	$I_{ПФн \text{ расч (4.7)}}, \text{A}$	$\Delta, \%$
2,00	250	4,82	0,966	1,855	1,938	-4,48
3,97		4,78		1,092	1,083	0,83
7,19		4,76		0,601	0,628	-4,49
9,40		4,75		0,470	0,488	-3,84

Из данных таблицы 4.6 следует, что погрешность оценки дополнительной загрузки пассивного фильтра гармониками тока внешних источников искажений относительно полученных токов имитационной модели не превышает 5 %. Таким образом, на основе выявленных уравнений, позволяющих проводить расчет дополнительной загрузки пассивного фильтра токами внешних источников искажений, можно оценить влияние внешних источников искажений в зависимости от коэффициента короткого замыкания, мощности и расстройки пассивного фильтра, порядка и значения гармонического тока внешних источников искажений.

Выявленные уравнения могут применяться в рамках существующих методик выбора параметров пассивных шунтирующих фильтров с целью учета влияния внешнего источника искажений на перегрузку пассивного фильтра гармоник.

4.4 Оценка влияния внешних источников искажений на работу активных корректирующих устройств

Наиболее совершенными устройствами по ограничению влияния ВГ на электрооборудование являются активные фильтры гармоник как комплексное решение задачи повышения КЭ [125, 187, 291]. Наличие внешних источников искажений усложняет выбор системы управления активным фильтром, снижает эффективность их работы [37, 169, 215]. Например, при работе параллельного активного фильтра остаются некомпенсированными искажения в напряжении, вызванные внешними источниками искажений. Кроме этого, остаются нерешёнными вопросы, связанные с выбором номинальных параметров активного

фильтра, в частности номинального тока, при наличии внешних и внутренних источников искажения.

Работа активных корректирующих устройств основана на различных системах управления. В настоящее время наиболее известными и используемыми в промышленности являются активные фильтры со следующими системами управления [61, 97, 143]:

- основанная на теории мгновенной мощности pq с использованием преобразования Кларк (pq метод);
- основанная на преобразовании Парка мгновенных токов в dq координатах (dq метод по основной частоте);
- основанная на преобразовании Парка мгновенных токов в dq координатах на частотах отдельных высших гармоник (dq метод по высшим гармоникам).

Система управления активным фильтром, построенная на основе pq теории позволяет реализовать три стратегии управления:

- поддержание значения активной мощности постоянным;
- обеспечение сетевого тока синусоидальной формы;
- поддержание значения реактивной мощности на минимальном уровне.

Все эти стратегии можно реализовать одновременно с помощью pq теории в случае синусоидального напряжения питающей сети. Однако, если напряжение питающей сети несинусоидальное, то реализовать можно только одну из трех стратегий [70, 143]. Одной из наиболее важных характеристик концепции мгновенной мнимой мощности является то, что для получения опорного сигнала тока, необходимого для компенсации реактивной и гармонических составляющих тока, используются фазные напряжения системы. В случае, если напряжение синусоидальное, постоянная составляющая значений p и q в координатах $\alpha\beta$ связана с основными составляющими в реальной системе координат ABC. Однако, если питающее напряжение является несинусоидальным, то система управления pq работает не эффективно. Гармоники напряжения вносят постоянную составляющую в p и q , поэтому эффективность компенсации активного фильтра шунтирующего типа снижается, как показано на рисунке 4.14 [241]. Из рисунка

4.14 следует, что чем больше гармонические искажения в напряжении системы, тем менее эффективными становятся фильтрующие способности активного фильтра.

Тогда необходимо применение дополнительных блоков pq системы управления активным фильтром, которые выделяют основную частоту в напряжении питающей сети. Следует отметить, даже в этом случае при наличии искажений в напряжении питающей сети, последние не компенсируются при установке активного фильтра шунтирующего типа. Аналогичный вывод справедлив и для активных фильтров, системы управления которыми основаны на преобразовании в системах координат dq .

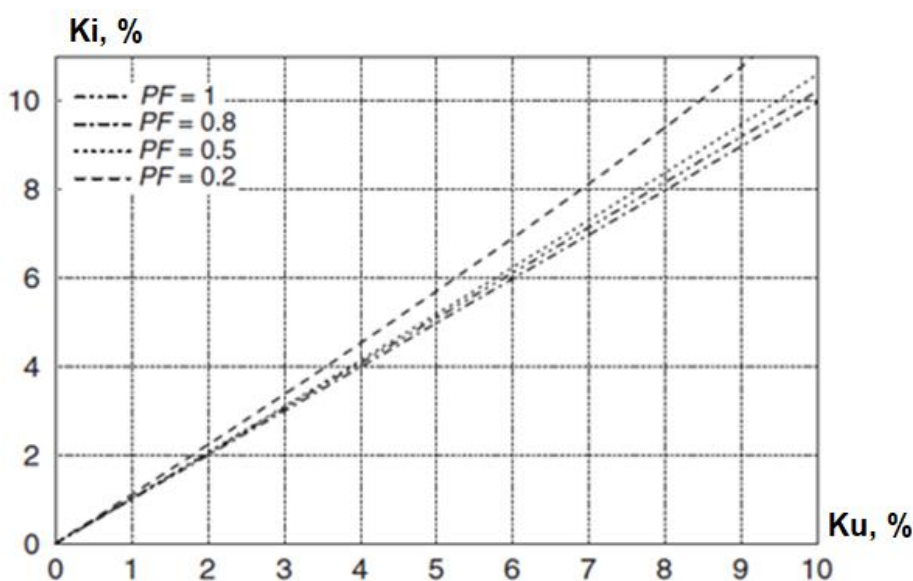


Рисунок 4.14 – Гармонические искажения тока при наличии искажений в напряжении [241]

Известна модификация системы управления параллельным активным фильтром, при которой компенсируются гармоники в напряжении при определённых значениях генерируемых гармонических токов. В этом случае необходимо генерировать такой компенсационный ток активного фильтра, который создает гармоническое падение напряжения на сопротивлении системы равное по амплитуде и в противофазе относительно гармоник напряжения, возникающих во внешней системе электроснабжения. Тогда получается, что путем применения активного фильтра параллельного типа можно скомпенсировать гармоники в токе и напряжении питающей сети.

В лабораторных условиях были проведены исследования различных режимов работы параллельного активного фильтра, способного компенсировать как гармоники в токе, так и гармоники в напряжении. Внешний вид лабораторной установки представлен на рисунке 4.15. Схема лабораторного стенда с активным фильтром представлена на рисунке 3.28. Параметры оборудования представлены в таблице 3.15, где $L_{S1} = 1,75 \text{ мГн}$, $R_{S0} = 0,83 \text{ Ом}$, $L_{S0} = 4,8 \text{ мГн}$.



Рисунок 4.15 – Лабораторная установка с активным фильтром гармоник
(фото автора)

При этом рассматривались различные режимы подключения НН:

Режим 1. Внутренний (НН подключена только со стороны потребителя, то есть ТВ отключен, ТРМ подключен).

Режим 2. Комбинированный (НН подключена как со стороны потребителя, так и со стороны сети, то есть ТВ и ТРМ подключены).

Режим 3. Внешний (НН подключена только со стороны электрической сети, то есть ТВ подключен, ТРМ отключен).

Были получены значения ВГ напряжения и тока в узле нагрузки при различных функциях компенсации искажений активного фильтра (компенсация

гармоник тока КГТ, компенсация гармоник напряжения КГН), которые представлены на рисунке 4.16. Из графика на рисунке 4.16 следует, что в режиме компенсации КГТ снижаются значения гармоник тока до минимальных значений (при этом внешние искажения в напряжения остаются), в режиме компенсации КГН снижаются значения гармоник напряжения до минимальных значений (при этом искажения в токе остаются), в комбинированном режиме возникает вопрос о применении той или иной системы компенсации, который необходимо решать на основе определения долевых вкладов источников искажений.

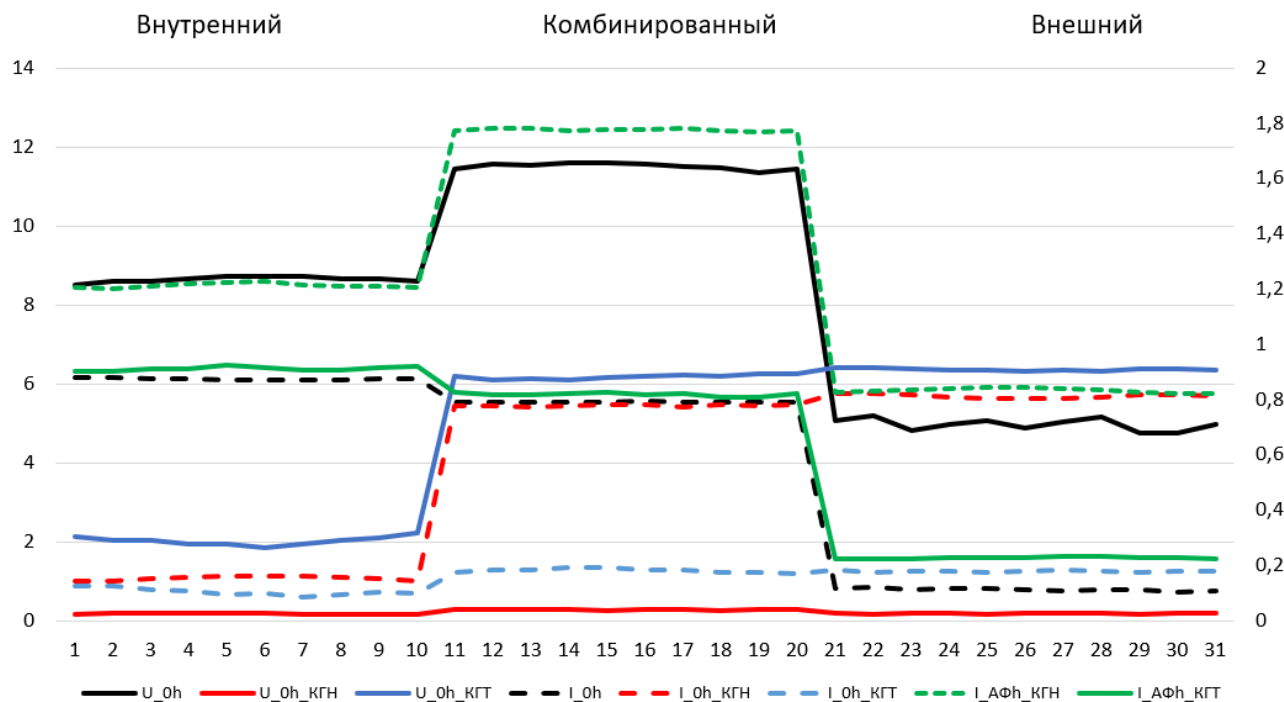


Рисунок 4.16 – Гармонические искажения в напряжении и токе при различных функциях компенсации искажений активного фильтра (компенсация гармоник тока КГТ, компенсация гармоник напряжения КГН) (составлено автором)

Значения гармонических токов и напряжений для различных режимов работы параллельного активного фильтра представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 - Значения гармонических токов (А) и напряжений (В) для различных режимов работы активного фильтра (по данным автора)

Режим	U_{0h}	I_{0h}	$U_{0_КГНh}$	$I_{0_КГНh}$	$U_{0_КГТh}$	$I_{0_КГТh}$	$I_{ПАФ_КГТh}$	$I_{ПАФ_КГНh}$
1	9	0,9	0,2	0,2	1,9	0,1	0,9	1,2
2	11,6	0,8	0,3	0,8	6,2	0,2	0,8	1,8
3	5	0,1	0,2	0,8	6,2	0,2	0,22	0,8

Для внутреннего режима КГТ приводит к снижению 5-й гармоники напряжения с 9 до 2 В, а 5-й гармоники тока с 0,9 до 0,1 А. Аналогичные результаты дает и КГН для внутреннего режима. Это объясняется тем, что гармоники в напряжении определяются гармониками в токе и соответствующим падением напряжения на сопротивлении системы. Для внешнего режима компенсация гармоник напряжения приводит к снижению 5-й гармоники напряжения с 5 до 0,2 В, а 5-я гармоника тока возрастает с 0,1 до 0,8 А. КГТ для этого режима лишь ухудшает показатели по гармониками в напряжении. Для комбинированного режима при долевого вкладе внешнего источника искажений 40 % целесообразнее применение КГТ, так как снижение 5-й гармоники тока и напряжения до требуемых значений достигается при токе активного фильтра в два раза меньшем, чем при реализации функции КГН.

Для более детального анализа комбинированного режима работы активного фильтра рассмотрим упрощенную схему замещения в виде активных двухполюсников, представленную на рисунке 4.17.

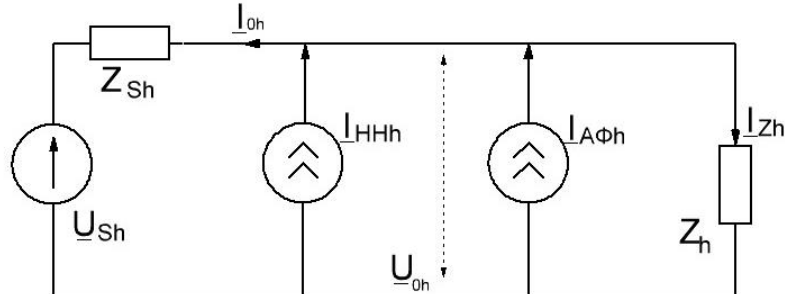


Рисунок 4.17 – Упрощенная схема замещения сети с эквивалентным источником тока и напряжения (составлено автором)

На основе представленной схемы замещения были получены зависимости ВГ тока и напряжения от геометрического ДВ внешнего источника искажений, позволяющие проводить оценку параметров ПАФ в случае КГН и КГТ при различных ДВ источников ВГ (рисунок 4.18). Такие зависимости были получены при отсутствии подключения активного фильтра шунтирующего типа, при его подключении с реализацией функции КГТ, при его подключении с реализацией функции КГН. Из графика на рисунке 4.18 следует, что при увеличении долевого вклада внешних источников искажений снижается эффективность применения

активного фильтра с функцией КГТ. При наличии только внешнего источника искажений гармоническое напряжение на шинах потребителя минимизируется только при реализации функции КГН. При наличии только внутреннего источника искажений указанные функции эквивалентны друг другу, так как долевой вклад внешнего источника равен нулю.

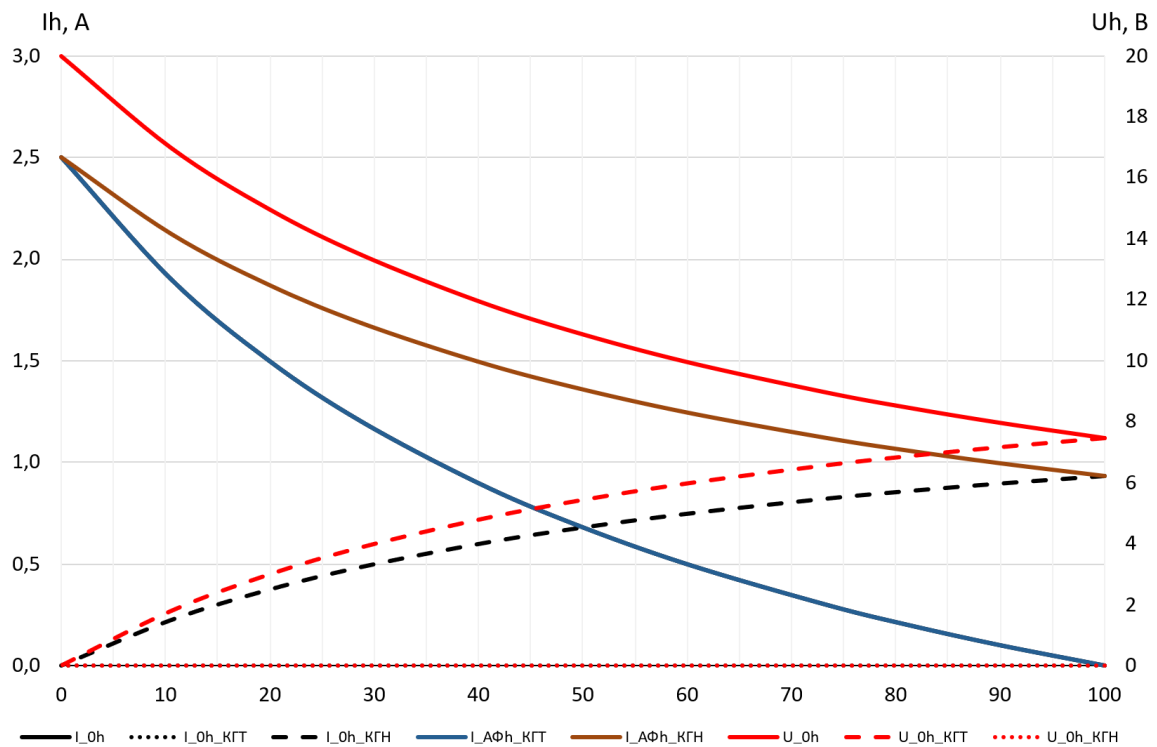


Рисунок 4.18 – Зависимость значений гармоник тока, гармоник напряжения, компенсационного тока активного фильтра в разных режимах компенсации гармоник в зависимости от долевого вклада внешнего источника искажений (составлено автором)

При промежуточных долевых вкладах необходимо проводить оценку остаточных гармонических токов и гармонических напряжений в узле нагрузки, которые показывают какая необходима мощность активного фильтра для компенсации гармоник в токе и в напряжении. Таким образом, в зависимости от долевого вклада внешнего источника искажений, можно выбрать систему компенсации гармоник тока или напряжения, которая эффективно снизит гармонические искажения до требуемых ГОСТ пределов. При этом необходимо с помощью геометрического ДВ проводить оценку остаточных значений ВГ напряжения при КГТ и остаточных значений ВГ тока при КГН. Были получены

аналитические выражения, позволяющие проводить оценку остаточных ВГ тока при реализации функции КГН и соответствующих ВГ тока ПАФ по формуле (4.11):

$$I_{\text{ПАФ_КГН}} = \sqrt{\sum_{h=2}^n \left(I_{\text{НН}h} + \frac{U_{Sh}}{Z_{Sh}} \right)^2}, \quad I_{0h_ост} = \frac{U_{Sh}}{Z_{Sh}}. \quad (4.11)$$

Также были получены аналитические выражения, позволяющие проводить оценку остаточных ВГ напряжения при реализации функции КГТ и соответствующих ВГ тока ПАФ по формуле (4.12):

$$I_{\text{ПАФ_КГТ}} = \sqrt{\sum_{h=2}^n I_{\text{НН}h}^2}, \quad U_{0h_ост} = U_{Sh}. \quad (4.12)$$

На основе представленных выражений можно проводить выбор параметров активного фильтра, который позволяет компенсировать гармоники в токе и в напряжении при наличии распределенных источников искажений.

4.5 Разработка метода выбора средств снижения гармоник на основе выявления долевого вклада источников искажений

На основе представленных в 4 главе исследований был создан метод выбора средств снижения уровня ВГ, учитывающий долевые вклады источников искажений, подключенных как со стороны сети, так и со стороны нагрузки. Последовательность применения систематизированной совокупности разработанных шагов, методик, способов и алгоритмов можно представить в виде блок-схемы на рисунке 4.19.

Первоначально необходимо провести отбор n количества гармоник, превышающих нормативные значения по результатам измерений в узле нагрузки. По значениям ВГ тока на вводном присоединении узла нагрузки и ВГ напряжения на шинах узла нагрузки определяются взаимосвязанные долевые вклады по напряжению и току на частотах ВГ. Исходя из выявленного алгебраического долевого вклада источников искажений намечаются несколько направлений дальнейших действий.

При доминирующем вкладе внутренних источников искажений ($D_{\text{Пн}} \geq 95 \%$) необходимо проводить последовательный выбор средств снижения ВГ с точки зрения наименьших затрат на оборудование, применение которых приводит к

нормализации уровней ВГ по току и напряжению. Последовательность применения способов и устройств в данном случае: применение способов снижения сопротивления системы (раздел 4.1); применение пассивных фильтров гармоник с учетом существующего уровня компенсации реактивной мощности; применение активного фильтра параллельного типа с компенсацией гармоник тока (раздел 4.4).

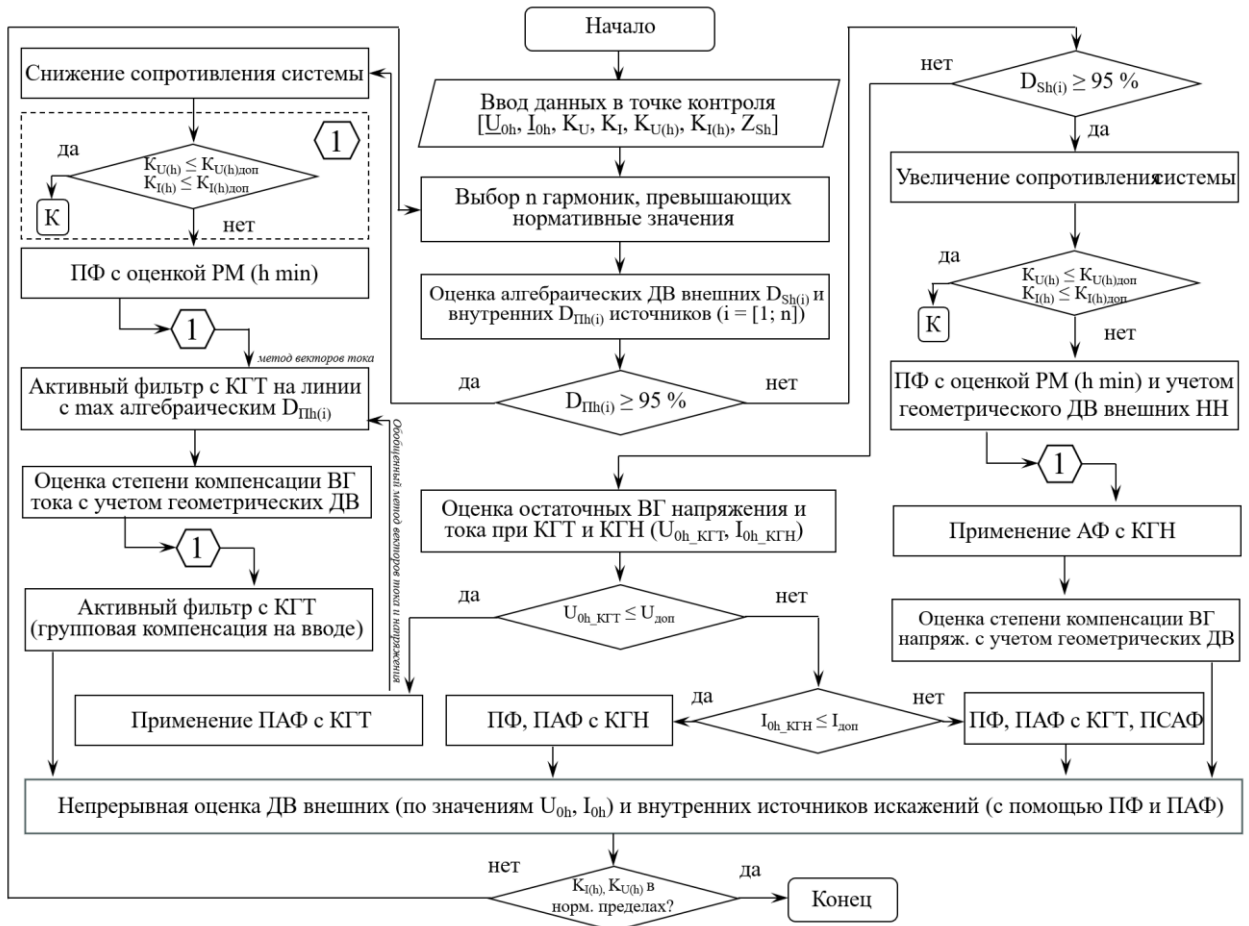


Рисунок 4.19 – Блок-схема алгоритма применения метода выбора средств снижения уровня ВГ на основе выявления долевых вкладов источников искажений (составлено автором)

Компенсацию гармоник тока необходимо проводить в первую очередь на присоединении с наибольшим алгебраическим ДВ. В данном случае можно применять метод векторов тока, так как внешние источники искажений отсутствуют. Параметры пассивного фильтра шунтирующего типа выбираются на основе геометрических ДВ по методикам, представленным, например, в [39]. Степень компенсации гармоник тока (например, с помощью параллельного активного фильтра) целесообразно выбирать по выявленному критерию, который

определяется исходя из геометрических долевых вкладов по току источников искажений. Данный подход можно продемонстрировать на рисунке 4.20.

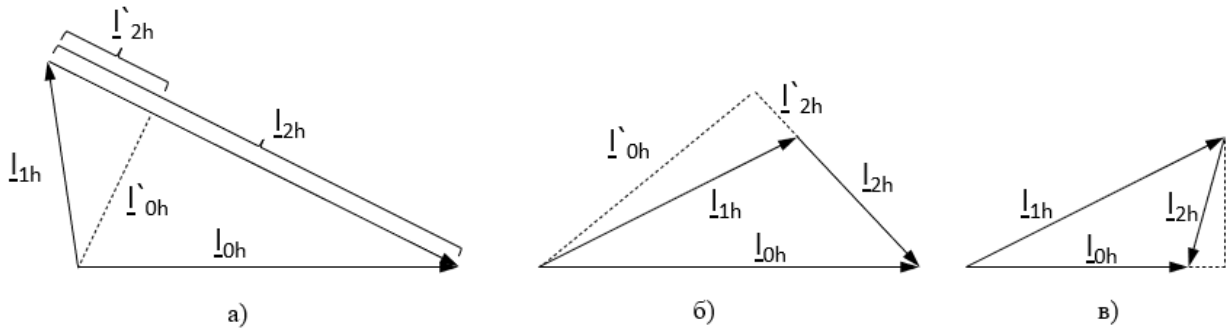


Рисунок 4.20 – Оценка степени компенсации гармоник тока в зависимости от геометрических долевых вкладов (составлено автором)

Исходя из векторной диаграммы на рисунке 4.20 (а) видно, что полная компенсация тока I_{2h} нецелесообразна, так как в этом случае I_{0h} будет определяться током I_{1h} , который больше по значению тока I_{0h} . В рассматриваемом случае долевой вклад тока I_{2h} в ток I_{0h} превышает 100 % и целесообразно уменьшать ток I_{2h} на величину, при которой I_{0h} станет минимальным (равным I_{0h}^*). При отсутствии внешних источников искажений ВГ напряжения в узле нагрузки также будет минимальным при условии компенсации тока I_{2h} на величину δI_{2h} (такой ток может быть референсным в системах управления активным фильтром), что определяется формулой (4.13):

$$\delta I_{2h} = I_{2h} - I_{2h}^* = \frac{I_{2h}^2 - I_{1h}^2 + I_{0h}^2}{2I_{2h}}. \quad (4.13)$$

Из рисунка 4.20 (б) следует, что долевой вклад присоединения с I_{2h} находится в диапазоне от 0 до 100 %. При этом максимального снижения тока I_{0h} можно добиться путем полной компенсации тока I_{2h} , что определяется его геометрическим ДВ.

Из рисунка 4.20 (в) следует, что долевой вклад присоединения с I_{2h} менее 0 %, что свидетельствует о компенсирующем эффекте данного присоединения в долевой вклад тока I_{0h} . Поэтому в данном случае степень компенсации тока I_{2h} должна быть равна 0.

В случае неудовлетворительных результатов при компенсации гармоник тока на присоединении с наибольшим ДВ следует осуществлять компенсацию гармоник

тока на следующем присоединении с учетом геометрического ДВ по току, либо осуществлять групповую компенсацию гармоник тока для нормализации уровней ВГ по току и напряжению в узле нагрузки.

При доминирующем вкладе внешних источников искажений ($D_{Sh} \geq 95 \%$) также необходимо проводить последовательный выбор средств снижения ВГ с точки зрения наименьших затрат на оборудование, применение которых приводит к нормализации уровней ВГ по току и напряжению. Последовательность применения способов и устройств в данном случае: применение способов увеличения сопротивления системы (раздел 4.1, 4.2); применение пассивных фильтров гармоник с учетом долевого вклада внешних источников искажений (раздел 4.3); применение активного фильтра параллельного типа с компенсацией гармоник напряжения (раздел 4.4). В данном случае нормализацию уровней ВГ следует проводить на вводном присоединении узла нагрузки (так как отсутствуют внутренние источники искажений), либо в узле нагрузки с подключенным чувствительным оборудованием к сниженному КЭ. При установке пассивного фильтра шунтирующего типа в рассматриваемом узле нагрузки снижаются гармоники напряжения на настроенной частоте фильтра. При этом его параметры будут определяться геометрическим ДВ внешних источников искажений. Такой вклад будет определять ток, проходящий через фильтр, и его компенсирующую способность на основной частоте. При установке пассивного фильтра необходимо проводить оценку ВГ тока вводного присоединения, так как при уменьшении ВГ напряжения в узле нагрузки через вводное присоединение и фильтр потечет ток, который будет определяться геометрическим долевым вкладом внешних источников искажений и может превышать установленные ГОСТ пределы [31]. При неудовлетворительных результатах применения пассивного фильтра, следует применять параллельный активный фильтр, способный компенсировать гармоники напряжения. Номинальный ток такого фильтра определяется исходя из геометрического долевого вклада внешнего источника искажения на выбранной частоте ВГ. Причем требуемый ток ПАФ с КГН следует определять в сочетании с варьируемым сопротивлением питающей сети.

При промежуточных значениях алгебраических ДВ по напряжению в узле нагрузки необходимо определить предварительные остаточные значения ВГ тока и напряжения в узле нагрузки. Если при КГТ значения ВГ напряжения в узле нагрузки не превышает допустимые значения на данной частоте, то необходимо применять устройства, снижающие гармоники в токе. При этом присоединение с наибольшим алгебраическим ДВ необходимо определять по обобщенному методу векторов тока и напряжения на частотах ВГ и далее следовать алгоритму, направленному на снижение ВГ тока. Степень компенсации ВГ тока при промежуточных значениях ДВ по току и напряжению следует выбирать соответствующей амплитуде векторов ВГ тока внутренних НН (геометрический ДВ), так как в этом случае в узле нагрузки остается ЛН с векторами ВГ тока, направленными на снижение ВГ напряжения в узле нагрузки (шунтирующий эффект ЛН). Если при КГТ значения ВГ напряжения в узле нагрузки превышает допустимые нормы на данной частоте, то необходимо провести предварительную оценку остаточных значений ВГ тока в узле нагрузки при КГН. Если такое значение тока не превышает допустимые значения, то применяется параллельный активный фильтр с КГН. Если такое значение тока превышает допустимые значения, то необходимо применять комбинацию из параллельного активного фильтра с КГТ, пассивного фильтра и при необходимости последовательного активного фильтра, параметры которых можно определить исходя из остаточных значений ВГ тока и напряжения (раздел 4.1, 4.2, 4.3, 4.4).

Таким образом, представленный метод включает применение разработанных способов и методов, в том числе варьирование параметров питающей сети и подключение реакторов, установку пассивных фильтров гармоник шунтирующего типа, а также активных динамических фильтров гармоник параллельного типа с возможностью компенсации искажений в напряжении и токе, места подключения которых определяются на основе алгебраических ДВ, а параметры (номинальный ток, степень компенсации) на основе геометрических долевых вкладов в напряжении и токе на частотах ВГ. Метод также учитывает непрерывную оценку долевых вкладов источников искажений после реализации мероприятий по

компенсации ВГ. Оценка долевых вкладов проводится на основе разработанного метода с применением ФКУ. Такой метод реализуется с помощью двух разработанных способов с применением пассивного фильтра гармоник шунтирующего типа и активного фильтра гармоник шунтирующего типа.

4.6 Выводы по Главе 4

1. Разработан способ снижения уровня ВГ в зависимости от ДВ источников искажений, основанный на изменении параметров питающей сети при доминирующем влиянии либо внешнего, либо внутреннего источника искажений.

2. Выявлены аналитические зависимости ВГ тока пассивного фильтра шунтирующего типа от уровня искажений внешних НН, коэффициента короткого замыкания и параметров фильтра, позволяющие учесть дополнительную загрузку фильтра токами внешних источников ВГ.

3. Усовершенствована методика выбора параметров пассивного фильтра шунтирующего типа с учетом дополнительной загрузки фильтра гармоническими составляющими тока внешнего источника искажений, которая определяется на основе геометрических ДВ.

4. Установлены зависимости остаточных ВГ токов и напряжений потребителя от параметров питающей сети и геометрических ДВ источников искажений, позволяющие проводить выбор параметров параллельного активного фильтра при компенсации ВГ тока и напряжения.

5. Разработана методика выбора параметров ПАФ в зависимости от алгебраических и геометрических ДВ источников ВГ, которая позволяет проводить расчет действующего значения тока ПАФ при КГТ и КГН.

6. Разработан метод выбора средств снижения уровня ВГ, учитывающий алгебраические ДВ источников искажений для выбора мест подключения и геометрические ДВ для выбора параметров ФКУ, включающий последовательное применение разработанных способов и методов, в том числе варьирование параметров питающей сети и подключение реакторов, установку пассивных ФКУ шунтирующего типа, а также активных ФКУ параллельного типа с возможностью компенсации ВГ тока и напряжения.

ГЛАВА 5 МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ И НОРМАЛИЗАЦИИ УРОВНЕЙ ГАРМОНИК В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НА ОСНОВЕ ВЫЯВЛЕНИЯ ДОЛЕВОГО ВКЛАДА ИСТОЧНИКОВ ИСКАЖЕНИЙ И КОМПЕНСАЦИИ ИХ ВЛИЯНИЯ НА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

5.1 Структура методологии оценки и нормализации несинусоидальности тока и напряжения

На основе представленных выше исследований была разработана методология оценки и нормализации уровней ВГ, которая основана на комплексном применении методов оценки несинусоидальных режимов при наличии распределенных НН, методов выявления долевого вклада источников искажений, а также методов компенсации влияния источников искажений в узлах с наибольшим техническим и экономическим эффектом. Структура такой методологии представлена на рисунке 5.1.



Рисунок 5.1 – Структура методологии оценки и нормализации уровней ВГ с учетом ДВ источников искажений (составлено автором)

Методология оценки и нормализации уровней ВГ с учетом ДВ источников искажений заключается в применении созданных методов и сопутствующих научно-методических разработок.

Метод оценки несинусоидальных режимов в сетях 0,4-10 кВ при наличии внешних источников искажений путем определения остаточных значений гармоник тока и напряжения в узле нагрузки включает: алгоритм определения сопротивления

системы на частотах ВГ на основе генерации нехарактерных для сети гармоник, учитывающий граничные значения соотношений мощности короткого замыкания к мощности трансформатора и мощности короткого замыкания к мощности НН, при которых отсутствует необходимость в проведении измерений для определения сопротивления системы на частотах ВГ и отсутствует влияние внешней НН; методику выбора номинальных параметров устройства генерации нехарактерных гармоник для достоверного определения сопротивления системы на частотах ВГ относительно узла нагрузки; способ оценки гармонического сопротивления сети на основе применения ТРМ; способ определения эквивалентных токов НН на основе применения ФКУ; алгоритм применения метода оценки уровней ВГ при наличии внешних источников искажений, который включает определение параметров системы и внешних источников искажений, уровней высших гармоник в токе и напряжении в узле нагрузки, остаточных значений ВГ тока и напряжения, которые необходимы для первичной оценки параметров средств компенсации гармоник. В дальнейшем необходимо проводить оценку долевого вклада по присоединениям в узле нагрузки, что позволит проводить выбор параметров ФКУ в точках подключения к присоединениям с наибольшим долевым вкладом.

Методы определения долевого вклада и выявления источников искажений включают: метод оценки долевого вклада на основе измерений векторов тока на частотах ВГ (применяется при отсутствии внешних искажений и учитывает компенсирующий эффект линейной нагрузки); обобщенный метод оценки долевого вклада на основе измерений векторов напряжения и тока на частотах ВГ в узле нагрузки (применяется при отсутствии ФКУ и наличии внешней НН, при этом требуется информация о сопротивлении системы относительно узла нагрузки); метод оценки долевого вклада на основе применения пассивных и активных фильтров гармоник (применяется при наличии подключенных ФКУ и при реализации мероприятий по компенсации искажений); алгоритм выбора методов определения долевого вклада в зависимости от соотношения мощности короткого замыкания к мощности НН, а также долевого вклада внешней НН.

Метод выбора средств компенсации ВГ и их параметров с учетом выявления ДВ источников искажений включает: способ снижения уровня ВГ на основе изменения параметров питающей сети с учетом выявленного ДВ присоединений; методики по выбору параметров ПФ и ПАФ с учетом наличия внешних источников искажения относительно рассматриваемого узла нагрузки, учитывающие рекомендации по местам подключения ФКУ на основе алгебраических ДВ и рекомендации по выбору номинального тока и степени компенсации гармоник тока в зависимости от геометрических ДВ; алгоритм выбора средств снижения уровня ВГ, учитывающий алгебраические и геометрические долевы вклады источников искажений, а также последовательное применение разработанных способов и средств.

Блок-схема, отражающая последовательность применения систематизированной совокупности методов, способов, алгоритмов и методик, представлена на рисунке 5.2.

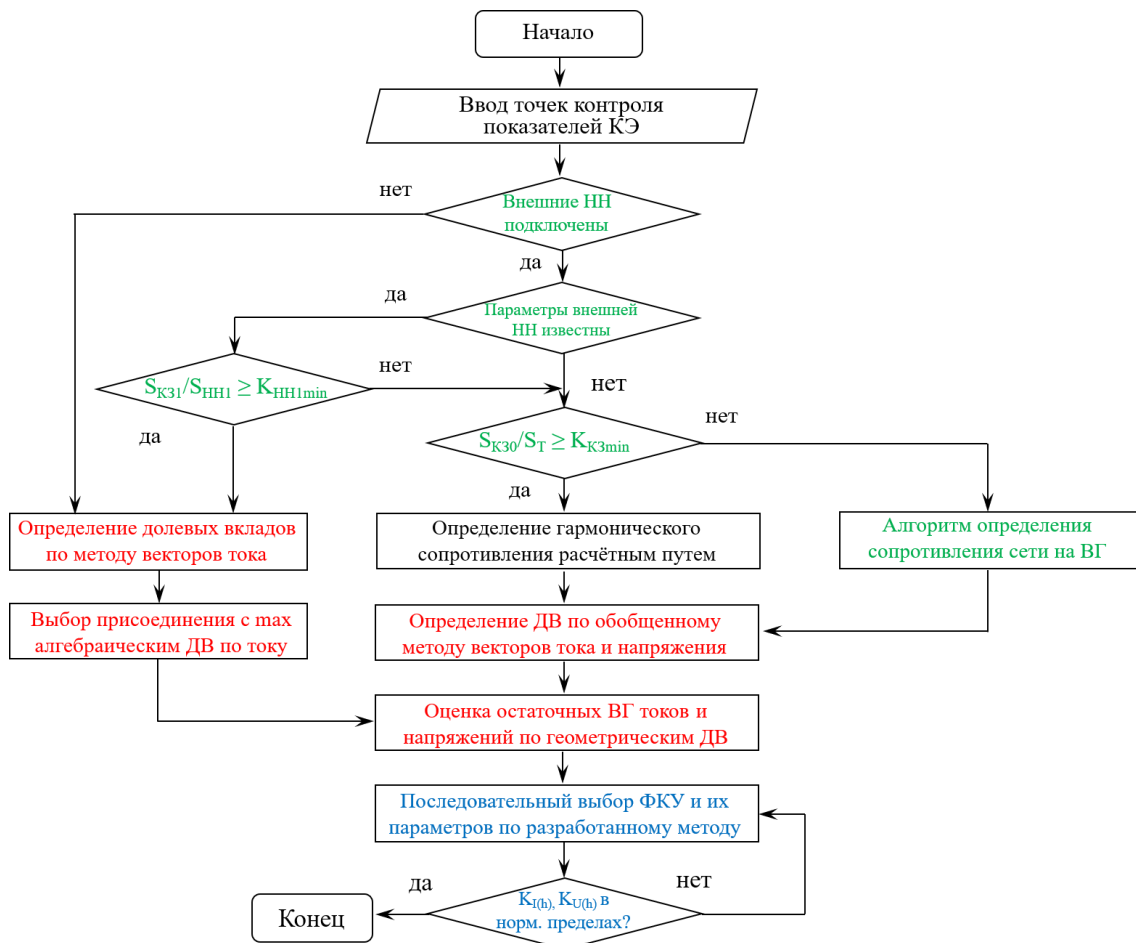


Рисунок 5.2 – Блок-схема алгоритма применения разработанной методологии
(составлено автором)

Применение разработанной методологии оценки и нормализации несинусоидальности тока и напряжения, основанной на выявлении долевого вклада источников искажений и компенсации их влияния на потребителей, осуществляется на примере системы электроснабжения нефтегазоконденсатного месторождения с ограниченной мощностью источников электроэнергии.

5.2 Характеристика электротехнического комплекса нефтегазоконденсатного месторождения с распределенными нелинейными электрическими нагрузками

В рамках эксплуатации Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения в настоящее время наблюдаются значительные проблемы в области наличия гармонических искажений в напряжении питающей сети и функционирования ЭТК предприятия в целом. Суммарный коэффициент гармонических составляющих по напряжению выходит за пределы нормативных значений. В летний период эксплуатации объекта значения указанного коэффициента достигают 7 % для сети напряжением 110 кВ, 16 % для сети напряжением 6-10 кВ и 19 % для сети напряжением 0,4 кВ. Данные усредненных измерений в различных точках сети представлены на рисунке 5.3.

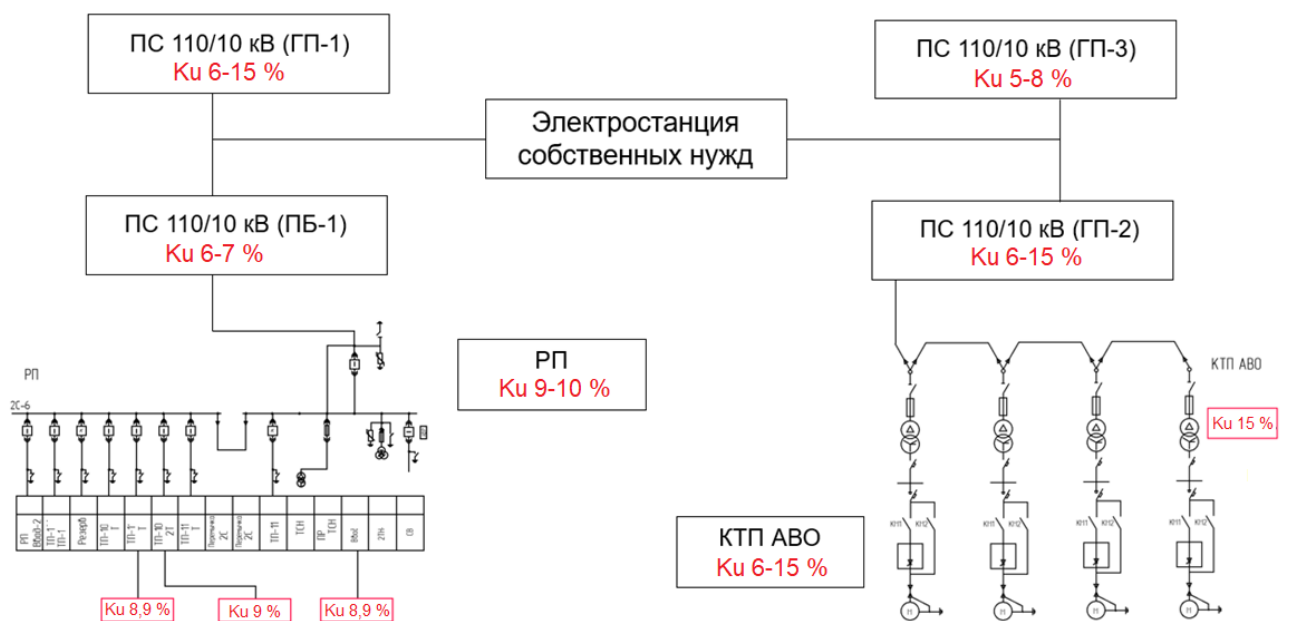


Рисунок 5.3 – Структурная схема СЭС и данные об измеренных показателях КЭ
(составлено автором)

На нефтегазоконденсатном месторождении значения суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения по многим подстанциям выходят за нормы, как в низковольтных сетях, так и в сетях среднего уровня напряжения. Каждая из подстанций является внешней по отношению друг к другу. При этом затрудняется корректный выбор мест подключения и параметров компенсирующих устройств без определения ДВ. Существуют значительные проблемы при эксплуатации ЭТК предприятия с такими параметрами: значительные потери электроэнергии, перегрузка и остановка силовых трансформаторов, неправильная работа систем автоматического ввода резерва, конденсаторные установки на шинах 0,4 кВ подстанций отключены, источники бесперебойного питания отключаются с кодами ошибок «сбой синхронизации». Упрощенная однолинейная схема электроснабжения предприятия представлена на рисунке 5.4.

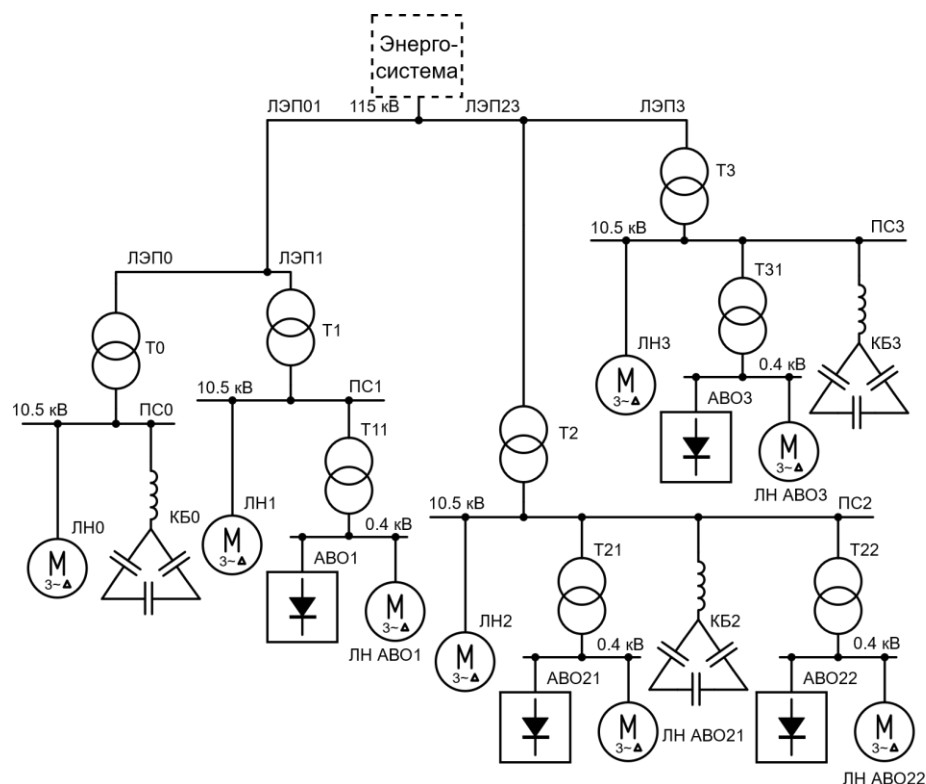


Рисунок 5.4 – Упрощенная однолинейная схема электроснабжения предприятия
(составлено автором)

Система электроснабжения предприятия является автономной с установленной мощностью генераторов около 85 МВт. Основными источниками ВГ являются частотные электроприводы аппаратов воздушного охлаждения

(АВО). Причем такого рода нагрузка может составлять до 50-60 % потребляемой мощности и располагается на трех газовых промыслах. Параметры нагрузки и источников, необходимые для моделирования ЭТК предприятия, представлены в таблице 5.1. Моделирование осуществляется в среде MatLab Simulink, где частотные электроприводы АВО представлены в виде неуправляемых выпрямителей НВ с активно-емкостным сопротивлением, линейная нагрузка ЛН представлена в виде активно-индуктивного сопротивления, конденсаторные батареи КБ представлены в виде емкостей с антигармоническим реактором, так как без такого рода устройств они не работоспособны в рассматриваемых условиях.

Таблица 5.1 – Параметры источников и нагрузки ЭТК предприятия (по данным автора)

Наименование	Параметры и значения
Энергосистема	$U_{\text{сист}} = 121 \text{ кВ}, S_{\text{кз}} = 100 \text{ МВА}$
ЛЭП01	$R_{01} = 0,2 \text{ Ом} \cdot \text{км}, L_{01} = 0,42 \text{ мГн} \cdot \text{км}, l_{01} = 8 \text{ км}$
ЛЭП0	$R_0 = 0,2 \text{ Ом} \cdot \text{км}, L_0 = 0,42 \text{ мГн} \cdot \text{км}, l_0 = 5 \text{ км}$
ЛЭП1	$R_1 = 0,2 \text{ Ом} \cdot \text{км}, L_1 = 0,42 \text{ мГн} \cdot \text{км}, l_1 = 4 \text{ км}$
ЛЭП23	$R_{23} = 0,16 \text{ Ом} \cdot \text{км}, L_{23} = 0,415 \text{ мГн} \cdot \text{км}, l_{23} = 7 \text{ км}$
ЛЭП3	$R_3 = 0,16 \text{ Ом} \cdot \text{км}, L_3 = 0,415 \text{ мГн} \cdot \text{км}, l_3 = 16 \text{ км}$
T0	$S_{T0} = 6,3 \text{ МВА}, R_1 = R_2 = 0,0035 \text{ о.е.}, L_1 = L_2 = 0,05238 \text{ о.е.}$
T1	$S_{T1} = 16 \text{ МВА}, R_1 = R_2 = 0,00248 \text{ о.е.}, L_1 = L_2 = 0,0524 \text{ о.е.}$
T2	$S_{T2} = 25 \text{ МВА}, R_1 = R_2 = 0,0024 \text{ о.е.}, L_1 = L_2 = 0,0524 \text{ о.е.}$
T3	$S_{T3} = 10 \text{ МВА}, R_1 = R_2 = 0,0029 \text{ о.е.}, L_1 = L_2 = 0,0524 \text{ о.е.}$
T11 – T31	$S_T = 6,3 \text{ МВА}, R_1 = R_2 = 0,0033 \text{ о.е.}, L_1 = L_2 = 0,04 \text{ о.е.}$
ЛН0 – ЛН2	$Z_{\text{ЛН0, ЛН1, ЛН3}} = (22,5 + j11) \text{ Ом}, Z_{\text{ЛН2}} = (45 + j22) \text{ Ом}$
ЛН АВО1 – ЛН АВО3	$Z_{\text{ЛН АВО1, ЛН АВО2, ЛН АВО3}} = (0,52 + j0,3) \text{ Ом}$
ЛН АВО21	$Z_{\text{ЛН АВО21}} = (0,26 + j0,15) \text{ Ом}$
КБ0 – КБ3	$X_{\text{КБ}} = 600 \text{ Ом}, f_{\text{рез}} = 134 \text{ Гц}, \text{соединение в треугольник}$
НН1 (АВО1)	$R_{\text{АВО1}} = 0,07 \text{ Ом}, C_{\text{DC}} = 0,3 \text{ Ф}, U_{\text{ном}} = 0,38 \text{ кВ}$
НН21 (АВО21)	$R_{\text{АВО21}} = 0,15 \text{ Ом}, C_{\text{DC}} = 0,15 \text{ Ф}, U_{\text{ном}} = 0,38 \text{ кВ}$
НН22 (АВО22)	$R_{\text{АВО22}} = 0,11 \text{ Ом}, C_{\text{DC}} = 0,2 \text{ Ф}, U_{\text{ном}} = 0,38 \text{ кВ}$
НН3 (АВО3)	$R_{\text{АВО3}} = 0,35 \text{ Ом}, C_{\text{DC}} = 0,1 \text{ Ф}, U_{\text{ном}} = 0,38 \text{ кВ}$

При этом подстанции, осуществляющие электроснабжение газовых промыслов, являются внешними НН предприятия относительно узла нагрузки и их можно рассматривать как внешний источник гармоник при решении задачи повышения КЭ на объекте. Также наблюдаются проблемы с эксплуатацией систем автоматики и чувствительной нагрузки на подстанциях промбазы, где осуществляется электроснабжение непромышленных объектов (например, серверное оборудование).

5.3 Моделирование электротехнического комплекса нефтегазоконденсатного месторождения

Моделирование осуществлялось в пакете прикладных программ MatLab Simulink, где была разработана имитационная модель системы электроснабжения на основе параметров, представленных в таблице 5.1. Общий вид имитационной модели нефтегазоконденсатного месторождения представлен на рисунке 5.5.

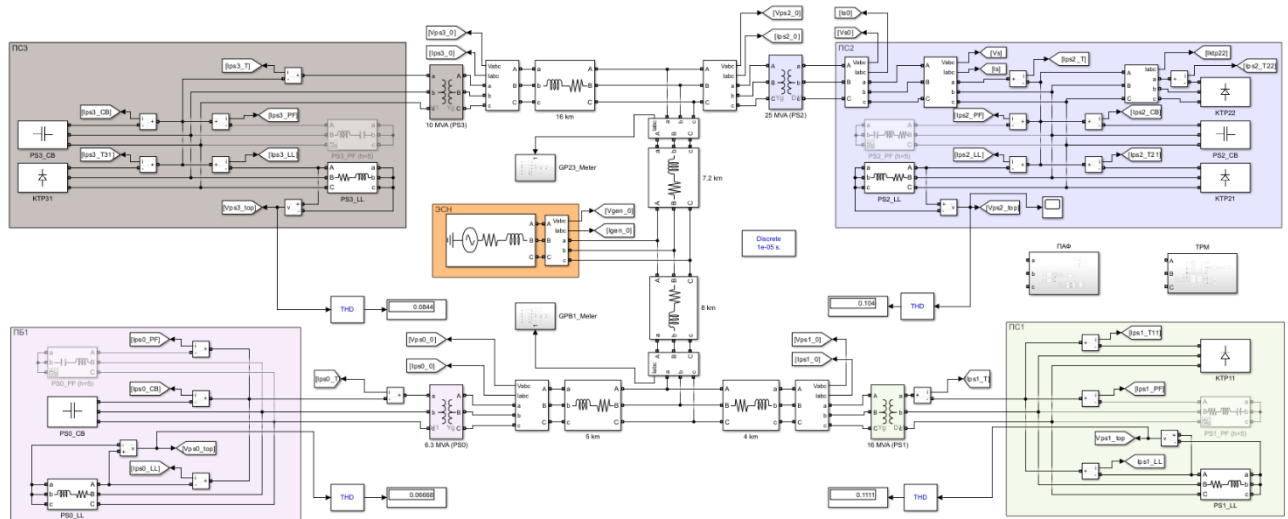


Рисунок 5.5 – Имитационная модель системы электроснабжения нефтегазоконденсатного месторождения (составлено автором)

Модель состоит из обобщенной нагрузки трех газовых промыслов, промбазы и автономной электростанции собственных нужд (соотношение $X/R = 7$ для генераторов электростанции). Аппараты воздушного охлаждения с неуправляемыми выпрямителями подключены на комплектных трансформаторных подстанциях (КТП), обозначения которых связаны с нумерацией газовых промыслов. В качестве модели НВ принята модель трёхфазного мостового диодного выпрямителя из библиотеки SimPowerSystems с активно-емкостным сопротивлением в звене постоянного тока. Общий вид модели КТП с ЛН и НН представлен на рисунке 5.6.

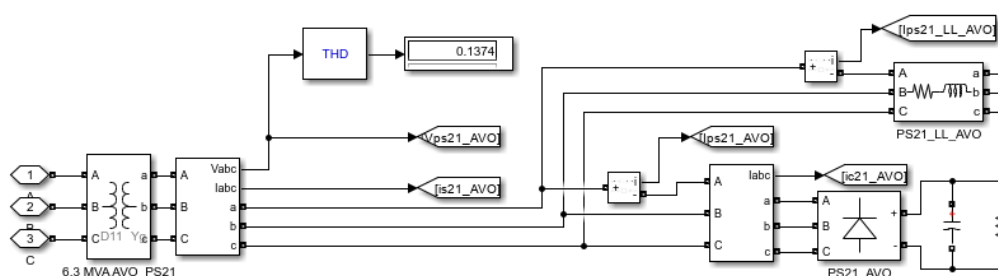


Рисунок 5.6 – Общий вид модели КТП с нагрузкой (составлено автором)

Структурная схема системы управления активным фильтром с функцией КГТ представлена на рисунке 5.7.

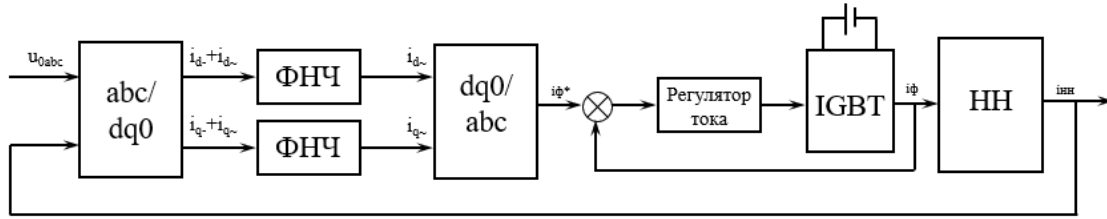


Рисунок 5.7 – Структурная схема системы управления активным фильтром с функцией КГТ (составлено автором)

Алгоритм управления активным фильтром с функцией КГТ основан на преобразованиях в dq координатах [70, 143, 144] с использованием фильтров низких частот (ФНЧ) для формирования компенсационных токов гармоник, которые формируются на выборочной частоте ВГ (селективная система управления). Структурная схема формирования таких токов на частотах ВГ представлена на рисунке 5.8.

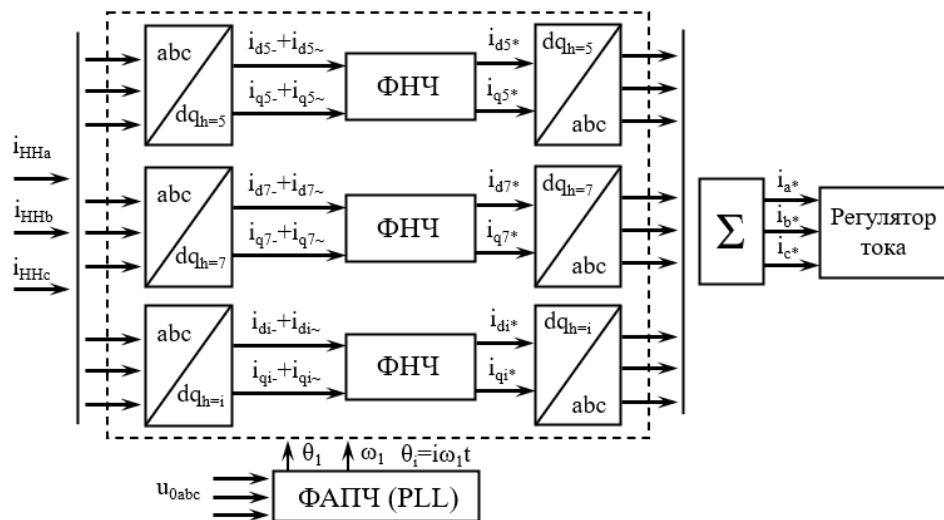


Рисунок 5.8 – Структурная схема формирования компенсационных токов на частотах ВГ (составлено автором)

Построение алгоритма управления активным фильтром с функцией КГН основано на формировании требуемого тока в частотной области, падение напряжения от которого на сопротивлении энергосистемы компенсирует ВГ напряжения от внешней НН. Формирование управляющих сигналов на IGBT транзисторы осуществляется с помощью релейного регулятора тока.

Общий вид модели параллельного активного фильтра с функцией КГТ и КГН представлен на рисунке 5.9.

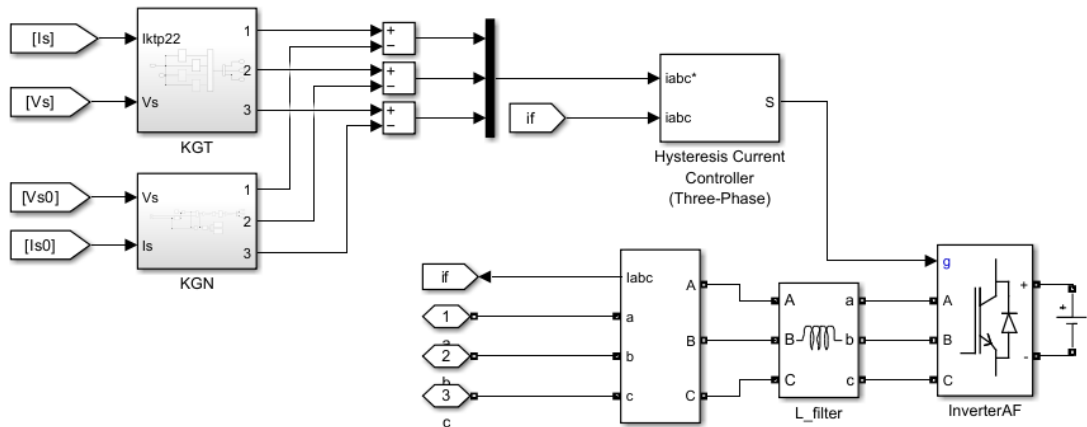


Рисунок 5.9 – Общий вид модели параллельного активного фильтра с функцией КГТ и КГН (составлено автором)

Параметры силовой части активного фильтра гармоник, применяемые при моделировании, с учётом заданной активно-индуктивной и нелинейной нагрузки определяются по следующим выражениям [46, 69, 71, 127]:

- напряжение звена постоянного тока (5.1):

$$U_{DC} = 2\sqrt{2} \cdot U_{\phi}; \quad (5.1)$$

- индуктивность фильтрующего дросселя L на выходе активного фильтра (5.2):

$$L = \frac{U_{DC}}{1,2 \cdot \omega \cdot I_{mc}}, \quad (5.2)$$

где U_{ϕ} – действующее значение фазного напряжения на входе активного фильтра, В; ω – угловая частота питающей сети, рад/с; I_{mc} – амплитуда компенсационного тока активного фильтра, А.

Модель пассивного фильтра шунтирующего типа состоит из последовательной LC цепочки, настроенной в резонанс на требуемую частоту ВГ. Согласно исследованиям в [150] для исключения резонансных явлений между сетью и пассивным фильтром при изменении параметров фильтра в рамках эксплуатации необходимо настраивать фильтр на частоту, которая немного ниже частоты фильтруемой ВГ. Параметры пассивного фильтра выбирались исходя из минимальной компенсирующей способности на основной частоте, так как в сети подключены конденсаторные установки с антигармоническими реакторами для

КРМ. Методика выбора основных параметров пассивного фильтра представлена в [41, 39]. При этом необходимо учитывать геометрический долевой вклад внешних НН и их влияние на перегрузку пассивного фильтра гармоническими составляющими тока внешних НН, что представлено в разделе 4.3.

Для примера на основе моделирования без применения ФКУ были получены спектрограммы и осциллограммы напряжения на вводе газового промысла № 2 и тока на КТП22, где подключена НН в виде неуправляемых выпрямителей для АВО газа, представленные на рисунках 5.10 и 5.11.

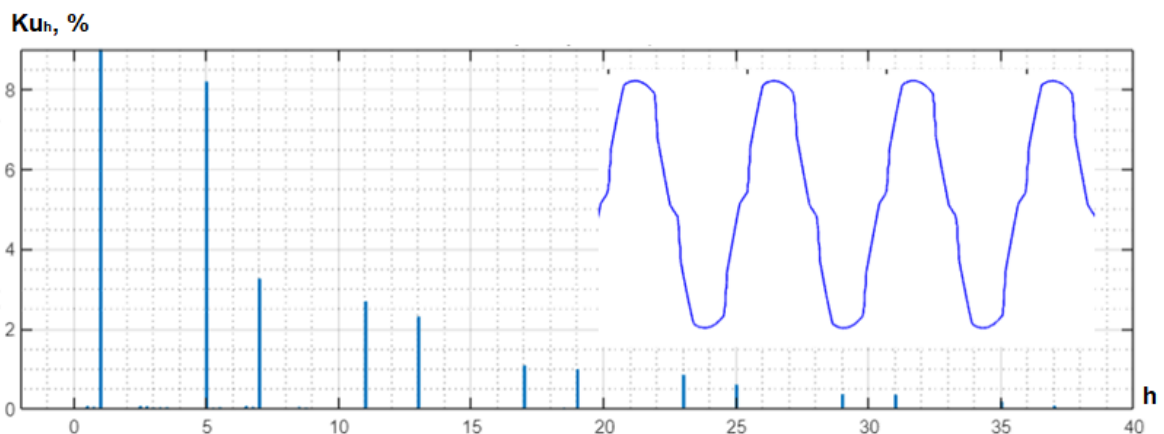


Рисунок 5.10 – Осциллограмма напряжения на ПС2 (составлено автором)

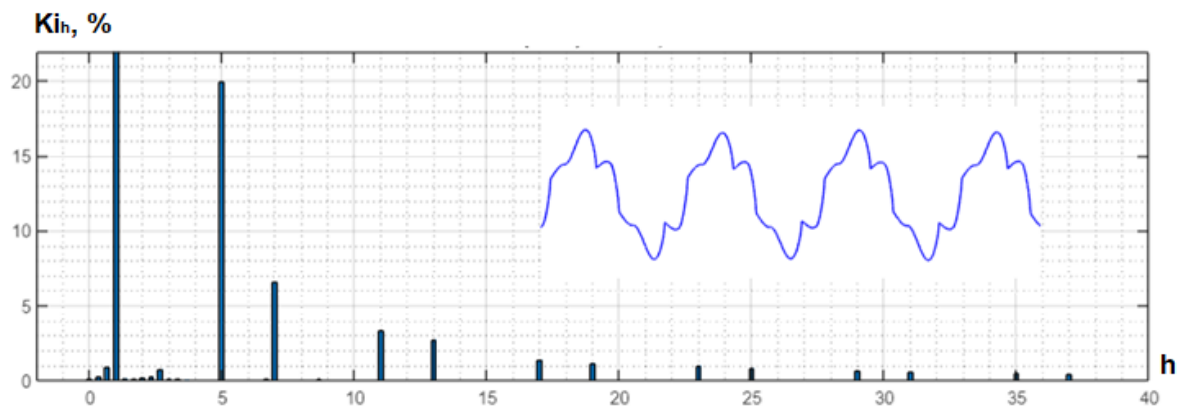


Рисунок 5.11 – Осциллограмма тока на вводе КТП22 (составлено автором)

Проверка представленной модели осуществлялась по контрольным точкам натурных измерений на месторождении. Например, для ввода 10 кВ ПС2 измерения суммарных гармонических составляющих напряжения и отдельных коэффициентов для 5 и 7-й гармоник представлены на рисунке 5.12.

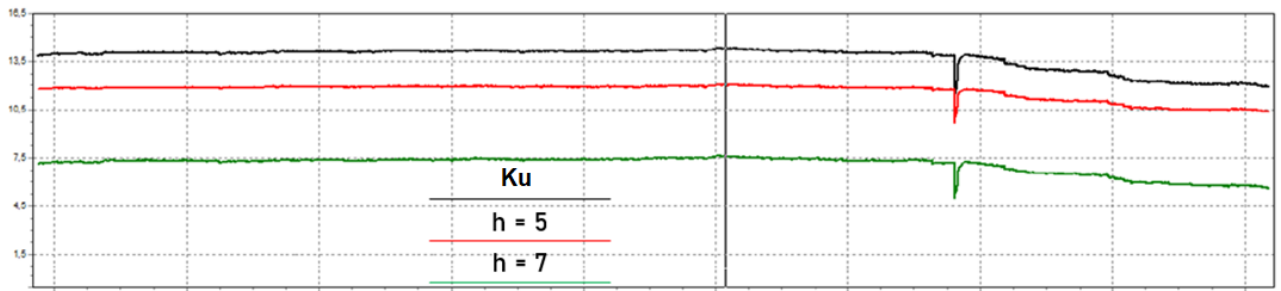


Рисунок 5.12 – Значения суммарных гармонических составляющих напряжения и отдельных коэффициентов для 5 и 7-й гармоник (составлено автором)

Максимальные значения суммарных гармонических составляющих напряжения на стороне 10 кВ составили:

- ввод 10 кВ трансформатора ПСЗ (8,2 %);
- электростанция собственных нужд (ЭСН), трансформатор 10/110 кВ (6,8%);
- ввод 10 кВ трансформатора ПС1 (15 %);
- ввод 10 кВ трансформатора ПС2 (14%);
- ввод 10 кВ трансформатора промбазы ПС0 (6,6 %).

Для указанных точек также контролировались максимальные значения 5 и 7-й гармоник, для которых осуществлялось моделирование и расчеты при применении методологии исследования и нормализации уровней ВГ с учетом ДВ источников искажений.

5.4 Оценка эффективности применения методологии оценки и нормализации несинусоидальности тока и напряжения на нефтегазоконденсатном месторождении

Применение разработанной методологии оценки и нормализации несинусоидальности тока и напряжения с учетом долевого вклада источников искажений осуществляется в несколько этапов.

Этап № 1. Применение метода оценки уровней ВГ при наличии распределенных источников искажений. На рассматриваемом объекте в первую очередь необходимо определить присоединение с наибольшим алгебраическим долевым вкладом по току и по напряжению, где внедрение мероприятий по ограничению уровня ВГ принесет наибольший эффект с точки зрения повышения КЭ. В данном узле нагрузки ЭТК предприятия необходимо применить алгоритм

определения сопротивления системы на частотах ВГ на основе генерации нехарактерных для сети гармоник, учитывающий граничные значения соотношений мощности короткого замыкания к мощности трансформатора и мощности короткого замыкания к мощности НН, при которых отсутствует необходимость в проведении измерений для определения сопротивления системы на частотах ВГ и отсутствует влияние внешней НН. При необходимости проведения измерений для определения гармонического сопротивления системы требуется оценить мощность устройства ГНГ по разработанной методике. На основе проведенных измерений следует определить уровень ВГ напряжения внешних источников искажений, а также остаточных значений ВГ тока и напряжения по геометрическим ДВ. В дальнейшем необходимо проводить оценку алгебраических и геометрических долевого вкладов по присоединениям в рассматриваемом узле нагрузки, что позволит проводить выбор параметров ФКУ и места их подключения к присоединениям с наибольшим долевым вкладом.

Рассмотрим этап № 1 в рамках рассматриваемого предприятия. Так как на ЭСН отсутствуют внешние источники искажений, то можно применить метод векторов тока для определения присоединения с наибольшим долевым вкладом. Данные по рассчитанным алгебраическим долевым вкладам представлены в таблице 5.2. Данные представлены для 5-й гармоники, по остальным ВГ расчеты проводятся аналогично.

Таблица 5.2 – Долевые вклады, рассчитанные по методу векторов тока на ВГ (по данным автора)

Наименование	Долевой вклад ($h=5$), %	$I_{0h} \cdot Z_{sh}$, В	$\underline{U}_{0h}$, В
ПС1	38,1	$5563e^{-j64}$	$5578e^{j114}$
ПС2	61,2		
ПС3	8,5		
ПС0	-7,8		
Внутренние потребители	99,7		
ЭСН	-0,3		

Из данных, представленных в таблице 5.2 следует, что алгебраический ДВ по току для ПС2 составляет 61,2 % и является наибольшим среди остальных присоединений. Верификация данных по значениям ВГ падения напряжения и напряжения в рассматриваемом узле нагрузки подтверждает отсутствие внешних

источников искажений (равенство падения напряжения и напряжения в узле нагрузки на частоте ВГ). Следовательно, долевого вклада по току представляет собой такой же долевого вклад по напряжению на частоте ВГ. Остаточные значения ВГ вводного тока и напряжения в узле нагрузки оцениваются по геометрическим долевым вкладам (при компенсации влияния нагрузки ПС2), что на данном этапе не проводится, так как место подключения ФКУ выбирается по алгебраическим ДВ. Следует отметить, что алгебраический долевого вклад присоединения ПС0 является отрицательным, что свидетельствует о компенсирующем действии данного присоединения.

После определения присоединения с наибольшим ДВ необходимо проводить в узле подключения такого присоединения определение гармонического сопротивления системы на частотах ВГ. Было определено, что соотношение $S_{K30}/S_T \leq 9$, поэтому такая задача в данной работе решается с помощью подключения ТРМ в узле нагрузки ПС2 на напряжении 10 кВ. Также очевидно, что внешняя НН влияет на режим работы потребителей, подключенных на ПС2, так как даже значение мощности НН, равное 300 кВА, приводит к невыполнению условия по граничному значению $S_{K31}/S_{НН1}$. С помощью ТРМ в имитационной модели была построена АЧХ системы, представленная на рисунке 5.13. При этом рассчитывалось гармоническое сопротивление на нехарактерных гармониках (четные гармоники для данной сети). Дополнительно, чтобы удостовериться в правильности способа с применением ТРМ, были проведены расчеты гармонического сопротивления системы при наличии и отсутствии КБ и ПФ, подключенных на ПС2: $Z_{расч}$ – расчетное сопротивление системы по схеме замещения, $Z_{изм1}$ – измеренное сопротивление системы (КБ и ПФ отключены), $Z_{изм2}$ – измеренное сопротивление системы (КБ подключена и ПФ отключен), $Z_{изм3}$ – измеренное сопротивление системы (КБ отключена и ПФ подключен). Причем для этих режимов КБ подключалась без антигармонического реактора с сопротивлением 300 Ом для выявления возможного резонанса на частотах низкого порядка.

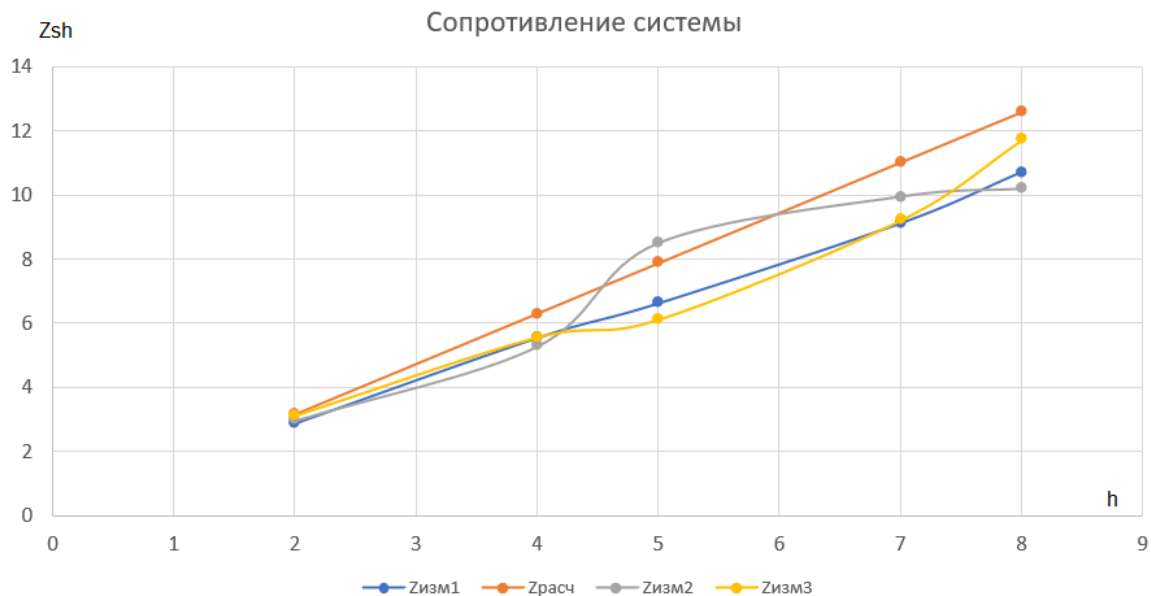


Рисунок 5.13 – Сопротивление системы на частотах ВГ относительно узла нагрузки ПС2 (составлено автором)

Из графика видно, что АЧХ системы схожи для всех режимов по четным гармониками (2, 4, 8). АЧХ, полученная на основании расчетных данных по схеме замещения, отличается от измеренных значений не более 15 %, что может свидетельствовать о влиянии сопротивления ЛН и НН, подключенных на других газовых промыслах. Так как ТРМ генерирует дополнительно и нечетные ВГ, то с помощью метода активных двухполюсников и данных для двух последовательных измерений и разных мощностей ТРМ были получены сопротивления для 5 и 7-й гармоник (с целью подтверждения и проверки результатов, полученных с помощью нехарактерных гармоник). Значения полученных сопротивлений системы на частотах ВГ, а также значений ВГ тока и напряжения, используемых в расчетах, представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Значения сопротивлений, токов и напряжений на частотах ВГ (по данным автора)

Номер ВГ (h)	Z_{Sh} , Ом	$Z_{ЭКВh}$, Ом	U_{0h} , В	I_{0h} , А	$I_{ТРМh}$, А
КБ и ПФ отключены					
2	$2,9e^{j84}$	$1,6e^{j90}$	$11,7e^{j144}$	$4,1e^{j48}$	$7,5e^{j54}$
4	$5,5e^{j74}$	$3,5e^{j19}$	$10,5e^{j-66}$	$1,9e^{j40}$	$3,1e^{j95}$
8	$10,7e^{j82}$	$6,6e^{j76}$	$13,9e^{j170}$	$1,3e^{j72}$	$2,1e^{j66}$
5 (i)	$6,6e^{j77}$	-	$744,8e^{j104}$	$57,5e^{j1}$	$1,4e^{j123}$
5 (i+1)		-	$741,5e^{j104,3}$	$57e^{j1}$	$4,7e^{j119}$
7 (i)	$9,1e^{j86}$	-	$322,9e^{j58,2}$	$18,8e^{j47,2}$	$2,5e^{j54}$
7 (i+1)		-	$323,9e^{j62,2}$	$18,5e^{j39,6}$	$7,5e^{j54}$

Продолжение таблицы 5.3

КБ (300 Ом) подключена, ПФ отключен					
2	3,0e ^{j83}	2,0e ^{j90}	15,1e ^{-j144}	5,1e ^{-j45}	7,6e ^{-j54}
4	5,3e ^{j73}	4,1e ^{j21}	11,6e ^{-j57}	2,2e ^{j50}	2,8e ^{j102}
8	10,2e ^{j86}	13e ^{-j85}	28,6e ^{-j155}	2,8e ^{-j61}	2,2e ^{-j70}
5 (i)	8,5e ^{j96}	-	1073e ^{-j110,8}	98,6e ^{-j14}	1,8e ^{j141,7}
5 (i+1)		-	1060e ^{-j112}	96,6e ^{-j15,16}	5,9e ^{j136}
7 (i)	10,0e ^{j80}	-	727,7e ^{-j85,4}	54,4e ^{j7,9}	3,1e ^{-j61,5}
7 (i+1)		-	712,7e ^{-j89}	53,5e ^{j3,1}	8,9e ^{-j61}
КБ отключена, ПФ подключен (h=5)					
2	3,1e ^{j77,3}	2,1e ^{j89}	16,1e ^{-j138}	5,2e ^{-j35,3}	7,8e ^{-j47}
4	5,6e ^{j78}	4,8e ^{j24}	18,3e ^{-j63}	3,3e ^{j39}	3,8e ^{j93}
8	11,7e ^{j75}	6,9e ^{j78}	12,2e ^{-j165}	1,04e ^{-j60}	1,85e ^{-j63}
5 (i)	6,1e ^{j54}	-	144,9e ^{-j113,5}	30,8e ^{j166,3}	1,97e ^{j99,6}
5 (i+1)		-	146,2e ^{-j113,9}	30,77e ^{j166,8}	-
7 (i)	9,2e ^{j78}	-	131,3e ^{j31,7}	15,2e ^{j166,1}	1,93e ^{-j55,9}
7 (i+1)		-	137,8e ^{j31,8}	15,8e ^{j164,8}	-

Значения сопротивлений системы для 5 и 7-й гармоники получены на основе метода активных двухполюсников в рамках моделирования с некоторой погрешностью, так как изменение значений гармонических составляющих тока и напряжения в узле нагрузки для разных мощностей тиристорного регулятора мощности незначительны. Также в таблице представлены значения эквивалентного сопротивления сети, учитывающего сопротивления нагрузки, подключенной на ПС2. Из данных таблицы 5.3 видно, что при наличии КБ данный способ позволяет отметить наличие возможного резонанса токов около частоты 8 гармоники (ячейка выделена оранжевым цветом). На основе данных о гармоническом сопротивлении на частоте 5-й гармоники с учетом измеренных данных по гармоническим составляющим тока и напряжения в узле нагрузки по выражению (2.15) можно определить значение ВГ напряжения внешнего источника искажений. Амплитудное значение напряжения 5-й гармоники внешней НН составило $U_{sh} = 379$ (В), то есть то максимальное значение, которое останется в узле нагрузки при компенсации влияния внутренних НН, например, с помощью параллельного активного фильтра (составляет около 4,8 %, что превышает требования ГОСТ 32144-2013). При компенсации влияния внутренних НН с помощью ПФ, на вводном присоединении появляется дополнительная гармоническая составляющая тока, которая определяется ВГ напряжения внешней НН, параметрами сети и ПФ.

Такой ток можно оценить по выражению (4.10), который равен 48 А (составляет около 11 %, что превышает требования ГОСТ 72176 и IEEE 519). Таким образом, было выявлено, что внешняя НН значительно влияет на уровень гармонических составляющих тока и напряжения в узле нагрузки, а на основе первичной оценки остаточных ВГ тока вводного присоединения и напряжения в узле нагрузки применение фильтрокомпенсирующих устройств не приводит к нормализации уровней ВГ по току и напряжению. При этом нормализацию уровней ВГ необходимо осуществлять с применением способов и средств, снижающих ВГ как в токе, так и в напряжении. Поэтому необходимо переходить к следующему этапу по определению ДВ присоединений на ПС2 с целью более точной оценки их долевого вклада по току и напряжению, а также шунтирующего эффекта ЛН, подключенной на ПС2.

Этап № 2. Применение методов оценки долевого вклада и выявления источников искажений. При наличии внешних источников искажений необходимо применять обобщенный метод векторов тока и напряжения с учетом выявленного гармонического сопротивления системы. Такой метод позволяет оценить долевые вклады присоединений как по току, так и напряжению на частотах ВГ, а также остаточные уровни ВГ при компенсации влияния присоединений с наибольшим долевым вкладом.

Рассмотрим этап № 2 в рамках рассматриваемого предприятия. На газовом промысле ПС2 необходимо определить долевые вклады присоединений с учетом наличия внешних источников искажений, располагаемых на ПС1 и ПС3. С помощью разработанного обобщенного метода векторов тока и напряжения на частотах ВГ были рассчитаны алгебраические ДВ каждого присоединения на ПС2, а также ДВ внешнего источника искажений. Данные по рассчитанным алгебраическим долевым вкладам представлены в таблице 5.4 для 5-й гармоники, где также представлены комплексные величины падения напряжения на сопротивлении системы и напряжения в узле нагрузки для 5-й гармоники (амплитудные значения). Из данных, представленных в таблице 5.4 следует, что алгебраический ДВ по току для Т22 составляет 66,7 % и является наибольшим

среди остальных присоединений, где необходимо в первую очередь проводить подключение ФКУ. При этом долевого вклад по напряжению не равен долевого вкладу по току, так как присутствует ВГ напряжения внешней НН. Для наглядного представления долевые вклады отражены на упрощенной однолинейной схеме ПС2 (рисунок 5.14).

Таблица 5.4 – Долевые вклады присоединений на ГП-2 (по данным автора)

Наименование	Долевой вклад ($h=5$), %	$I_{0h} \cdot Z_{sh}, \text{В}$	$U_{0h}, \text{В}$
T21	56,2	$358e^{j88}$	$722e^{-j104}$
T22	66,7		
ЛН2	-11		
КБ2	-11,9		
Внешняя сеть	51,7		
Газовый промысел 2	48,3		

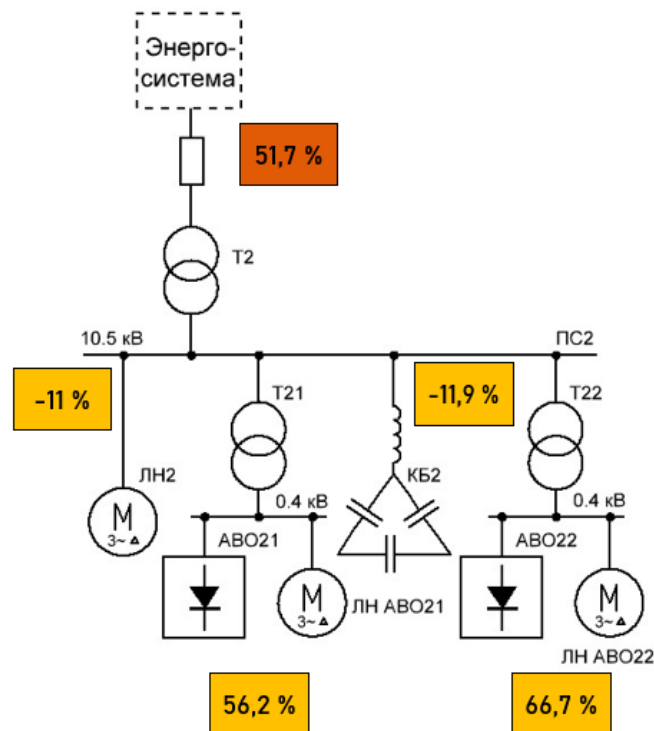


Рисунок 5.14 – Долевые вклады присоединений узла нагрузки ПС2

(составлено автором)

По геометрическим ДВ можно сделать вывод о прогнозируемом снижении ВГ тока и напряжения (остаточных значениях ВГ тока и напряжения) на ПС2 при компенсации влияния присоединения T22. По расчетным данным при компенсации влияния присоединения T22 (например, при подключении параллельного активного фильтра) остаточное значение ВГ напряжения в узле нагрузки составит 71,7 %, а остаточное значение ВГ тока вводного присоединения узла нагрузки -

49,5 %. Для сравнения по результатам моделирования при компенсации влияния Т22 на 5-й гармонике остаточные значения ВГ напряжения и тока в узле нагрузки составили 74 % и 50,7 %, что свидетельствует об эффективности разработанного подхода по оценке и анализу уровней ВГ при наличии распределенных НН. Далее необходимо проводить выбор параметров корректирующих устройств с учетом долевого вклада внешних источников искажений.

Этап № 3. Применение методов выбора средств компенсации ВГ и их параметров с учетом выявления ДВ источников искажений. При наличии распределенных источников искажений необходимо последовательно применять предложенные и известные способы компенсации ВГ с учетом методических разработок по выбору параметров таких устройств на основании выявленных долевого вклада присоединений.

Рассмотрим этап № 3 в рамках рассматриваемого предприятия. Разработанный подход позволяет оценивать остаточные значения ВГ как в токе, так и в напряжении, поэтому основной задачей является снижение ВГ тока и напряжения до требуемых нормативных значений по ГОСТ 32144 и ГОСТ 72176/IEEE 519. Так как при определении ДВ отсутствует доминирующее влияние внешних, либо внутренних НН, то необходимо рассмотреть применение пассивных и активных ФКУ. Были рассмотрены ВГ 5 и 7-го порядка, по остальным ВГ подход аналогичный.

На основе остаточных значений ВГ тока и напряжения был сделан вывод о том, что компенсация влияния только присоединения Т22 не приводит к нужному результату на ПС2. При оценке остаточных значений по геометрическим долевым вкладам и исключении влияния присоединения Т22 получаются следующие значения коэффициентов гармонических составляющих токов и напряжений на частоте 5-й гармоники: $K_{U5} = 6,5 \%$, $K_{I5} = 5,15 \%$. Данные значений ВГ тока и напряжения, полученных при моделировании, представлены в таблице 5.3 (уровень напряжения 10 кВ), где случай 1.1 – фактическое значение ВГ напряжения без компенсации, случай 1.2 – значение ВГ напряжения, полученное при моделировании и исключении ВГ тока на Т22, случай 1.3 – значение ВГ напряжения, полученное

при моделировании и исключении ВГ токов на Т22 и Т21. Аналогично в таблице 5.5 представлены случаи 2.1, 2.2, 2.3 с оценкой значения ВГ тока.

Таблица 5.5 – Значения коэффициентов по ВГ тока и напряжения на ПС2, полученных при моделировании (%) (по данным автора)

Показатели КЭЭ	Норма по U ГОСТ 32144	1.1	1.2	1.3	Норма по I ГОСТ/IEEE	2.1	2.2	2.3
K_U/K_I	5	10,4	7,7	5,7	5	11,3	6,0	2,4
K_5	4	9,1	6,6	4,6	4	10,4	5,2	0,2
K_7	3	3,7	2,0	1,4	4	3,2	1,7	0,1

Из данных таблицы 5.5 следует, что необходима компенсация ВГ как на присоединении Т22, так и на присоединении Т21. Рассмотрим групповую компенсацию ВГ на стороне напряжения 10 кВ. При этом возможны два варианта (представлены на рисунке 5.15):

- установка пассивного фильтра на 5-ю гармонику и параллельного активного фильтра на 7-ю гармонику (с отключением КБ);
- установка параллельного активного фильтра на 5 и 7-ю гармонику (в работе остаются КБ для КРМ с антигармоническим реактором).

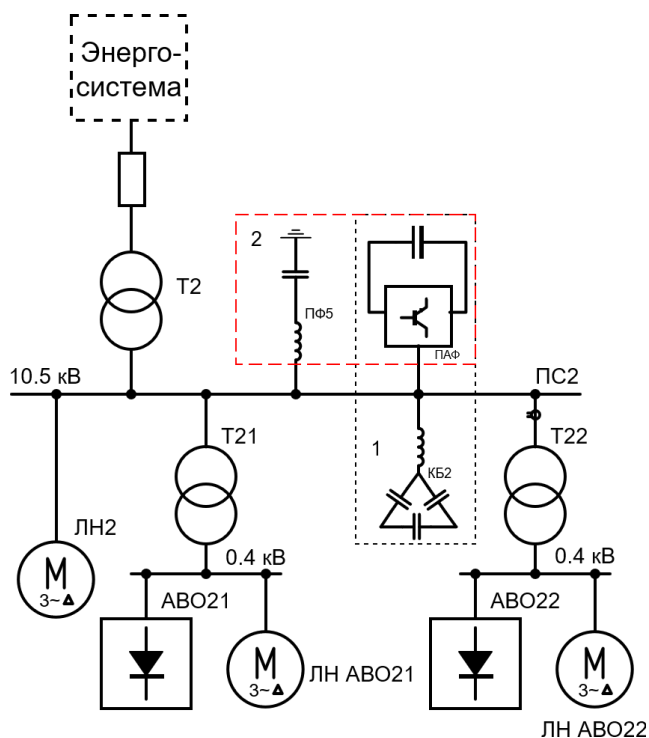


Рисунок 5.15 – Варианты установки корректирующих устройств
(составлено автором)

Пассивный фильтр был выбран по минимальной компенсирующей способности с учетом допустимой перегрузки по току 5-й гармоники. Первоначально ПФ выбирался исходя из значений токов 5-й гармоники, генерируемых НН на присоединениях T21 и T22. Действующее значение такого тока составило 50 А. Далее по выражению (4.10) был рассчитан ток внешней НН, который дополнительно загружает ПФ гармониками тока и равен 48 А. Таким образом, ток 5-й гармоники, который должен выдержать пассивный фильтр составил 98 А. Исходя из такого значения были рассчитаны параметры пассивного фильтра: $R_f = 0,3 \text{ Ом}$, $C_f = 63,7 \text{ мкФ}$, $L_f = 6,8 \text{ мГн}$. При подключении такого фильтра в рамках имитационного моделирования были получены значения ВГ тока и напряжения в узле нагрузки и пассивного фильтра, представленные в таблице 5.6. Таблица 5.6 – Значения ВГ тока и напряжения при подключении ПФ (по данным автора)

h	$U_{0h}, \text{ В}$	$I_{0h}, \text{ А}$	$I_{ПФh}, \text{ А}$	$I_{ПФ_КГТ}, \text{ А}$
5	115 (1,4 %)	34,9 (6,7 %)	104	-
7	87 (1,4 %)	1,0	-	52

Также в таблице 5.6 представлены значения ВГ тока и напряжения на частоте 7-й гармоники при подключении ПАФ с КГТ, которые находятся в пределах нормативных значений. Однако, значение 5-й гармоники тока вводного присоединения узла нагрузки превышает требования ГОСТ 72176/IEEE 519 по току. Это подтверждает тот факт, что при наличии внешних источников искажений подключение ПФ приводит к уменьшению ВГ напряжения в узле нагрузки и к увеличению ВГ тока вводного присоединения узла нагрузки.

Рассмотрим 2 вариант с подключением ПАФ на частотах 5 и 7-й гармоник. Для КРМ в данном случае остаются подключенными КБ с антигармоническими реакторами. При подключении параллельного активного фильтра в рамках имитационного моделирования были получены значения ВГ тока и напряжения в узле нагрузки и активного фильтра, представленные в таблице 5.7. Подключение ПАФ с КГТ приводит к снижению уровня ВГ в токе до нормируемых пределов. Однако, при этом значение 5-й гармоники напряжения в узле нагрузки превышает требования ГОСТ 32144-2013. Дополнительное увеличение тока ПАФ для

применения КГН позволяет снизить значение 5-й гармоники напряжения до допустимых пределов, при этом значение 5-й гармоники тока вводного присоединения узла нагрузки увеличивается, но не превышает нормативные требования ГОСТ 72176/IEEE 519 по току.

Таблица 5.7 – Значения ВГ тока и напряжения при подключении ПАФ (по данным автора)

h	$U_{0h}, \text{В}$	$I_{0h}, \text{В}$	$I_{\text{ПАФ_КГТ/}\Sigma}, \text{А}$	$I_{\text{ПАФ_КГН/}\Sigma}, \text{А}$
5	233 (3,0 %)	19,5 (3,8 %)	68/88	19,5/88
7	82 (1,0 %)	2,8	35	0

По разработанной методике выбора параметров ПАФ было определено значение номинального тока при реализации КГТ, равное 50 А. При реализации функции КГН номинальный ток ПАФ возрастает до значения, равного 91 А. Наблюдается незначительная разница значений номинальных токов ПАФ по разработанной методике и по фактическим измеренным данным в рамках имитационного моделирования. Таким образом, разработанный алгоритм применения методов компенсации ВГ позволил нормализовать их уровни на ПС2.

Оценка показателей КЭ в рамках имитационного моделирования на других газовых промыслах при нормализации уровней ВГ на ПС2 показал, что уровни ВГ превышают нормативные требования как на ПС1, так и на ПС3. Данные по значениям показателей КЭ представлены в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Значения коэффициентов по ВГ тока и напряжения на ПС1, ПС3, ПС0 (%) (по данным автора)

Показатели КЭЭ	Норма по U ГОСТ 32144	ПС1	ПС3	ПС0	Норма по I ГОСТ/IEEE	ПС1	ПС3	ПС0
10 кВ								
K_U/K_I	5	7,5	5,5	4,1	5	9,3	4,6	1,5
K_5	4	6,3	4,8	3,4	4	8,6	2,3	1,4
K_7	3	2,5	1,3	1,1	4	3,0	2,1	0,3

Из данных таблицы 5.6 следует, что необходима компенсация ВГ на ПС1. Установка ПФ 5-й гармоники на ПС1, параметры которого выбраны с учетом ДВ внешнего источника искажений, приводит к нужному результату как по току, так и по напряжению (таблица 5.9).

Таблица 5.9 – Значения ВГ тока и напряжения ($h=5$) при подключении ПФ на ПС1 (по данным автора)

№	U_{0h}, B	I_{0h}, A	$I_{ПФh}, A$	$K_U/K_I, \%$
ГП-1	124,2 (1,6 %)	8,2 (1,4 %)	72,9	3,8/2,5
ГП-3	254 (3,3 %)	7,9 (2,1 %)	-	4,6/4,3

Таким образом, применение разработанной методологии оценки и нормализации несинусоидальности тока и напряжения подтвердило свою техническую эффективность.

5.5 Оценка экономического ущерба от влияния высших гармоник на электрооборудование с учетом долевого вклада источников искажений

Экономическая эффективность предложенных решений определяется за счет снижения электромагнитной составляющей ущерба, которая определяется ущербом, обусловленным дополнительными потерями активной мощности в ЭТК предприятия, и ущербом из-за уменьшения срока службы оборудования (в основном силовых трансформаторов) по формуле (5.3) [41, 40, 99, 130]:

$$Y = Y_{\Sigma} + Y_T = Y_1 + Y_2 + Y_T, \quad (5.3)$$

где Y_{Σ} - электромагнитная составляющая ущерба; Y_1 - ущерб, обусловленный дополнительными потерями активной мощности в оборудовании; Y_2 - ущерб из-за уменьшения срока службы оборудования; Y_T - технологическая составляющая ущерба. Технологическая составляющая ущерба имеет место на предприятии в виде ряда случаев: сбой синхронизации ИБП, ошибочное срабатывание устройств АВР, отключение трансформаторов по перегреву (что приводит к необходимости электроснабжения потребителей от дизельных электростанций). Однако, из-за отсутствия достаточных производственных данных для проведения оценки такая составляющая ущерба детально не учитывается в расчетах. Вместе с тем отмечается [122, 130], что технологическая составляющая ущерба может значительно превышать электромагнитную составляющую. Приближенная оценка технологической составляющей ущерба может быть осуществлена согласно методике, представленной в [42]. Технологическая составляющая вероятного ущерба λ от перерыва (или ограничения) электроснабжения оценивается исходя из значения системного потока отказов оборудования, равного 0,085, и значения

вероятности возникновения отключения (или ограничения) электроснабжения подстанций НГКМ, равной 6 %. При годовом объеме потребляемой электроэнергии около 100 млн кВтч на рассматриваемом НГКМ вероятностное значение ограничения электроснабжения определяется по формуле (5.4):

$$\Delta W_{\text{вер}} = 100 \cdot 0,085 \cdot 0,06 = 0,51 \text{ (млн кВтч/год)}. \quad (5.4)$$

С учетом удельного ущерба $W_{\text{уд}} = 0,22$ дол/кВтч (при стоимости доллара, равного 80 руб, $W_{\text{уд}} = 17,6$ руб/кВтч) для газопроводов и компрессорных станций [64] получается, что экономические потери составят около 9 млн руб/год.

Дополнительные потери активной мощности согласно [40, 130] определялись по выражениям, представленным в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Расчетные выражения для дополнительных потерь активной мощности от ВГ [40, 130]

Наименование	Расчётное выражение	Примечание
Трансформатор	$\Delta P_T = 0,607 \cdot \frac{\Delta P_{\text{КЗ}}}{u_{\text{КЗ}}^2} \sum_{h=2}^{\infty} \frac{1 + 0,05h^2}{h\sqrt{h}} U_h^2$	не учитываются потери хх
Асинхронный двигатель	$\Delta P_{\text{АД}} = 2 \cdot k_{\text{АД}} \cdot P_{\text{ном}} \sum_{h=2}^{\infty} \frac{U_h^2}{h\sqrt{h}}$	$k_{\text{АД}} = 1,18$ для нефтяной отрасли
Линия электропередачи	$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = 1,41 \cdot r \sum_{h=2}^{\infty} I_h^2 \sqrt{h}$	данные по r в таблице 5.1
Конденсаторная установка	$\Delta P_{\text{КБ}} = k_{\text{КБ}} \cdot Q_{\text{ном}} \sum_{h=2}^{\infty} U_h^2 h$	$k_{\text{КБ}} = 0,003$
Синхронная машина	$\Delta P_{\text{СМ}} = k_{\text{СМ}} \cdot P_{\text{ном}} \sum_{h=2}^{\infty} \frac{U_h^2}{h\sqrt{h}}$	$k_{\text{СМ}} = 2,36$ для энергетики

Дополнительные потери активной мощности рассчитывались при следующих параметрах: значения ВГ тока и напряжения определялись в рамках имитационного моделирования по построенной модели и соответствовали максимальному режиму ВГ; для минимального режима ВГ значения максимального режима уменьшались в полтора раза. Для силовых трансформаторов 110/10 кВ и 10/0,4 кВ, ЛЭП и синхронных генераторов длительность максимального и минимального режима ВГ была равна по 4380 ч (полгода), для АД – 1250 ч, для КБ – 3500 ч. Стоимость электроэнергии была принята 3 руб/кВтч. Расчет проводился по гармоникам 5, 7, 11 и 13-го порядка.

Рассчитанные значения дополнительных потерь активной мощности и их стоимости представлены в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Дополнительные потери активной мощности и их стоимость (по данным автора)

Наименование	Базовый вариант	При внедрении ФКУ
Добавочные потери в Т, тыс. кВтч/год (макс/мин)	442,9/192,1	157,5
Добавочные потери в АД, тыс. кВтч/год (макс/мин)	14,6/6,3	5,9
Добавочные потери в ЛЭП, тыс. кВтч/год (макс/мин)	0,33/0,15	0,1
Добавочные потери в КБ, тыс. кВтч/год (макс/мин)	0,18/0,08	0,05
Добавочные потери в СМ, тыс. кВтч/год (макс/мин)	103,1/45,8	13,9
Снижение издержек на потерях ЭЭ в Т, тыс. руб.	1432,0	
Снижение издержек на потерях ЭЭ в АД, тыс. руб.	45,0	
Снижение издержек на потерях ЭЭ в ЛЭП, тыс. руб.	6,3	
Снижение издержек на потерях ЭЭ в КБ, тыс. руб.	2,7	
Снижение издержек на потерях ЭЭ в СМ, тыс. руб.	405,0	
ИТОГО снижение издержек на потерях ЭЭ, тыс. руб.	1891,0	

Снижение издержек на добавочных потерях электроэнергии, возникающих от действия ВГ, в рассматриваемом оборудовании составило 1891 тыс. руб.

Кратность снижения сроков службы рассчитывалась только для силовых трансформаторов, так как при оценке чистого дисконтированного дохода рассматривается срок 10 лет, в течение которого трансформаторы выходят из строя при отсутствии мероприятий по ограничению ВГ. Срок службы другого электрооборудования снижается не более, чем в два раза и в расчетах не представлен. Кратность снижения сроков службы для силовых трансформаторов определяется по формуле (5.5) согласно [130]:

$$\gamma = e^{k_{иск}}, k_{иск} = d'' \sum_{h=2}^{\infty} \frac{1+0,05h^2+\frac{1,7}{\sqrt{h}}}{h\sqrt{h}} U_h^2, \quad (5.5)$$

где d'' для трансформаторов 110/10 кВ равно 338, а для трансформаторов 10/0,4 кВ – 610. Расчетный период работы трансформаторов КТП в максимальном режиме ВГ принят равным 2 мес, а паспортный срок службы равен 25 лет. Рассчитанные значения кратности снижения сроков службы силовых трансформаторов представлены в таблице 5.12.

Таблица 5.12 – Значения кратности снижения сроков службы силовых трансформаторов (по данным автора)

Наименование оборудования	$k_{иск}$, о.е.	γ , о.е.	Срок службы, год
Трансформатор ГП-1	0,97	1,95	12,8
КТП11	4,2	11,7	2,1
Трансформатор ГП-2	0,87	1,82	13,7
КТП21	2,82	5,81	4,3
КТП22	3,24	7,24	3,5
Трансформатор ГП-3	0,61	1,53	16,3
КТП31	1,66	3	8,3

Таким образом, кратность снижения сроков службы силовых трансформаторов на КТП11 составила 11,7, на КТП21 – 5,81, на КТП22 – 7,24 и на КТП31 – 3, снижение издержек на потерях электроэнергии составило около 1,9 млн руб. в год. Для наглядного представления результатов также был построен график чистого дисконтированного дохода (ЧДД) без учета технологической составляющей ущерба, представленный на рисунке 5.16. Ставка дисконтирования принята равной 0,15.

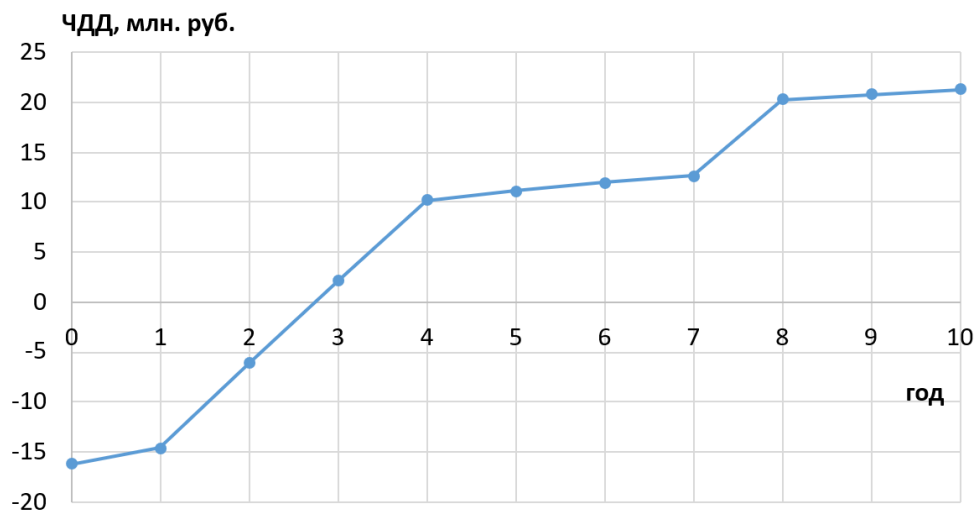


Рисунок 5.16 – График чистого дисконтированного дохода (составлено автором)

Из графика видно, что на 2, 3, 4 и 8-м годах возникают затраты на покупку новых трансформаторов на подстанциях КТП, а дисконтированный срок окупаемости составил около 2,5 лет. Традиционным решением на данном предприятии является установка параллельных активных фильтров на подстанциях КТП, питающих АВО газа. При этом капитальные затраты на установку таких устройств в 1,8 раза выше по сравнению с капитальными затратами на

оборудование, выбранное с помощью предложенной методологии. Стоимость пассивных и активных корректирующих устройств определялась на основе аналитических зависимостей стоимости оборудования от мощности и номинального тока ФКУ с учетом индексирования стоимости оборудования [91].

На основе данных о кратности снижения сроков службы трансформаторов, представленных в таблице 5.12, можно сделать вывод о степени ежегодного выхода из строя силовых трансформаторов, которая равна около 11 МВ·А/год. В приближенных расчетах стоимость 1 МВ·А мощности трансформаторов принимается равной 1 млн руб. «С учетом территориального коэффициента расположения в России, равного 1,3», затраты на замену трансформаторов в год определяются по формуле (5.6):

$$\Delta Z_{\text{ТР}} = 11 \cdot 1,0 \cdot 1,3 = 14,3 \text{ (млн руб/год)}. \quad (5.6)$$

Таким образом, суммарный экономический эффект от внедрения предлагаемых мероприятий на рассматриваемом НГКМ составит 25,2 млн руб. в год. На основе суммарного годового объема добычи газа в России, равного около 660 млрд м³, можно провести приближенную оценку экономической эффективности предлагаемых решений. При годовом объеме потребляемой электроэнергии около 570 млн кВт·ч снижение издержек на добавочных потерях электроэнергии, возникающих от действия ВГ, составит около 17 млн руб в год.

Далее оценивается степень выхода силовых трансформаторов из строя. Значение суммарной мощности трансформаторов можно оценить исходя из предположения, что ее значение в 4 – 5 раз превышает суммарную установленную мощность генераторов [42]. Было выявлено, что такое значение составляет около 2440 МВ·А. Согласно [42] степень ежегодного выхода силовых трансформаторов из строя определяется исходя из того, что определенная доля трансформаторов «близка к аварийному состоянию вследствие износа изоляции, а также работы сверх нормативного срока; некоторая часть трансформаторов при установке подвергается отбраковке и т. п. По статистическим данным, доля таких трансформаторов составляет 17 – 25%». Примем для дальнейших расчетов значение 20 %. Наличие ухудшенных показателей КЭ обуславливает сокращение

срока службы изоляции трансформаторов на уровень около 20 % [42]. Тогда степень ежегодного выхода силовых трансформаторов из строя определяется по формуле (5.7):

$$\Delta W_{\text{ТР}} = 2440 \cdot 0,2 \cdot 0,2 = 97,6 \text{ (МВ} \cdot \text{А/год)}. \quad (5.7)$$

При этом затраты на замену трансформаторов в год составят около 127 млн руб. Вероятный ущерб от ограничения электроснабжения составит около 52 млн руб в год. Приведенные данные приближенной оценки экономических потерь для газовой отрасли в целом согласуются с представленными выше расчетами для отдельного рассматриваемого НГКМ, где годовой объем добычи газа составляет около 115 млрд м³. Таким образом, укрупненный суммарный экономический эффект от внедрения предлагаемых мероприятий составит около 196 млн руб в год

5.6 Выводы по Главе 5

1. Разработана методология оценки и нормализации несинусоидальности тока и напряжения, которая основана на комплексном применении методов оценки ВГ тока и напряжения при наличии распределенных источников искажений, выявления взаимосвязанного ДВ источников искажений по току и напряжению, а также компенсации влияния источников искажений с помощью пассивных и активных ФКУ, подключаемых к сетям напряжением 0,4-10 кВ, при условии минимизации гармоник тока и напряжения.

2. Выполнена оценка эффективности применения разработанной методологии оценки и нормализации несинусоидальности тока и напряжения с учетом ДВ источников искажений на примере нефтегазоконденсатного месторождения с распределенными по сети НН. На основе оценки остаточных уровней ВГ в напряжении и токе с учетом ДВ источников искажений были выбраны параметры ФКУ и места их подключения в требуемых узлах нагрузки, что позволило нормализовать уровни ВГ тока и напряжения. При этом капитальные затраты на установку ФКУ в 1,8 раза ниже по сравнению с традиционным решением, что подтверждает техническую эффективность разработанных решений. Суммарный экономический эффект от внедрения предлагаемых

мероприятий на рассматриваемом НГКМ составил 25,2 млн руб. в год, что выражается в снижении издержек на потерях электроэнергии (1,9 млн руб.), снижении затрат на замену силовых трансформаторов (14,3 млн руб.) и снижении технологической составляющей ущерба от ограничения электроснабжения (9 млн руб.), что подтверждает экономическую эффективность разработанных решений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации на основании выполненных исследований решена крупная научная проблема, связанная с повышением качества электрической энергии и энергоэффективности электротехнических комплексов предприятий с распределенными источниками искажений путем нормализации уровней высших гармоник с учетом долевых вкладов в напряжение и токе, что имеет важное хозяйственное значение для развития страны.

Результаты работы:

1. На основе системного анализа проблематики повышения качества электрической в системах электроснабжения предприятий были выявлены основные факторы, учет которых необходимо осуществлять при наличии распределенных нелинейных электрических нагрузок, подключенных на разных уровнях напряжений и точках сети, включающие определение параметров схемы замещения на основе измеренных данных с определением гармонического сопротивления системы и уровней ВГ внешних НН, оценку взаимосвязанных долевых вкладов источников искажений по току и по напряжению, которые необходимо применять для выявления уровня снижения искажений и выбора параметров фильтрокомпенсирующих устройств.

2. Разработан алгоритм оценки гармонического сопротивления системы с применением ГНГ, параметры которого и места подключения измерительных цепей выбираются на основании выявленных зависимостей тока устройства от мощности короткого замыкания сети, мощности ЛН и порядка генерируемых ВГ, позволяющий проводить расчет сопротивления системы на частотах ВГ при наличии внешних НН.

3. Разработан метод оценки несинусоидальности тока и напряжения в сетях 0,4-10 кВ на основе измеренных ВГ в узле нагрузки, который позволяет проводить отдельную оценку влияния внешних и внутренних НН путем определения остаточных значений ВГ тока и напряжения в зависимости от типа фильтрокомпенсирующих устройств с учетом граничных значений соотношения мощности короткого замыкания системы к мощности питающего узла нагрузки

трансформатора для определения гармонического сопротивления сети и соотношения мощности короткого замыкания системы к мощности НН, подключенной к внешнему узлу нагрузки.

4. Разработан обобщенный метод определения ДВ, основанный на измерении векторов гармонических составляющих тока и напряжения, позволяющий проводить выбор узла нагрузки с наибольшим алгебраическим долевым вкладом и оценку взаимосвязанных уровней снижения ВГ тока и напряжения при подключении ФКУ на основе геометрических ДВ.

5. Разработан метод определения ДВ источников искажений на основе применения пассивных и активных ФКУ, который позволяет рассчитывать ДВ внутренних и внешних НН при скомпенсированных значениях гармоник токов и напряжений на этапе эксплуатации ФКУ.

6. Разработан алгоритм выбора и применения методов оценки ДВ источников искажений, который содержит последовательный выбор методов в зависимости от алгебраических ДВ распределенных НН, оценку остаточных уровней ВГ по геометрическим ДВ и учитывает непрерывную оценку ДВ на этапе эксплуатации ФКУ.

7. Выявлены аналитические зависимости ВГ тока пассивного фильтра от ДВ внешних НН, мощности короткого замыкания и параметров ФКУ, позволяющие рассчитать перегрузку фильтра с учетом ВГ тока от внешних источников искажений при выборе их параметров.

8. Установлены зависимости остаточных ВГ токов и напряжений потребителя от параметров питающей сети и геометрических ДВ источников искажений, позволяющие проводить выбор параметров параллельного активного фильтра при компенсации ВГ тока и напряжения.

9. Разработан метод выбора средств снижения уровня ВГ и их параметров в зависимости от ДВ источников искажений, который учитывает алгебраические ДВ для выбора места подключения фильтрокомпенсирующих устройств и геометрические ДВ для выбора степени компенсации ВГ и номинального тока фильтрокомпенсирующих устройств, что позволяет нормализовать

несинусоидальность тока и напряжения, определяемую как внешними, так и внутренними источниками искажений без перегрузок фильтрокомпенсирующих устройств и с минимальными затратами.

10. Разработана методология оценки и нормализации несинусоидальности тока и напряжения в сетях 0,4-10 кВ с учетом алгебраических и геометрических долевых вкладов источников искажений, которая позволяет нормализовать уровни высших гармоник тока и напряжения и повысить энергоэффективность электротехнических комплексов предприятий с распределенными источниками искажений.

11. Выполнена оценка эффективности применения разработанной методологии с учетом ДВ источников искажений на примере СЭС нефтегазоконденсатного месторождения с распределенными НН. На основе определения остаточных уровней ВГ тока и напряжения с учетом ДВ источников искажений были выбраны параметры ФКУ и места их подключения в требуемых узлах нагрузки, что позволило нормализовать уровни ВГ тока и напряжения. При этом капитальные затраты на установку ФКУ в 1,8 раза ниже по сравнению с традиционным решением. Суммарный экономический эффект составил 25,2 млн руб. в год, что выражается в снижении издержек на потерях электроэнергии (1,9 млн руб.), снижении затрат на замену силовых трансформаторов (14,3 млн руб.) и снижении технологической составляющей ущерба от ограничения электроснабжения (9 млн руб.), что подтверждает экономическую эффективность разработанных решений.

12. Перспективным направлением дальнейшего развития темы исследования повышения качества электрической энергии в сетях с распределенными НН является распространение и масштабирование разработанной методологии оценки и нормализации несинусоидальности тока и напряжения с учетом долевых вкладов на другие показатели КЭ, связанные отклонением, несимметрией, колебаниями и провалами напряжения в сетях различного класса напряжения. На основе разработанных принципов по определению долевых вкладов в показатели КЭ, позволяющих проводить ранжирование мест подключения и параметров фильтрокомпенсирующих устройств с учетом технических и экономических

показателей, целесообразна разработка подхода для определения виновников ухудшения КЭ и распределения ответственности между потребителями и энергоснабжающими организациями с учетом затрат на внедрение и эксплуатацию фильтрокомпенсирующих устройств.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВО – аппарат воздушного охлаждения;
АЧХ – амплитудно-частотная характеристика;
ВГ – высшие гармоники;
ВП – вентильный преобразователь;
ГНГ – генератор нехарактерных гармоник;
ГПП – главная понизительная подстанция;
ДВ – долевые вклады;
ИН – источник синусоидального напряжения;
КБ – конденсаторная батарея;
КРМ – компенсация реактивной мощности;
КГН – компенсация гармоник напряжения;
КГТ – компенсация гармоник тока;
КЭ – качество электроэнергии;
ЛН – линейная нагрузка;
НВ – неуправляемый выпрямитель;
НН – нелинейные нагрузки;
ПАФ – параллельный активный фильтр;
ПС – подстанция;
ПСАФ – последовательный активный фильтр;
ПФ – пассивный фильтр;
ПЧ – преобразователь частоты;
СЭС – система электроснабжения;
ТВ – тиристорный выпрямитель;
ТОП – точка общего присоединения;
ТРМ – тиристорный регулятор мощности;
ФКУ – фильтрокомпенсирующие устройства;
ЦПП – центральная подземная подстанция;
ЭТК – электротехнический комплекс.

СПИСОК ТЕРМИНОВ

внутренняя линейная нагрузка потребителя: Линейная электрическая нагрузка, подключаемая во внутренней системе электроснабжения потребителя в рассматриваемой точке присоединения.

внутренняя нелинейная нагрузка потребителя: Нелинейная электрическая нагрузка, подключаемая во внутренней системе электроснабжения потребителя в рассматриваемой точке присоединения.

внешняя нелинейная нагрузка потребителя: Нелинейная электрическая нагрузка, подключаемая во внешнем узле нагрузки потребителя.

внешний узел нагрузки: Точка системы электроснабжения потребителя, электрически ближайшая к рассматриваемой электроустановке, к которой присоединены или могут быть присоединены другие нагрузки, и расположенная «выше по течению» от рассматриваемой электроустановки;

внешняя нелинейная нагрузка сторонних потребителей: Нелинейная электрическая нагрузка, подключаемая во внешней системе электроснабжения потребителя.

долевой вклад: Мера участия отдельного слагаемого в формировании общего суммарного значения, выраженная в алгебраической или геометрической форме (в алгебраической форме долевой вклад выражается численным значением слагаемого или его процентной долей от суммарного значения; в геометрической форме долевой вклад представляет собой векторную величину, характеризующуюся модулем и направлением, что в совокупности определяет конечный вектор суммы).

остаточные значения высших гармоник: Значения гармоник, которые остаются некомпенсированными при потенциальном исключении влияния нелинейной нагрузки или подключении фильтрокомпенсирующих устройств в узле нагрузки.

узел нагрузки: Точка системы электроснабжения, в которой подключается рассматриваемая электроустановка.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамович, Б. Н. Методы и средства обеспечения энергетической безопасности промышленных предприятий с непрерывным технологическим циклом / Б. Н. Абрамович, Ю. А. Сычев // Промышленная энергетика. – 2016. – № 9. – С. 18-22.
2. Абрамович, Б. Н. Повышение эффективности автономных электротехнических комплексов нефтегазовых предприятий / Б. Н. Абрамович, И. А. Богданов - DOI: 10.31897/PMI.2021.3.10 // Записки Горного института. – 2021. – Т. 249. – С. 408-416.
3. Анненков, Е. О. Оценка эффективности метода двух измерений при определении параметров схем замещения элементов электрической сети для высших гармонических составляющих токов и напряжений / Е. О. Анненков, Е. В. Зубова, А. С. Селезнев, Д. С. Федосов – DOI: 10.21285/1814-3520-2022-3-401-414// iPolytech Journal. – 2022. – Т. 26. – № 3. – С. 401-414.
4. Антипов, К.М. Вклад ВНИИЭ в научно-технический прогресс отечественной электроэнергетики / К. М. Антипов, В. Э. Воротницкий, Ю. И. Моржин, Д. С. Савваитов // Электрические станции. – 2020. – № 1(1062). – С. 55-62.
5. Антонов, Б. М. Гибридная система децентрализованного электроснабжения на основе возобновляемых источников энергии разных видов / Б. М. Антонов, Н. Н. Баранов, К. В. Крюков, Ю. К. Розанов – DOI: 10.1080/14786451.2011.590898 // Электричество. – 2018. – № 1. – С. 8-13.
6. Аррилага, Дж. Гармоники в электрических системах / Дж. Аррилага, Д. Брэдли, П. Боджер: Пер. с англ. – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 320 с.
7. Атаманов, М.Н. Расчёт параметров и анализ работы пассивного фильтра гармоник / М.Н. Атаманов, Н.М. Дрей, А.Г. Зиганшин, Г.М. Михеев // Вестник Чувашского университета. – 2020. – № 1. – С. 17–25.
8. Афанасенко, А.С. Оценка влияния потребителей и энергоснабжающей организации на искажение напряжения в точке общего присоединения / А.С. Афанасенко, Д.С. Федосов // Вестник ИрГТУ. – 2011. – Т. 11. – № 58. – С. 190-193.

9. Белей, В. Ф. О необходимости контроля и нормирования гармоник тока / В. Ф. Белей, К. В. Коротких // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2024. – № 6 (87). – С. 36–42.

10. Белей, В. Ф. Повышение эффективности системы электроснабжения судостроительного завода / В. Ф. Белей, К. В. Коротких – DOI: 10.21443/1560-9278-2024-27-4-598-610 // Вестник МГТУ. – 2024. – Т. 27. – № 4. – С. 598–610.

11. Большаков, О. Подходы к обеспечению нормативного качества электроэнергии / О. Большаков, В. Воронин, Р. Шамонов, В. Тульский // Электроэнергия: Передача и распределение. – 2014. – № 1(22). – С. 112–115.

12. Булычева, Е.А. Анализ современных методов определения фактического вклада потребителей в общий уровень несинусоидальности напряжения электрической сети. Часть 1 / Е.А. Булычева, С.А. Янченко // Методы отклонений измеряемых величин // Промышленная энергетика. – 2019. – № 6. – С. 42-52.

13. Булычева, Е.А. Анализ современных методов определения фактического вклада потребителей в общий уровень несинусоидальности напряжения электрической сети. Часть 2 / Е.А. Булычева, С.А. Янченко // Методы статистического анализа данных // Промышленная энергетика. - 2019. - № 7. - С. 34-44.

14. Булычева, Е.А. Идентификация высших гармоник в реальном времени в электрических сетях с переменным режимом работы/ Е.А. Булычева, Г.С. Кулешова, С.А. Янченко // Промышленная энергетика. - 2020. - № 10. - С. 28-38.

15. Вагин Г. Я., Куликов А. Л., Лоскутов А. Б., Соснина Е. Н. Системы электроснабжения : учебник для студентов всех форм обучения по направлению подготовки бакалавров 13. 03. 02 "Электроэнергетика и электротехника"; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Нижегородский государственный технический университет им. Р. Е. Алексеева". - Нижний Новгород: Нижегородский государственный технический университет им. Р. Е. Алексеева, 2019. - 461 с. ISBN 978-5-502-01265-2.

16. Вагин, Г. Я. О необходимости приведения нормативных документов по электромагнитной совместимости и качеству электрической энергии к требованиям международных стандартов / Г. Я. Вагин, А. А. Севостьянов // Промышленная энергетика. – 2010. – №11.
17. Вагин, Г.Я. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике / Г.Я. Вагин, А.Б. Лоскутов, А.А. Севостьянов. – Н.Новгород: НГТУ, 2004. – 214 с.
18. Висящев, А. Н. Влияние потребителей на искажение напряжения / А. Н. Висящев, С. Г. Тигунцев // Электрические станции. - 2002. - №7. - С. 26-31.
19. Воронин, В.А. Выбор оптимальной конфигурации конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения выемочных участков / В.А. Воронин, Ф.С. Непша // Горный информационно-аналитический бюллетень. - 2022. - № 12. - С. 94-108.
20. Воронин, В.А. Об экономическом ущербе от снижения качества электроэнергии и источниках его возникновения / В.А. Воронин, Г.М. Лебедев - DOI: 10.25018/0236_1493_2022_12_0_94 // Вестник Кузбасского государственного технического университета. – 2016. – № 3. – С. 79-84.
21. Воротницкий, В.Э. Опыт и перспективы перехода на возобновляемые источники энергии / В. Э. Воротницкий // Энергохозяйство за рубежом. – 2023. – № 4(329). – С. 18-20.
22. Воротницкий, В.Э. Системный подход к обеспечению качества электроэнергии при её производстве, передаче, распределении и потреблении / В. Э. Воротницкий, Г. Б. Лазарев, Л. И. Коверникова, Д. В. Чернов // Энергетик. – 2024. – № 5. – С. 21-29.
23. Гамазин, С. И. Определение фактического вклада потребителя в искажении параметров качества электрической энергии / С. И. Гамазин, В. А. Петрович // Промышленная энергетика. - 2003. - №1. - С. 32-38.
24. Герман, Л. А. Принципы выбора мощности и размещения установок емкостной компенсации для повышения напряжения в тяговой сети переменного тока / Л. А. Герман, Б. М. Бородулин // Вестник ВНИИЖТ. – 2012. – № 3. – С. 29-35.

25. ГОСТ 1282-88. Конденсаторы для повышения коэффициента мощности. Общие технические условия. – Введ. 1989-01-01. – Москва: Издательство стандартов, 1989. – 17 с.

26. ГОСТ IEC/TR 61000-3-6-2020. Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 3-6. Нормы. Оценка норм электромагнитной эмиссии для подключения установок, создающих помехи, к системам электроснабжения среднего, высокого и сверхвысокого напряжения. – Введ. 2021-01-01. – Москва: Стандартиформ, 2020. – 48 с.

27. ГОСТ IEC/TS 61000-3-5-2013. Совместимость технических средств электромагнитная. Ограничение колебаний напряжения и фликера, вызываемых техническими средствами с номинальным током более 75 А, подключаемыми к низковольтным системам электроснабжения. Нормы и методы испытаний. – Введ. 2014-07-01. – Москва: Стандартиформ, 2020. – 8 с.

28. ГОСТ Р 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введ. 2014-07-01. – Москва: Стандартиформ, 2014. – 16 с.

29. ГОСТ Р 50397-2011. Совместимость технических средств электромагнитная. Термины и определения. – Введ. 2012-09-01. – Москва: Стандартиформ, 2012. – 62 с.

30. ГОСТ Р 51317.2.4-2000. Уровни электромагнитной совместимости для низкочастотных кондуктивных помех в системах электроснабжения. – Введ. 2002-01-01. – Москва: Стандартиформ, 2020. – 15 с.

31. ГОСТ Р 72176-2025. Национальный стандарт Российской Федерации. Электромагнитная совместимость. Нормы гармонических составляющих и составляющих обратной последовательности тока в сетях общего назначения среднего и высокого напряжения. – Введ. 2025-08-01. – М.: ФГБУ "РСТ", 2025. – 24 с.

32. Дадабаев, Ш. Т. Исследование пусковых режимов асинхронных двигателей при низком качестве электроэнергии питающей сети / Ш. Т. Дадабаев,

Е. И. Грачева, И. Р. Каримов, С. Валтчев // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2021. – Т. 13, № 1(49). – С. 3-15.

33. Дзюба, М.А. Вклад питающей сети и промышленного предприятия в качество электроэнергии в точке поставки электроэнергии / М. А. Дзюба, В. И. Сафонов // Вестник Магнитогорского государственного технического университета им. Г. И. Носова. – 2022. – № 20 (3). – С. 147-154.

34. Добрусин, Л.А. Проблема качества электроэнергии и электросбережения в России / Л.А. Добрусин // Энергоэксперт. – 2008. – № 4. – С. 30-35.

35. Довгун, В. П. Многофункциональные фильтрокомпенсирующие устройства для систем тягового электроснабжения переменного тока / В. П. Довгун, И. А. Сташков, И. Ф. Николаев, А. Ф. Синяговский // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2016. – № 3. – С. 55-60.

36. Довгун, В. П. Регулируемые фильтрокомпенсирующие устройства для систем тягового электроснабжения / В. П. Довгун, Д. Э. Егоров, И. Г. Важенина, А. Ф. Синяговский - DOI: 10.25206/1813-8225-2018-161-45-50 // Омский научный вестник. – 2018. – № 5 (161). – С. 45–50.

37. Долингер, С. Ю. Проблемы активной фильтрации кривой тока в четырех-проводной трехфазной сети / С. Ю. Долингер, С. В. Бирюков, Р. К. Романовский // Омский научный вестник. – 2012. – № 2. – С. 215–218.

38. Дрей, Н. М. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения с малой установленной мощностью : специальность 05.09.03 "Электротехнические комплексы и системы" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Дрей Надежда Михайловна, ФГБОУ ВО "Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова". – Чебоксары, 2021. – 133 с.

39. Жежеленко, И. В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий / И. В. Жежеленко. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2000. – 331 с.

40. Жежеленко, И. В. Электромагнитная совместимость в электрических сетях: учеб. пособие / И. В. Жежеленко, М. А. Короткевич. – Минск : Выш. шк., 2012. – 197 с.
41. Жежеленко, И.В. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях / И.В. Жежеленко, Ю.Л. Саенко. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2000. – 252 с.
42. Жежеленко, И.В. Расчеты показателей электромагнитной совместимости: учеб. пособие / И.В. Жежеленко, Г.Г. Пивняк, Ю.А. Папаика ; М-во образования и науки Украины, Нац. горн. ун-т. – Д. : НГУ, 2014. – 113 с.
43. Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. – М. : ЭНАС, 2009. – 456 с.
44. Железко, Ю. С. Правила применения скидок и надбавок к тарифам за качество электроэнергии / Ю. С. Железко, Е. И. Кордюков, В. Г. Курбацкий и др. // Промышленная энергетика. - 1990. - №11. - С. 52-55.
45. Железко, Ю.С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии / Ю. С. Железко. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.
46. Жемеров, Г. Г. Расчет параметров емкостного накопителя энергии компенсатора пульсаций мгновенной активной мощности / Г. Г. Жемеров, О. В. Ильина // Электричество. – 2008. – № 1. – С. 54–59.
47. Закарюкин, В. П. Моделирование несинусоидальных режимов в системах электроснабжения железных дорог / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. – 2008. – № 3. – С. 93-99.
48. Зыкин, Ф. А. Определение степени участия нагрузок в снижении качества электрической энергии / Ф.А. Зыкин // Электричество. – 1992. – №11. – С. 13-19.
49. Исмоилов, И. И. Повышение управляемости энергетическими системами и улучшение качества электроэнергии / И. И. Исмоилов, Е. И. Грачева

// Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2022. – Т. 14, № 1(53). – С. 3-12.

50. Карташев, И. И. Исследование влияния источников высших гармоник на качество электроэнергии в электроэнергетических системах 220–500 кВ / И. И. Карташев, Р. Р. Насыров, Б. В. Олексюк, М. Г. Симуткин, В. Н. Тульский, Р. Г. Шамонов // Электричество. – 2013. – №1. – С.13-18.

51. Карташев, И. И. Способ инструментального выявления источников искажения напряжения и определения их влияния на качество электроэнергии / И. И. Карташев, И. С. Пономаренко, С. Ю. Сыромятников, Л. Л. Гук // Электричество. – 2001. – №3. – С. 2-7.

52. Коверникова, Л. И. Качество электрической энергии: современное состояние, проблемы и предложения по их решению / Л. И. Коверникова, В. В. Суднова, Р. Г. Шамонов и др. – Новосибирск: Наука, 2017. – 219 с.

53. Коверникова, Л. И. Один из подходов к поиску резонансных режимов на высших гармониках / Л. И. Коверникова, С. С. Смирнов. – Текст: непосредственный // Электричество. – 2005. – № 10. – С. 62–69.

54. Коверникова, Л. Качество электроэнергии в ЕЭС России. Текущие проблемы и необходимые решения / Л. Коверникова, В. Тульский, Р. Шамонов // Электроэнергия: Передача и распределение. – 2016. – № 2(35). – С. 28–38.

55. Коверникова, Л.И. Методика централизованного снижения напряжений высших гармоник в сети с распределенными нелинейными нагрузками // Сб. докл. XI ежегод. специализ. науч.-практ.семинара «Контроль, анализ и управление качеством электрической энергии», Пенза, 24-25 апреля 2012. – Пенза Россия. – 24-25 апреля 2012. – С. 21-32.

56. Коверникова, Л.И. Применение фильтров С-типа для нормализации напряжений высших гармоник в сети с распределенной нелинейной нагрузкой / Л.И. Коверникова // Сб. докладов 10-й НТК по электромагнитной совместимости. – СПб., 2008. – С. 149-153.

57. Костин, В.Н. Влияние высших гармоник на качество напряжения и на работу конденсаторных батарей в системах электроснабжения с нелинейной

нагрузкой / В.Н. Костин, А.В. Кривенко, В.А. Сериков // Известия тульского государственного университета. Технические науки. - 2020. - №5. - С. 431-441.

58. Костюков, Д.А. Оценка долевого вклада потребителя в несимметрию напряжений по обратной последовательности в сетях с изолированной нейтралью / Д.А. Костюков, А.В. Петров, А.Е. Куш // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. - 2018. - 5(68). - С. 7-18.

59. Крыльцов, С.Б. Применение активного выпрямителя в качестве компенсатора токов искажений в распределительных сетях 6-10 кВ / С.Б. Крыльцов, Х.М. Муньос-Гихоса, С.В. Соловьев - DOI: 10.31897/PMI.2019.2.229 // Записки Горного института. – Т. 236. – С. 229-238.

60. Майер, В. Я. Методика определения долевого вклада потребителя и энергоснабжающей организации в ухудшении качества электроэнергии / В. Я. Майер // Электричество. - 1994. - № 49. - С.19-24.

61. Мещеряков, В. Н. Компенсация гармонических искажений и реактивной мощности в однофазных электрических сетях посредством параллельного активного фильтра электроэнергии на базе релейного регулятора / В. Н. Мещеряков, М. М. Хабибулин // Известия вузов. Электромеханика. – 2013. – № 4. – С. 54–57.

62. Назарычев, А.Н. Оценка надежности потребителей с учетом влияния показателей качества электроэнергии в системах электроснабжения / А. Н. Назарычев, А. Н. Скамьин, Ю. В. Добуш, А. Педро, А. А. Пугачев // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2022. – № 5(74). – С. 74-79.

63. Наумов, А. А. Обеспечение требуемого качества электрической энергии / А.А. Наумов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. - 2020. - Т. 22. - № 1. - С. 85- 92. DOI:10.30724/1998-9903-2020-22-1-85-92

64. Непомнящий В.А. Экономические потери от нарушения электроснабжения. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 188 с.

65. Николаев, А. А. Анализ эффективности способов обеспечения электромагнитной совместимости электроприводов с активными выпрямителями в

условиях реального производства / А.А. Николаев, И.Г. Гилемов, М.В. Буланов, В.С. Ивекеев // Вестник ИГЭУ. - 2024. - № 6. - С. 67-74.

66. Николаев, А. А. Экспериментальные исследования электромагнитной совместимости современных электроприводов в системе электроснабжения металлургического предприятия / А.А. Николаев, Г.П. Корнилов, Т.Р. Храмшин, Г. Никифоров, Ф.Ф. Муталлапова // Вестник Магнитогорского государственного технического университета им. Г. И. Носова. – 2016. - 14 (4). - С. 96-105.

67. Николаев, А. А. Экспериментальные исследования качества электроэнергии в сети 34,5 кВ металлургического завода ЗАО «ММК Metalurji» / А.А. Николаев, И.Г. Гилемов, С.А. Линьков, М.С. Светлаков - DOI: 10.18503/2311-8318-2022-3(56)-44-53// Электротехнические системы и комплексы. – 2022. – № 3(56). – С. 44–53.

68. Нос, О. В. Алгоритм управления выходными токами активного силового фильтра с использованием гиперкомплексных чисел / О. В. Нос, В. В. Панкратов // Известия вузов. Электромеханика. – 2012. – № 6. – С. 33–39.

69. Нос, О. В. Алгоритм управления напряжением звена постоянного тока активного силового фильтра / О. В. Нос, В. В. Панкратов, К. А. Шалыгин // Электротехника. – 2013. – № 12. – С. 36–40.

70. Нос, О. В. Методы анализа и синтеза трехфазных систем с активными силовыми фильтрами в гиперкомплексном пространстве : специальность 05.09.03 "Электротехнические комплексы и системы" : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Нос Олег Викторович, ФГБОУ ВО "Новосибирский государственный технический университет". – Новосибирск, 2015. – 327 с.

71. Нос, О. В. Система управления силовыми токами компенсации мгновенной неэффективной мощности / О. В. Нос, С. А. Харитонов // Электротехника. – 2015. – № 2. – С. 28–34.

72. Осипов, В.С. Метод расчета коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения, создаваемого трехфазными выпрямителями / В.С. Осипов // Вестник Самарского государственного

технического университета. Серия: Технические науки. – 2021. – № 4(72). – С. 99–115.

73. Осипов, Д. С. Модели и методы вейвлет анализа несинусоидальных нестационарных режимов электрических сетей 0,4 – 110 кВ : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Осипов Дмитрий Сергеевич, 2019. – 305 с.

74. Осипов, Д. С. Разработка критерия выбора оптимального типа материнского вейвлета в задаче расчета активной и реактивной мощности систем электроснабжения / Д. С. Осипов // Омский научный вестник. – 2018. – № 6(162). – С. 71-75.

75. Осипов, Д.С. Исследование несинусоидальных режимов работы электрооборудования в системах электроснабжения с полупроводниковыми преобразователями / Д. С. Осипов, Н. Н. Долгих, А. О. Шепелев, Е. Ю. Шепелева // Вестник Северо-Кавказского федерального университета. – 2024. – № 3(102). – С. 7-17.

76. Ощепков, В.А. Расчет резонансных режимов систем электроснабжения и разработка мероприятий по фильтрации высших гармоник / В. А. Ощепков, Д. С. Осипов, Д. В. Коваленко, Б. Ю. Киселев // Промышленная энергетика. – 2018. – № 9. – С. 10-16.

77. Паньков, И.А. Повышение качества электроэнергии в автономных электроэнергетических системах / И.А. Паньков, В.Я. Фролов - DOI: 10.25515/PMI.2017.5.563 // Записки Горного института. - 2017. - Т.227. - С. 563-568.

78. Патент № 2206099 Российская Федерация, МПК G01R 21/00. Способ выявления и оценки искажающей нагрузки в сети переменного тока : № 2001127443/09 : заявл. 09.10.2001 : опубл. 10.06.2003 / С. Н. Сидоров ; заявитель Ульяновский государственный технический университет. – 11 с. : ил.

79. Патент № 2236016 Российская Федерация, МПК G01R 19/00, G01R 23/20, G01R 29/04. Способ определения фактического вклада источников искажений в значения показателей качества электроэнергии в точке общего присоединения : № 2001102723/09 : заявл. 31.01.2001 : опубл. 10.09.2004 / А. Я.

Зельвянский, В. Н. Никифорова ; заявитель Общество с ограниченной ответственностью "Научный центр ЛИНВИТ". – 8 с. : ил.

80. Патент № 2237334 Российская Федерация, МПК H02J 3/01, H02J 3/26. способ повышения качества электрической энергии : № 2002131599/09 : заявл. 25.11.2002 : опубл. 27.09.2004 / А. Г. Машкин, Н. Ю. Буглак, В. Б. Тан-Цай, С. Д. Сапунов. – 6 с. : ил.

81. Патент № 2244313 Российская Федерация, МПК G01R 21/00. Способ определения потребителя, искажающего показатели качества электрической энергии в узле энергоснабжающей организации, и его вклада в искажение : № 2000117164/28 : заявл. 27.06.2000 : опубл. 10.01.2005 / О. И. Баглейбтер, А. Н. Висящев, И. И. Луцкий, С. Г. Тигунцев. – 10 с. : ил.

82. Патент № 2307364 Российская Федерация, МПК G01R 21/00. Способ определения долевых частей нагрузки и энергосистемы в изменении качества напряжения : № 2006100554/28 : заявл. 10.01.2006 : опубл. 27.09.2007 / В. Ю. Алексеев, Г. С. Зиновьев, В. И. Попов ; заявитель Новосибирский государственный технический университет. – 12 с. : ил.

83. Патент № 2364875 Российская Федерация, МПК G01R 19/00. Способ выявления фактического вклада субъектов электрических сетей в искажение качества электрической энергии в точке общего присоединения в электрической сети : № 2008103232/28 : заявл. 01.02.2008 : опубл. 20.08.2009 / В. М. Геворкян, Ю. А. Казанцев, С. Н. Михалин ; заявитель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Московский энергетический институт (технический университет)". – 7 с. : ил.

84. Патент № 2416853 Российская Федерация, МПК H02J 3/01 (2006.01). Способ снижения уровня высших гармоник. Заявка № 2009144307/07 : заявл. 30.11.2009 : опубл. 20.04.2011 / А. Н. Скамьин, Я. Э. Шклярский, А. В. Круглов ; заявитель/патентообладатель государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет)". – 6 с. : ил.

85. Патент № 2543075 Российская Федерация, МПК H02J 3/01 (2006.01). Способ снижения влияния высших гармоник на электрооборудование. Заявка № 2013113097/07 : заявл. 22.03.2013 : опубл. 27.02.2015 / Я. Э. Шклярский, **А. Н. Скамьин**, Ю. Е. Бунтеев ; заявитель/патентообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Национальный минерально-сырьевой университет "Горный". – 7 с. : ил.

86. Патент № 2573706 Российская Федерация, МПК G01R 21/00 (2006.01). Способ выявления источника высших гармоник. Заявка № 2014109521/28 : заявл. 12.03.2014 : опубл. 27.01.2016 / Я. Э. Шклярский, Ю. Е. Бунтеев, **А. Н. Скамьин** ; заявитель/патентообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Национальный минерально-сырьевой университет "Горный". – 8 с. : ил.

87. Патент № 2627195 Российская Федерация, МПК G01R 21/00. Способ оценки влияния потребителя на искажение напряжения в точке общего присоединения : № 2016142222 : заявл. 27.10.2016 : опубл. 03.08.2017 / А. Н. Висящев, Д. С. Федосов ; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Иркутский национальный исследовательский технический университет". – 19 с. : ил.

88. Патент № 2742902 Российская Федерация, МПК H02J 3/18. Способ определения точек подключения компенсирующих устройств : № 2020136148 : заявл. 03.11.2020 : опубл. 11.02.2021 / Е. О. Замятин, А. Н. Скамьин, И. Н. Войтюк ; заявитель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет». – 13 с. : ил.

89. Патент № 2752765 Российская Федерация, МПК G01R 23/20 (2006.01). Способ оценки вклада нелинейных потребителей в искажение напряжения в точке общего присоединения. Заявка № 2020140768 : заявл. 10.12.2020 : опубл. 03.08.2021 / Я. Э. Шклярский, **А. Н. Скамьин**, Ю. В. Добуш, В. А. Шпенст ; заявитель/патентообладатель федеральное государственное бюджетное

образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет». – 19 с. : ил.

90. Патент № 2782157 Российская Федерация, МПК G01R 23/20 (2006.01). Способ оценки долевого вклада источников искажений в напряжение питающей сети. Заявка № 2022101623 : заявл. 25.01.2022 : опубл. 21.10.2022 / **А. Н. Скамьин**, Я. Э. Шклярский, В. С. Добуш, Д. С. Галкин ; заявитель/патентообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский горный университет". – 13 с. : ил.

91. Петров, А. А. Методы и средства повышения качества электроэнергии в системе метрополитена : специальность 05.09.03 "Электротехнические комплексы и системы" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Петров Андрей Александрович, Новосибирский государственный технический университет. – Новосибирск, 2020. – 162 с.

92. Петрова, Р. М. Оценка параметров надежности схем цехового электроснабжения горных предприятий с однотрансформаторными подстанциями при различных способах их резервирования / Р. М. Петрова, Е. И. Грачева // Записки Горного института. – 2026. – Т. 277. – С. 81-93.

93. Приказ Минэнерго РФ от 23.06.2015 N 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии» (зарегистрирован в Минюсте РФ 22.07.2015 N 38151). – Москва, 2017. – 8 с.

94. Рахимов, О. С. Экспериментальное исследование показателей качества и потерь электроэнергии в низковольтных сельских электрических сетях / О. С. Рахимов, Д. Н. Мирзоев, Е. И. Грачева // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2021. – Т. 23, № 3. – С. 209-222.

95. РД 153-34.0-15.502-2002. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Ч. 2. Анализ качества электрической энергии. – Москва : Энергосервис, 2003. – 64 с. – ISBN 5-900835-65-0.

96. РД 34.15.501-88. Методические указания по контролю и анализу качества электрической энергии в электрических сетях общего назначения : [утверждено Главным научно-техническим управлением энергетики и электрификации 22 декабря 1988 года]. – Москва : СПО Союзтехэнерго, 1990. – 73 с. – 1800 экз.

97. Розанов, Ю. К. Гибридные фильтры для снижения несинусоидальности тока и напряжения в системах электроснабжения / Ю. К. Розанов, Р. П. Гринберг // Электротехника. – 2006. – № 10. – С. 55–60.

98. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2017611393 Российская Федерация. Программа для выбора мощности конденсаторных батарей при наличии высших гармоник : № 2016662059 : заявл. 10.11.2016 : опубл. 02.02.2017 / А. Н. Скамьин, В. С. Добуш ; заявитель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет». – 1 с.

99. Симуткин, М. Г. Разработка методов оценки влияния нелинейных электроприемников на режимы работы оборудования распределительных сетей : специальность 05.14.02 "Электрические станции и электроэнергетические системы" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Симуткин Максим Геннадьевич, ФГБОУ ВО "Национальный исследовательский университет "МЭИ". – Москва, 2014. – 163 с.

100. Синтез фильтрокомпенсирующих устройств для систем электроснабжения: коллективная монография / Н. П. Боярская, В. П. Довгун, Д. Э. Егоров [и др.]; под ред. В.П. Довгуна. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2014. – 192 с.

101. Скамьин, А. Н. Влияние напряжения на параметры электропотребления при наличии высших гармоник / А. Н. Скамьин, В. С. Добуш, Ю. В. Растворова // Вопросы электротехнологии. – 2020. – № 1(26). – С. 61-68.

102. Скамьин, А. Н. Метод оценки несинусоидальности тока и напряжения в системах электроснабжения с учетом долевого вклада источников искажений / А.Н. Скамьин // Электричество. – 2026. – № 4. – С. 50-60.

103. Скамьин, А. Н. Обоснование структуры и параметров системы компенсации реактивной мощности при наличии высших гармоник в напряжении и токе : специальность 05.09.03 "Электротехнические комплексы и системы" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Скамьин Александр Николаевич, ФГБОУ ВПО "Санкт-Петербургский государственный горный университет". – Санкт-Петербург, 2011. – 125 с.

104. **Скамьин, А. Н.** Оценка долевого вклада в электрических сетях с фильтрокомпенсирующими устройствами / **А.Н. Скамьин** // Интеллектуальная электротехника. – 2026. – № 1. – С. 103-116.

105. Скамьин, А.Н. Алгоритмы выбора средств компенсации высших гармоник в сетях горного предприятия / А.Н. Скамьин // Известия ВУЗов «Горный журнал». – 2012. – № 8. – С. 80-84.

106. Скамьин, А.Н. Влияние местоположения нелинейной нагрузки на расчет параметров работы конденсаторных батарей / А.Н. Скамьин // Естественные и технические науки. - 2013. - № 6. - С. 42-45.

107. **Скамьин, А.Н.** Определение сопротивления электрической сети при расчете режимов с искажениями в напряжении / **А. Н. Скамьин**, В.С. Добуш, М.Х. Жопри // Записки Горного института. – 2023. – Т. 261. – С. 443-454. DOI: 10.31897/PMI.2023.25

108. **Скамьин, А.Н.** Параметры энергосистемы в электротехнических комплексах с нелинейными электрическими нагрузками / **А.Н. Скамьин**, В.С. Добуш, Я.Э. Шклярский, О.С. Васильков // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2024. – № 6. – С. 88–104. - DOI: 10.25018/0236_1493_2024_6_0_88

109. Скамьин, А.Н. Повышение эффективности функционирования конденсаторных батарей в электрической сети горного предприятия / А.Н. Скамьин // Записки Горного института. - 2011. - Том 189. – С. 107-110.

110. Скамьин, А.Н. Способы уменьшения влияния высших гармоник на работу электрооборудования / А.Н. Скамьин, Я.Э. Шклярский // Записки Горного института. - 2011. - Т. 189. - С. 121-124.

111. Скамьин, А.Н. Эквивалентирование электрической сети при наличии высших гармоник / А.Н. Скамьин, Я.Э. Шклярский, А. О. Колумбия Наварро // Записки Горного института. – 2015. – Т. 213. – С. 31-35.

112. Смирнов, С. С. Вклад потребителя в уровни напряжения высших гармоник в узлах электрической сети / С. С. Смирнов, Л. И. Коверникова // Электричество. - 1996. - №1. - С. 58-64.

113. Смирнов, С. С. Высшие гармоники в сетях высокого напряжения / С. С. Смирнов. – Новосибирск: Наука, 2010.– 327 с.

114. Смирнов, С. С. Свойства активных мощностей гармоник искажающих нагрузок / С.С. Смирнов // Электричество. – 2010. – № 9. – С.45-59.

115. Соснина, Е.Н. Тиристорное вольтодобавочное устройство для снижения колебаний напряжения в системах электроснабжения горно-рудных предприятий / Е.Н. Соснина, А.А. Асабин, Р.Ш. Бедретдинов, Е.В. Крюков, Д.А. Гусев // Записки Горного института. - 2025. - Т. 272. - С. 159-170.

116. Сычев, Ю. А. Многофункциональные фильтрокомпенсирующие устройства в комбинированных системах электроснабжения предприятий минерально-сырьевого комплекса / Ю. А. Сычев, М. Е. Аладьин, Р. Ю. Зимин - DOI: 10.25018/0236_1493_2022_7_0_164 // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2022. – № 7. – С. 164–179.

117. Сычев, Ю. А. Повышение качества электроэнергии в системах электроснабжения минерально-сырьевого комплекса гибридными фильтрокомпенсирующими устройствами / Ю. А. Сычев, Р. Ю. Зимин - DOI: 10.31897/PMI.2021.1.14 // Записки Горного института. – 2021. – Т. 247. – С. 132-140.

118. Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств» (с изменениями на 10 июня 2022 года) : [принят Комиссией Таможенного союза 09 декабря 2011 года]. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/902320551> (дата обращения: 09.03.2026). – Текст: электронный.

119. Тульский, В. Н. Развитие методики определения фактического вклада при оценке качества электрической энергии в точке общего присоединения : специальность 05.14.02 "Электрические станции и электроэнергетические системы" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Тульский Владимир Николаевич, Московский энергетический институт. – Москва, 2004. – 134 с.

120. Тульский, В.Н. Оценка качества электроэнергии в распределительных электрических сетях / В.Н. Тульский, Т.В. Радилов, В.М. Королев, М.А. Силаев, Е.А. Суворова // Электроэнергия. Передача и распределение. - 2019. - 6(57). - С.118-123.

121. Тульский, В.Н. Проблемы оценки вклада потребителя в искажение качества электроэнергии / В.Н. Тульский, Д.В. Дворкин, М.А., Силаев Ш. Палис // Электричество. – 2017. – № 7. – С.12-19.

122. Управление качеством электроэнергии / И. И. Карташев, В. Н. Тульский, Р. Г. Шамонов и др.; под ред. Ю. В. Шарова. – М. : Издательский дом МЭИ, 2017. – 347 с. : ил.

123. Файфер, Л. А. Применение пакетного вейвлет-преобразования для определения составляющих мощности при несинусоидальных режимах / Л. А. Файфер, Д. С. Осипов, Е. Н. Еремин, Н. Н. Долгих // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2016. – № 8(115). – С. 136-145.

124. Федосов, Д. С. Разработка метода оценки влияния потребителей на несинусоидальность и несимметрию напряжений в электрической сети : специальность 05.14.02 "Электрические станции и электроэнергетические системы" : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Федосов Денис Сергеевич, ФГБОУ ВПО "Иркутский государственный технический университет". – Иркутск, 2014. – 195 с.

125. Харитонов, С. А. Анализ и синтез алгоритма управления активным силовым фильтром с независимым регулированием токов фаз для четырехпроводных систем / И. В. Александров, О. В. Нос, С. А. Харитонов, М. А. Дыбко // Электропитание. – 2021. – № 3. – С. 38-56.

126. Харитонов, С. А. Электромагнитные процессы в комбинированной системе электроснабжения / С. А. Харитонов, А. С. Харитонов, Д. Л. Калужский [и др.] // Электропитание. – 2022. – № 1. – С. 4-18.

127. Шалыгин, К.А. Активные силовые фильтры в задачах повышения качества электрической энергии / К.А. Шалыгин, О.В. Нос // Системы анализа и обработки данных. – 2013. – № 4(53). – С. 191–201.

128. Шевырев, Ю. В. Улучшение качества электроэнергии при работе полупроводникового преобразователя частоты / Ю.В. Шевырев - DOI: 10.25018/0236-1493-2020-2-0-171-178 // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2020. – № 2. – С. 171–178.

129. Шевырева, Н. Ю. Влияние на качество электроэнергии ступенчатого фильтро-компенсирующего устройства при работе буровых установок с частотно-регулируемым электроприводом / Н.Ю. Шевырева // Горный информационно-аналитический бюллетень. - 2015. - № 1. - С. 408-415.

130. Шидловский, А. К. Повышение качества энергии в электрических сетях: монография / А. К. Шидловский, В. Г. Кузнецов. – Киев: Наук. думка, 1985. – 267 с.

131. Шклярский, Я.Э. Анализ потерь электроэнергии алюминиевого производства при наличии искажений в системе электроснабжения / Я.Э. Шклярский, А.Я. Шклярский, Е.О. Замятин - DOI: 10.17580/tsm.2019.04.11 // Цветные металлы. – 2019. – № 4. – С. 84-91.

132. Шклярский, Я.Э. Снижение уровня высших гармоник в сетях промышленного предприятия / Я.Э. Шклярский, **А.Н. Скамьин** // Промышленная энергетика. – 2012. – № 8. – С. 44-47.

133. Шклярский, Я.Э. Способы уменьшения влияния высших гармоник на работу электрооборудования / Я.Э. Шклярский, А.Н. Скамьин // Записки Горного института. - 2011. - Том 189. - С. 121-124.

134. Шклярский, Я.Э. Уменьшение влияния высших гармоник на работу электротехнического комплекса горного предприятия / Я.Э. Шклярский, Д.А.

Ситников, А.Н. Скамьин // Записки Горного института. - 2008. - Т. 178. - С. 162-165.

135. Шклярский, Я.Э. Экспериментальные исследования влияния гибридного инвертора на качество электроэнергии / Я.Э. Шклярский, **А.Н. Скамьин**, О.С. Васильков // Известия МГТУ МАМИ. – 2021. – Т. 15, № 3. – С. 2–9. DOI: 10.31992/2074-0530-2021-49-3-2-9

136. Янченко, С.А. Анализ гармонической эмиссии распространенных видов современных бытовых нелинейных электроприемников / С.А. Янченко // Промышленная энергетика. – 2014. - № 8. - С. 46–55.

137. Янченко, С.А. Явления компенсации высших гармоник тока при питании групп бытовых нелинейных электроприемников / С.А. Янченко, С.А. Цырук // Промышленная энергетика. - 2014. - № 1. - С. 32–38.

138. Abdel Aleem, S.H.E. Different Design Approaches of Shunt Passive Harmonic Filters Based on IEEE Std. 519-1992 and IEEE Std. 18-2002 / S.H.E. Abdel Aleem, M.T. Elmathana, A.F. Zobaa // Recent Patents Electr. Electron. Eng. – 2013. – Vol. 6. – P. 68-75. DOI: 10.2174/2213111611306010009.

139. Abdel Aziz, M.M. Practical Considerations Regarding Power Factor for Nonlinear Loads / M.M. Abdel Aziz, E.E.-D. AbouEl-Zahab, A.M. Ibrahim, A.F. Zobaa // IEEE Trans. Power Deliv. – 2004. – Vol. 19. – P. 337–341. DOI: 10.1109/TPWRD.2003.820194.

140. Abdul Kahar, N.H.B. Application of Mixed Integer Distributed Ant Colony Optimization to the Design of Undamped Single-Tuned Passive Filters Based Harmonics Mitigation / N.H.B. Abdul Kahar, A.F. Zobaa // Swarm Evol. Comput. – 2019. – Vol. 44. – P. 187-199. DOI: 10.1016/j.swevo.2018.03.004.

141. Abramovich, B.N. Uninterruptible power supply system for mining industry enterprises / B.N. Abramovich // Journal of Mining Institute. – 2018. – Vol. 229. – P. 31-40. DOI: 10.25515/PMI.2018.1.31.

142. Ahmed, E.F. A novel interactive technique for load current harmonic reduction for any randomly utilized household equipment / E.F. Ahmed, E.-S.S.A. Said, H.M. Abdel Mageed, A.A. Ammar // International Journal of Power Electronics and

Drive Systems. – 2022. – Vol. 13. – № 4. – P. 2159-2171. DOI: 10.11591/ijpeds.v13.i4.pp2159-2171.

143. Akagi, H. Instantaneous power theory and applications to power conditioning / H. Akagi, E. H. Watanabe, M. Aredes. – 2 ed. – Wiley: IEEE Press, 2007. – 379 p.

144. Akagi, H. Modern active filters and traditional passive filters / H. Akagi // Bulletin of The Polish Academy of Sciences-technical Sciences. – 2006. – Vol. 54. – P. 255-269.

145. Aleem, S.H.E.A. Optimal Passive Filter Design for Effective Utilization of Cables and Transformers under Non-Sinusoidal Conditions / S.H.E.A. Aleem, M.E. Balci, A.F. Zobaa, S. Sakar // In Proceedings of the 2014 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP). – Bucharest, Romania, 2014. – P. 626–630. DOI: 10.1109/ICHQP.2014.6842881.

146. Almutairi, M.S. Harmonics Mitigation Based on the Minimization of Non-Linearity Current in a Power System / M.S. Almutairi, S. Hadjiloucas // Designs. – 2019. – Vol. 3. – P. 29. DOI: 10.3390/designs3020029.

147. Arikan, O. Effects of power quality terms on passive power filters / O. Arikan, B. Kekezoğlu, C.F. Kumru // European Journal of Engineering and Technology. – 2016. - Vol. 4 (6). – 25-38.

148. Arrillaga, J. Power System Harmonic Analysis / J. Arrillaga, N. R. Watson. – 2 ed. – John Wiley & Sons Ltd, 2003. – 387 p. ISBN: 0-470-85129-5.

149. Artyukhov, I.I. Dynamic compensation of reactive power at power supply system for air cooler of gases / I.I. Artyukhov, S.F. Stepanov, I.I. Arshakyan, A.V. Korotkov, N.V. Pogodin // Promyshlennaya Energ. – 2004. – Vol. 6. – P. 47-51.

150. Azebaze Mboving, C.S. Analysis of the Factors Having an Influence on the LC Passive Harmonic Filter Work Efficiency / C.S. Azebaze Mboving, Z. Hanzelka, A. Firlit // Energies. – 2022. – Vol. 15. – Iss. 5. – P. 1894. DOI: 10.3390/en15051894.

151. Aziz, M.M.A. Effect of Time Variation of System Impedance and Voltage Harmonics on LC Compensation for Nonlinear Loads / M.M.A. Aziz, A.F. Zobaa, A.M.

Ibrahim, A.M.A. Monem // IEE Proceedings - Electric Power Applications. – 2006. – Vol. 153(4). – P. 619 - 624. DOI: 10.1109/ICHQP.2004.1409332.

152. Baggini, A. Handbook of Power Quality / Angelo Baggini. – John Wiley & Sons Ltd, 2008. – 618 p. ISBN: 978-0-470-06561-7.

153. Bagheri, A. A Framework Based on Machine Learning for Analytics of Voltage Quality Disturbances / A. Bagheri, R.A. de Oliveira, M.H.J. Bollen, I.Y.H. Gu // Energies. – 2022. – Vol. 15. – P. 1283. DOI: 10.3390/en15041283.

154. Baghzouz, Y. An accurate solution to line harmonic distortion produced by AC/DC converters with overlap and dc ripple / Y. Baghzouz // IEEE Trans. Ind. Appl. – 1993. – Vol. 29. – P. 536–540. DOI:10.1109/28.222423.

155. Barbaro, P. V. A Novel Approach Based on Nonactive Power for the Identification of Disturbing Loads in Power Systems / P. V. Barbaro, A. Cataliotti, V. Cosentino, S. Nuccio // IEEE Trans. Power Deliv. – 2007. – Vol. 22. - №. 3. – P. 782–1789. DOI: 10.1109/TPWRD.2007.899624.

156. Barbaro, P.V. A new technique to detect harmonic sources in polluted power systems / P.V. Barbaro, A. Cataliotti, V. Cosentino, S. Nuccio // XVIII IMEKO world congress Metrology for a Sustainable Development. – Rio de Janeiro, Brazil, 2006. – P. 1-6.

157. Belskiy, A.A. Configuration of a standalone hybrid wind-diesel photoelectric unit for guaranteed power supply for mineral resource industry facilities / A.A. Belskiy, A.N. Skamyin, E.V. Iakovleva // International Journal of Applied Engineering Research. – 2016. – Vol. 11, No. 1. – pp. 233-238.

158. Belsky, A. A. Analysis of UPS impact on power quality at point of common coupling of consumers / A. A. Belsky, V. S. Dobush // Proceedings of 2015 International Conference on Mechanical Engineering, Automation and Control Systems, MEACS 2015. – Tomsk, 2015. – P. 7414877. DOI: 10.1109/MEACS.2015.7414877.

159. Benaouadj, M. Active Harmonic Filtering for Improving Power Quality of an Electrical Network / M. Benaouadj, Z. Boumous, S. Boumous // Journal Européen des Systèmes Automatisés. – 2022. – Vol. 55. – № 3. – P. 397-403. DOI: 10.18280/jesa.550312.

160. Carpinelli, G. Analytical modeling for harmonic analysis of line current of VSI-fed drives / G. Carpinelli F. Iacovone, A. Russo, P. Varilone, P. Verde // IEEE Trans. Power Deliv. – 2004. – Vol. 19. – P. 1212–1224. DOI: 10.1109/TPWRD.2003.822951.
161. Cataliotti, A. An enhanced approach based on IEEE 1459 for the detection of disturbing loads in distorted and unbalanced three-phase power systems / A. Cataliotti, V. Cosentino // Proceedings of 2009 IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference, I2MTC 2009. – P. 426 - 431. DOI: 10.1109/IMTC.2009.5168486.
162. Chakravorty, D. Impact of modern electronic equipment on the assessment of network harmonic impedance / D. Chakravorty, J. Meyer, P. Schegner, S. Yanchenko, M. Schocke// IEEE Trans. Smart Grid. – 2017. – Vol. 8(1). – P. 382–390. DOI: 10.1109/TSG.2016.2587120.
163. Chang, G. Modeling devices with nonlinear Voltage-current Characteristics for harmonic studies / G. Chang, C.J. Hatziadoniu, W. Xu, P. Ribeiro et al. // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2004. – Vol. 19. – P. 1802 - 1811. DOI: 10.1109/TPWRD.2004.835429.
164. Chang, P. Research on Analytical Method of Thevenin Equivalent Parameters for Power System Considering Wind Power / P. Chang, J. Dai, Y. Tang, J. Yi, W. Lin, F. Yu // Proceedings of the 12th IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). – 2020. – P. 1–5. DOI: 10.1109/APPEEC48164.2020.9220576.
165. Cho, Y.S. Single-Tuned Passive Harmonic Filter Design Considering Variances of Tuning and Quality Factor / Y. S. Cho, H. Cha // J. Int. Counc. Electr. Eng. – 2011. – Vol. 1 (1). – P. 7–13. DOI: 10.5370/JICEE.2011.1.1.007.
166. CIGRE JWG C4/B4.38. Network Modelling for Harmonic Studies, Tech. Rep. TB766, CIGRE. - 2019. – 241 p.
167. CIGRE Working Group 36-05. Harmonics, Characteristics Parameter, Methods of Study, Estimates of Existing Values in the Network // Electra. – 1981. – Vol. 77. – P. 35-54.
168. Das, J. C. Power system harmonics and passive filter designs / J. C. Das. – Wiley: IEEE Press, 2015. – 872 p. ISBN: 978-1-119-03563-3.

169. Davi Curi Busarello, T. Analysis of a Derivative Hybrid Power Filter in Distorted Voltage Grid / T. Davi Curi Busarello, E.A. Vendrusculo, J.A. Pomilio, N. da Silva // In Proceedings of the 2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America). – Sao Paulo, Brazil, 15–17 April 2013. – P. 1–5. DOI: 10.1109/ISGT-LA.2013.6554381.
170. Davis, E. J. Harmonic Pollution Metering: Theoretical Considerations / E. J. Davis, A. E. Emanuel, D. J. Pileggi // IEEE Transactions on Power Delivery. - 2000. – Vol. 15(1). - P.19-23. DOI: 10.1109/61.847223.
171. De Beer, A. A Practical Method to Identify Contributions of Harmonics in Power Systems: Method and Application / A. de Beer, S. Kasemuana, J. H. Pretorius // International Review of Electrical Engineering. – Vol. 16 (4). – 2021. – P. 304-315. DOI: 10.15866/iree.v16i4.19194.
172. Dehaghani, M. N. Power quality improvement in DG based distribution systems: A review / N. Dehaghani, T. Korõtko, A. Rosin // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2026. – Vol. 225. – P. 16184. DOI: 10.1016/j.rser.2025.116184.
173. Desai, S. S. Design of Shunt Passive Filter for Reducing Harmonic in Variable Frequency Drives (VFDs): A Review / S. S. Desai, K. H. Dattesh, J. Pillai // Journal of emerging technologies and innovative research. – 2019. – Vol. 6 (5). – 178-183.
174. Dovgun, V. Distributed Power Quality Conditioning System for Three-Phase Four-Wire Low Voltage Networks / V. Dovgun, S. Temerbaev, M. Chernyshov, V. Novikov, N. Boyarskaya, E. Gracheva // Energies. – 2020. – Vol. 3. – P. 4915. DOI: 10.3390/en13184915.
175. Du, X. DC link active power filter for three-phase diode rectifier / X. Du, L. Zhou, H. Lu, H.M. Tai // IEEE Trans. Ind. Electron. – 2012. – Vol. 59. – P. 1430–1442. DOI: 10.1109/TIE.2011.2167112.
176. Ebadi, M. Evaluating maximum permissible feeder current in capacitive compensated harmonic polluted networks introducing Apparent RMS Current Ratio Index (ACRI) / M. Ebadi, M. Bayat, H. Asadi // Electric Power Systems Research. – 2020. – Vol. 187. – P. 106511. DOI: 10.1016/j.epsr.2020.106511.

177. Estrada, L. Real-time hardware in the loop simulation methodology for power converters using labview FPGA / L. Estrada, N. Vázquez, J. Vaquero, Á. de Castro, J. Arau // *Energies*. – 2020. – Vol. 13(2). – P. 373. DOI: 10.3390/en13020373.
178. Faifer, M. Frequency-domain nonlinear modeling approaches for power systems components - A comparison / M. Faifer, C. Laurano, R. Ottoboni, S. Toscani, M. Zanoni // *Energies*. – 2020. – Vol. 13(10). – P. 2609. DOI: 10.3390/en13102609.
179. Fallows, D. Harmonic Reduction Methods for Electrical Generation: A Review / D. Fallows, S. Nuzzo, A. Costabeber, M. Galea // *IET Generation, Transmission & Distribution*. - 2018. – Vol. 12(13). - P. 3107-3113. DOI: 10.1049/iet-gtd.2018.0008.
180. Fernandez, F. M. Method for separation of customer and utility contributions of harmonics at point of common coupling / F. M. Fernandez, P. Chandramohan Nair S. // *IET Generation, Transmission & Distribution*. - 2013. – Vol. 7(4). - P.374-381. DOI: 10.1049/iet-gtd.2012.0361.
181. Filho da Costa Castro, J. A Novel Approach to the Design of Passive Filters in Electric Grids / J. Filho da Costa Castro, L.R. Lima, F.N. Belchior, P.F. Ribeiro // *Int. J. Emerg. Electr. Power Syst.* – 2016. – Vol. 17. – P. 693–701. DOI: 10.1515/ijeeps-2015-0205.
182. Grötzbach, M. Analytical predetermination of complex linecurrent harmonics in controlled AC/DC converters / M. Grötzbach, R. Redmann // *IEEE Trans. Ind. Appl.* – 1997. – Vol. 33. – P. 601–612. DOI: 10.1109/28.585848.
183. Grötzbach, M. Investigation of AC/DC converter harmonics by an analytical based time-discrete approach / M. Grötzbach, C. Ried // *IEEE Trans. Power Deliv.* – 1997. – Vol. 12. – P. 874–880. DOI: 10.1109/61.584407.
184. Grötzbach, M. Line Current Harmonics of VSI-Fed Adjustable Speed Drives / M. Grötzbach, R. Redmann // *IEEE Trans. Ind. Appl.* – 2000. – Vol. 36. – P. 683–690. DOI: 10.1109/28.833788.
185. Gurrula, G. Real-time Simulation of Power Converters using Adomian Decomposition Method on mini-FSS / G. Gurrula, A. Batageri, D.L. Dinesha // *IEEE Int. Conf. Power Electron. Drives Energy Syst., PEDES 2016*. – P. 1–6. DOI: 10.1109/PEDES.2016.7914521.

186. Hansen, S. Simple and Advanced Methods for Calculating Six-Pulse Diode Rectifier Line-Side Harmonics / S. Hansen, L. Asiminoaei, F. Blaabjerg // Conf. Rec. - IAS Annu. Meet. – 2003. – Vol. 3. – P. 2056–2062. DOI: 10.1109/ias.2003.1257849.

187. Hoon, Y. Control Algorithms of Shunt Active Power Filter for Harmonics Mitigation: A Review / Y. Hoon, M. Mohd Radzi, M. Hassan, N. Mailah // Energies. – 2017. – Vol. 10 (12). – P. 2038. DOI: 10.3390/en10122038.

188. IEEE Std 519-2014 IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems (Рекомендуемая практика IEEE и требования к гармоническому контролю в электроэнергетических системах): утвержден и введен в действие Committee PE/T and D - Transmission and Distribution: дата введения: 27 марта 2014. - URL: <https://standards.ieee.org/ieee/519/3710/> (дата обращения 10.03.2026).

189. Jopri, M.H. A Diagnostic Analytics of Harmonic Source Signature Recognition by Using Periodogram / M.H. Jopri, A.R. Abdullah, T. Sutikno et al. // International Journal of Electrical and Computer Engineering. – 2018. – Vol. 8. – № 6. – P. 5399-5408. DOI: 10.11591/ijece.v8i6.pp5399-5408.

190. Jopri, M.H. An Improved of Multiple Harmonic Sources Identification in Distribution System with Inverter Loads by Using Spectrogram / M.H. Jopri, A.R. Abdullah, M. Manap et al. // International Journal of Power Electronics and Drive Systems. – 2016. – Vol. 7. – № 4. – P. 1355-1365. DOI: 10.11591/ijpeds.v7.i4.pp1355-1365.

191. Jopri, M.H. Identification of harmonic source location in power distribution network / M.H. Jopri, M. Manap, **A. Skamyin**, T. Sutikno, M.R.M. Shariff, A. Belsky // International Journal of Power Electronics and Drive Systems. – 2022. – Vol. 13, No. 2. – P. 938-949. DOI: 10.11591/ijpeds.v13.i2.pp938-949.

192. Jopri, M.H. K-nearest neighbor and naïve Bayes based diagnostic analytic of harmonic source identification / M.H. Jopri, M.R. Ab Ghani, A.R. Abdullah, M. Manap, T. Sutikno, J. Too // Bull. Electr. Eng. Informatics. – 2021. – Vol. 9(6). – P. 2650–2657. DOI: 10.11591/eei.v9i6.2685.

193. Jou, H. Analysis of zig-zag transformer applying in the three-phase four-wire distribution power system / H. Jou, J. Wu, K. Wu, W. Chiang, Y. Chen // IEEE Trans. Power Deliv. – 2005. – Vol. 20(2). – P. 1168–1178. DOI: 10.1109/TPWRD.2005.844281.
194. Kalair, A. Review of harmonic analysis, modeling and mitigation techniques / A. Kalair, N. Abas, A.R. Kalair, Z. Saleem, N. Khan // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – Vol. 78. – 2017. – P. 1152-1187. DOI: 10.1016/j.rser.2017.04.121.
195. Kanálik, M. Power System Impedance Estimation Using a Fast Voltage and Current Changes Measurements / M. Kanálik, A. Margitová, L. Bena, A. Kanáliková // Energies. - 2021. – Vol. 14. – Iss. 1. – P. 63. DOI: 10.3390/en14010063.
196. Kannan, S. Recent Developments in Harmonic Resonance Detection in Low Voltage Networks using Impedance Measurement Techniques / S. Kannan, J. Meyer // Proceedings of the 8th International Conference on Power Systems (ICPS 2019). - Jaipur, India, 2019. – P. 1-6. DOI: 10.1109/ICPS48983.2019.9067345.
197. Kasemuana, S.M. A Practical Method to Identify Contributions of Harmonics in Power Systems: Method and Application / S.M. Kasemuana, A.S. De Beer, J.H.C. Pretorius // International Review of Electrical Engineering. – 2021. – Vol. 16. – № 4. – P. 304-315. DOI: 10.15866/iree.v16i4.19194.
198. Katic, V.A. A new method of three-phase bridge rectifier current and voltage harmonics determination / V.A. Katic // J. Power Energy Syst. – 1994. – Vol. 14 (1). – P. 44–48.
199. Kaufhold, E. Impact of grid impedance and their resonance on the stability of single-phase PV-inverters in low voltage grids / E. Kaufhold, J. Meyer, P. Schegner // Proceedings of the IEEE 29th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE). – 2020. – P. 880-885. DOI: 10.1109/ISIE45063.2020.9152571.
200. Ko, W. Design and Application of a Single-tuned Passive Harmonic Filter to Suppress Harmonic Distortion and Resonance for Railway Traction Power Systems – A Case Study / W. Ko, M. Tuomainen // IET Electrical Systems in Transportation. – 2022. – Vol. 12. – P. 153–164. DOI: 10.1049/els2.12041.

201. Lee, J. Identification of IPMSM Flux-Linkage Map for High-Accuracy Simulation of IPMSM Drives / J. Lee, Y.C. Kwon, S.K. Sul // IEEE Trans. Power Electron. – 2021. – Vol. 36. – P. 14257–14266. DOI: 10.1109/TPEL.2021.3084558.
202. Lei, W. A Fast-Transient Repetitive Control Strategy for Programmable Harmonic Current Source / W. Lei, C. Nie, M. Chen et al. // Journal of Power Electronics. – 2017. – Vol. 17. – Iss. 1. – P. 172-180. DOI: 10.6113/JPE.2017.17.1.172.
203. Li, D. A Comprehensive Review of Improving Power Quality Using Active Power Filters / D. Li, T. Wang, W. Pan, X. Ding, J. Gong // Electr. Power Syst. Res. – 2021. – Vol. 199. – P. 107389. DOI: 10.1016/j.epsr.2021.107389.
204. Li, F. Review of Real-time Simulation of Power Electronics / F. Li, Y. Wang, F. Wu, Y. Huang, Y. Liu, X. Zhang, M. Ma // J. Mod. Power Syst. Clean Energy. – 2020. – Vol. 8. – P. 796–808. DOI: 10.35833/MPCE.2018.000560.
205. Li, X. An Approach for Assessing Harmonic Emission Level Based on Robust Partial Least Squares Regression / X. Li, M. Chen, Y. Zheng, S. Cheng, F. Li // TELKOMNIKA Indonesian Journal of Electrical Engineering. - 2014. – Vol. 12(7). - P. 4981-4987. DOI: 10.11591/telkomnika.v12i7.4584.
206. Li, Y. Coupled Harmonic Admittance Identification Based on Least Square Estimation / Y. Li, Z. Deng, T. Wang, G. Zhao, S. Zhou // Energies. - 2018. – Vol. 11. – P. 2600. DOI: 10.3390/en11102600.
207. Li, Y. Coupled Harmonic Admittance Identification Based on Least Square Estimation / Y. Li, Z. Deng, T. Wang et al. // Energies. – 2018. – Vol. 11. – Iss. 10. – P. 2600. DOI: 10.3390/en11102600.
208. Li, Y. Harmonic Model and Propagation in Power System: A Review / Y. Li, W. Wang, B. Yuwen, S. Wei, W. Su, Z. Lu // Proceedings of the 45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, IECON 2019. – 2019. – P. 6147–6151. DOI: 10.1109/IECON.2019.8927241.
209. Lian, K.L. Harmonic analysis of a three-phase diode bridge rectifier based on sampled-data model / K.L. Lian, B.K. Perkins, P.W. Lehn // IEEE Trans. Power Deliv. – 2008. – Vol. 23. – P. 1088-1096. DOI: 10.1109/TPWRD.2008.917671.

210. Lin, R. A method for harmonic sources detection based on harmonic distortion power rate / R. Lin, L. Xu, X. Zheng // IOP Conf. Ser. Mater. Sci. Eng. - 2018. - vol. 322. – P. 072038. DOI: 10.1088/1757-899X/322/7/072038.
211. Lingom, P.M. Electrical Submersible Pumps: A System Modeling Approach for Power Quality Analysis with Variable Frequency Drives / P.M. Lingom, J. Song-Manguelle, M.L. Doumbia et al. // IEEE Transactions on Power Electronics. – 2022. – Vol. 37. – Iss. 6. – P. 7039-7054. DOI: 10.1109/TPEL.2021.3133758.
212. Liu, Z. Study on Harmonic Impedance Estimation and Harmonic Contribution Evaluation Index / Z. Liu, Y. Xu, H. Jiang, S. Tao // IEEE Access. – 2020. – Vol. 8. – P. 59114-59125. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.2982950.
213. Luhtala, R. Identification of Three-Phase Grid Impedance in the Presence of Parallel Converters / R. Luhtala, T. Messo, T. Roinila, H. Alenius, E. de Jong, A. Burstein, A. Fabian // Energies. - 2019. - vol. 12. – P. 2674. DOI: 10.3390/en12142674.
214. Luo, A. Design and Application of a Hybrid Active Power Filter with Injection Circuit / A. Luo, Z. Shuai, W. Zhu, Z. J. Shen, C. Tu // IET Power Electron. – 2010. – Vol. 3 (1). – P. 54–64. DOI: 10.1049/iet-pel.2008.0225.
215. Mahmoud, M.O. Source Current Harmonic Mitigation of Distorted Voltage Source by Using Shunt Active Power Filter / M.O. Mahmoud, W. Mamdouh, H. Khalil // Int. J. Electr. Comput. Eng. – 2020. – Vol. 10. – P. 3967–3977. DOI: 10.11591/ijece.v10i4.pp3967-3977.
216. Maksimovic, D. Modeling and Simulation of Power Electronic Converters / D. Maksimovic, A.M. Stankovic, V. Joseph Thottuvelil, G.C. Verghese // Proc. IEEE. – 2001. – Vol. 89. – P. 898–912. DOI: 10.1109/5.931486.
217. Martinez, R. Techniques to Locate the Origin of Power Quality Disturbances in a Power System: A Review / R. Martinez, P. Castro, A. Arroyo et al. // Sustainability. – 2022. – Vol. 14. – Iss. 12. – P. 7428. DOI: 10.3390/su14127428.
218. Mayordomo, J.G. A Detailed Procedure for Harmonic Analysis of Three-Phase Diode Rectifiers under Discontinuous Conduction Mode and Nonideal Conditions / J.G. Mayordomo, L.F. Beites, X. Yang, W. Xu // IEEE Trans. Power Deliv. – 2018. – Vol. 33. – P. 741-751. DOI: 10.1109/TPWRD.2017.2748384.

219. Medina, A. Harmonic analysis in frequency and time domain / A. Medina, J. Segundo, P. Ribeiro, W. Xu, K.L. Lian, G.W. Chang, V. Dinavahi, N.R. Watson //, IEEE Trans. Power Deliv. – Vol. 28 (3). – 2013. – P. 1813–1821. DOI: 10.1109/TPWRD.2013.2258688.
220. Melo, I. D. Allocation and Sizing of Single Tuned Passive Filters in Three-Phase Distribution Systems for Power Quality Improvement / I. D. Melo, J. L. R. Pereira, A. M. Variz, P. F. Ribeiro // Electr. Power Syst. Res. – 2020. – Vol. 180. – P. 106128. DOI: 10.1016/j.epsr.2019.106128.
221. Menti, A. Optimal Sizing and Limitations of Passive Filters in the Presence of Background Harmonic Distortion / A. Menti, T. Zacharias, J. Milias-Argitis // Electr. Eng. – 2009. – Vol. 91. - P. 89-100. DOI: 10.1007/s00202-009-0120-3.
222. Moeini, A. A current reference based selective harmonic current mitigation PWM technique to improve the performance of cascaded H-bridge multilevel active rectifiers / A. Moeini, H. Zhao, S. Wang // IEEE Trans. Ind. Electronics. – 2018. – Vol. 65. – P. 727–737. DOI: 10.1109/TIE.2016.2630664.
223. Mohamed, I.F. Optimal Sizing of C-Type Passive Filters under Non-Sinusoidal Conditions / I.F. Mohamed, S.H.E. Abdel Aleem, A.M. Ibrahim, A.F. Zobaa // Energy Technol. Policy. – 2014. – Vol. 1. – P. 35–44. DOI: 10.1080/23317000.2014.969453.
224. Mokoena, B. Medium voltage consumers' cost evaluation connected to a micro-grid PV system / B. Mokoena, P.S.P. Eboyle, J.H.C. Pretorius // Energy Reports. – 2022. – Vol. 8(10). – P. 235-244. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.05.105.
225. Morán, L. Practical problems associated with the operation of ASDs based on active front end converters in power distribution systems / L. Morán, J.R. Espinoza, M. Ortiz, J. Rodríguez, J.W. Dixon // Proceedings of the 2004 IEEE Industry Applications Conference. – 2004. – Vol. 4. – P. 2568-2572. DOI: 10.1109/IAS.2004.1348837.
226. Müller, S. Characterization of small photovoltaic inverters for harmonic modeling / S. Müller, J. Meyer, P. Schegner // Proceedings of the 16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP). – Bucharest, 2014. – P. 659-663. DOI: 10.1109/ICHQP.2014.6842929.

227. Nassif, A. An Investigation on the Selection of Filter Topologies for Passive Filter Applications / A. Nassif, W. Xu, W. Freitas // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2009. – Vol. 24(3). – P. 1710 - 1718. DOI: 10.1109/TPWRD.2009.2016824.

228. Nikolaev, A. Current Electromagnetic Compatibility Problems of High-Power Industrial Electric Drives with Active Front-End Rectifiers Connected to a 6–35 kV Power Grid: A Comprehensive Overview / A. Nikolaev, A. Maklakov, M. Bulanov, I. Gilemov, A. Denisevich, M. Afanasev // Energies. – 2023. – Vol. 16. – P. 293. DOI: 10.3390/en16010293.

229. Nikolaev, I.F. Synthesis of wideband damping filter for electric traction systems / I.F. Nikolaev, I.A. Stashkov, A.F. Sinjagovsky, V.P. Dovgun // J. Sib. Fed. Univ. Eng. technol. – 2016. – Vol. 9(1). – P. 61-70. DOI: 10.17516/1999-494X-2016-9-1-61-70.

230. Norouzi, H. Modeling and investigation of harmonic losses in optimal power flow and power system locational marginal pricing / H. Norouzi, S. Abedi, R. Jamalzadeh, M.G. Rad, S.H. Hosseini // Energy. – 2014. – Vol. 68. – P. 140-147. DOI: 10.1016/j.energy.2014.02.010.

231. Obulesu, Y.P. A THD analysis of industrial power distribution systems with active power filter-case studies / Y.P. Obulesu, M. Venkateswara Reddy, Y. Kusumalatha // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2014. – Vol. 60. – P. 107-120. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.02.037.

232. Orcajo, G.A. Retrofit of a Hot Rolling Mill Plant with Three-Level Active Front End Drives / G.A. Orcajo, J.R. Diez, J.M.C. Rodriguez, et al. // IEEE Transactions on Industry Applications. – 2018. – Vol. 54 (3). – P. 2964–2974. DOI: 10.1109/TIA.2018.2808159.

233. Park, B. Harmonic Mitigation Using Passive Harmonic Filters: Case Study in a Steel Mill Power System / B. Park, J. Lee, H. Yoo, G. Jang // Energies. – 2021. – Vol. 14. – P. 2278. DOI: 10.3390/en14082278.

234. Patent DE 19738125 A1 Federal Republic of Germany, ECLA H02J 3/01. Verfahren und Vorrichtung zur Kompensation von in einem Netz auftretenden Netzspannungsverzerrungen / Martin Sonnenschein, Michael Weinhold, Rainer

Zurowski; заявитель и патентообладатель «Siemens Aktiengesellschaft» - № DE1997138125; заявл. 01.09.1997; опубл. 1999-03-04. – 14 с. : ил.

235. Pfajfar, T. Harmonic Contributions Evaluation With the Harmonic Current Vector Method / T. Pfajfar, B. BlazicIgor, P. Papic // IEEE Transactions on Power Delivery. - 2008. - vol. 23. – P. 425-433. DOI: 10.1109/TPWRD.2007.911165.

236. Piróg, S. Non-linear electrical load location identification / S. Piróg, Y.E. Shklyarskiy, **A.N. Skamyin** // Journal of Mining Institute. – 2019. – Vol. 237. – P. 317-321. DOI: 10.31897/PMI.2019.3.317.

237. Pourarab, M. Assessment of Harmonic Contribution of a Photovoltaic Installation Based on Field Measurements / M. Pourarab, J. Meyer, and R. Stiegler // Renew. Energy Power Qual. J. – 2017. - Vol. 1. - №. 15. - P. 865–870. DOI: 10.24084/repqj15.498.

238. Qian, G. Harmonic Modeling and Analysis for Parallel 12-Pulse Rectifier under Unbalanced Voltage Condition in Frequency-Domain / G. Qian, Q. Wang, S. He, W. Dai, N. Wei, N. Zhou // Energies. – 2022. – Vol. 15. – P. 3946. DOI: 10.3390/en15113946.

239. Raman, R. Feasible Evaluation and Implementation of Shunt Active Filter for Harmonic Mitigation in Induction Heating System / R. Raman, P.K. Sadhu, R. Kumar, S.S. Rangarajan, U. Subramaniam, E.R. Collins, T. Senjyu // Electronics. – 2022. – Vol. 11. – P. 3464. DOI: 10.3390/electronics11213464.

240. Rashid, M.H. Power electronics handbook: devices, circuits, and applications handbook / M.H. Rashid. – Butterworth-Heinemann, 2024. – 1472 p. ISBN 978-0-323-99216-9.

241. Rashid, M.H. Power electronics handbook: devices, circuits, and applications handbook / edited by Muhammad H. Rashid. – 3rd ed. – Butterworth-Heinemann, 2011. – 1189 p. ISBN 978-0-12-382036-5.

242. Rice, D.E. A Detailed Analysis of Six-Pulse Converter Harmonic Currents / D.E. Rice // IEEE Trans. Ind. Appl. – 1994. – Vol. 30. – P. 294–304. DOI:10.1109/28.287531.

243. Ruuskanen, V. Power quality and reactive power of water electrolyzers supplied with thyristor converters / V. Ruuskanen, J. Koponen, A. Kosonen et al. // Journal of Power Sources. – 2020. – Vol. 459. – P. 228075. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2020.228075.

244. Shawon, M.H. Localization of Harmonic Sources in Power System – Simulation and Laboratory Study / M.H. Shawon, S.H. Barczentewicz, A. Bień, Z. Hanzelka // Renewable Energy and Power Quality Journal. – 2016. – № 14. – P. 546-551. DOI: 10.24084/repqj14.388.

245. Shidlovskij, A.K. High harmonics in low-voltage electrical networks / A.K. Shidlovskij, A.F. Zharkin. – Naukova dumka, 2005. – 209 p. ISBN 966-00-0471-0.

246. Shklyarskiy, Y. Distortion load identification based on the application of compensating devices / Y. Shklyarskiy, **A. Skamyin**, I. Vladimirov, F. Gazizov // Energies. – 2020. – Vol. 13, No. 6. – P. 1430. DOI: 10.3390/en13061430.

247. Shklyarskiy, Y. Experimental Study of Harmonic Influence on Electrical Energy Metering / Y. Shklyarskiy, Z. Hanzelka, **A. Skamyin** // Energies. – 2020. – Vol. 13, No. 21. – P. 5536. DOI: 10.3390/en13215536.

248. Shklyarskiy, Y. Method for Evaluation of the Utility's and Consumers' Contribution to the Current and Voltage Distortions at the PCC / Y. Shklyarskiy, I. Dobush, M.J. Carrizosa, V. Dobush, **A. Skamyin** // Energies. – 2021. – Vol. 14. – P. 8416. DOI: 10.3390/en14248416.

249. Shklyarskiy, Y.E. High harmonic minimization in electric circuits of industrial enterprises / Y.E. Shklyarskiy, **A.N. Skamyin** // World Applied Sciences Journal. – 2014. – Vol. 30, No. 12. – P. 1767-1771. DOI: 10.5829/idosi.wasj.2014.30.12.14257.

250. Shojaie, M. A method for determination of harmonics responsibilities at the point of common coupling using data correlation analysis / M. Shojaie, H. Mokhtari // IET Gener. Transm. Distrib. – 2014. - Vol. 8(1). – P. 142–150. DOI: 10.1049/iet-gtd.2013.0111.

251. Singh, R.S. Measurement-Based Distribution Grid Harmonic Impedance Models and Their Uncertainties / R.S. Singh, V. Čuk, S. Cobben // *Energies*. - 2020. – Vol. 13. – Iss. 16. – P. 4259. DOI: 10.3390/en13164259.
252. Sinvula, R. Harmonic Source Detection Methods: A Systematic Literature Review / R. Sinvula, K. M. Abo-Al-Ez, M. T. Kahn // *IEEE Access*. - 2019. - Vol. 7. - P.74283-74299. DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2921149.
253. Skamyin A.N. Automatic neutralization of high harmonics in electric circuits of metallurgical enterprises / Y.E. Shklyarsky, A.N. Skamyin, V.N. Lebedik, A.I. Mikheyev // *CIS Iron and Steel Review*. – 2008. – P.38-40.
254. **Skamyin, A.** An assessment of the share contributions of distortion sources for various load parameters / **A. Skamyin**, Y. Shklyarskiy, I. Dobush, V. Dobush, T. Sutikno, M.H. Jopri // *International Journal of Power Electronics and Drive Systems*. – 2022. – Vol. 13, No. 2. – P. 950-959. DOI: 10.11591/ijpeds.v13.i2.pp950-959.
255. **Skamyin, A.** Computation of Nonlinear Load Harmonic Currents in the Presence of External Distortions / **A. Skamyin**, A. Belsky, V. Dobush, I. Gurevich // *Computation*. – 2022. – Vol. 10, No. 3. – P. 41. DOI: 10.3390/computation10030041.
256. **Skamyin, A.** Experimental Determination of Parameters of Nonlinear Electrical Load / **A. Skamyin**, Y. Shklyarskiy, V. Dobush, I. Dobush // *Energies*. – 2021. – Vol. 14, No. 22. – P. 7762. DOI: 10.3390/en14227762.
257. **Skamyin, A.** Impedance analysis of squirrel-cage induction motor at high harmonics condition / **A. Skamyin**, Y. Shklyarskiy, K. Lobko, V. Dobush, T. Sutikno, M.H. Jopri // *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*. – 2024. – Vol. 33, No. 1. – P. 31-41. DOI: 10.11591/ijeecs.v33.i1.pp31-41.
258. **Skamyin, A.** Influence of Background Voltage Distortion on Operation of Passive Harmonic Compensation Devices / **A. Skamyin**, Ya. Shklyarskiy, I. Gurevich // *Energies*. – 2024. – Vol. 17, No. 6. – P. 1342. DOI: 10.3390/en17061342.
259. **Skamyin, A.** Method for determining the harmonic contribution of consumer installations based on the application of passive filters / **A. Skamyin** // *IET Generation, Transmission and Distribution*. – 2024. – Vol. 18, No. 14. – P. 2464-2479. DOI: 10.1049/gtd2.13209.

260. **Skamyin, A.N.** Analysis of nonlinear load influence on operation of compensating devices / **A.N. Skamyin**, V.S. Dobush // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2018. – Vol. 194, Issue 5. – P. 052023. DOI: 10.1088/1755-1315/194/5/052023.

261. **Skamyin, A.N.** Impact of external distortion sources on harmonic voltage profiles of consumers / **A.N. Skamyin**, A.A. Sverbey, S.V. Solovev // Energy Systems Research. – 2026. – Vol. 9, No. 1. – P. 48-57. DOI: 10.25729/esr.2026.01.0004.

262. **Skamyin, A.N.** Influence of nonlinear load on the measurement of harmonic impedance of the power supply system / **A.N. Skamyin**, I.V. Dobush, I.A. Gurevich // Proceedings of the 5th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering, REEPE 2023. – Moscow, Russian Federation, 2023. – P. 1-5. DOI: 10.1109/REEPE57272.2023.10086795.

263. **Skamyin, A.N.** Reactive power compensation considering high harmonics generation from internal and external nonlinear load / **A.N. Skamyin**, A.A. Belsky // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2017. – Vol. 87(3). – P. 032043. DOI: 10.1088/1755-1315/87/3/032043.

264. **Smith, B.C.** A review of iterative harmonic analysis for AC-DC power systems / **B.C. Smith**, J. Arrillaga, A.R. Wood, N.R. Watson // IEEE Trans. Power Deliv. – 1998. – Vol. 13. – P. 180–185. DOI: 10.1109/61.660876.

265. **Smith, B.C.** A sequence components model of the ac/dc converter in the harmonic domain / **B.C. Smith**, N.R. Watson, A.R. Wood, J. Arrillaga // IEEE Trans. Power Deliv. – 1997. – Vol. 12. – P. 1736–1743. DOI: 10.1109/61.634199.

266. **Sommer, S.** Reduce-factor-solve for fast Thevenin impedance computation and network / **S. Sommer**, A. Aabrandt, H. Jóhannsson // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2019. – Vol. 13. – Iss. 2. – P. 288-295. DOI: 10.1049/iet-gtd.2018.5330.

267. **Spelko, A.** Active Filter Reference Calculations Based on Customers' Current Harmonic Emissions / **A. Spelko**, B. Blazic, I. Papic, L. Herman // Energies. – 2021. – Vol. 14. – P. 220. DOI: 10.3390/en14010220.

268. Srikanth, P. Deep learning and signal processing based algorithm for autorecognition of harmonic loads / P. Srikanth, C. Koley // *Journal of Intelligent and Fuzzy Systems*. – 2022. – Vol. 42. – № 2. – P. 1171-1184. DOI: 10.3233/JIFS-189780.

269. Stošović, M.V.A. Application of a Standard Power Meter for Detection Source of Harmonic Pollution and Reducing Economic Losses at Power Grid / M.V.A. Stošović, D.S. Stevanović, P.M. Petković // *Electric Power Components and Systems*. - 2020. - 48(1-2). - P.42-55. DOI: 10.1080/15325008.2020.1731879.

270. Swart, P.H. On techniques for localization of sources producing distortion in electric power networks / P.H. Swart, M.J. Case, J.D. Van Wyk // *European Trans. Electrical Power*. - 1994. - 4(6). - P. 485-489. DOI: 10.1002/etep.4450040611.

271. Tanak, T. A new method of harmonic power detection based on the instantaneous active power in three-phase circuits / T. Tanak, H. Akagi // *IEEE Transactions on Power Delivery*. - 1995. - 10(4). - P.1737-1742. DOI: 10.1109/61.473386.

272. Task Force on Harmonics Modeling and Simulation Harmonics Working Group Modeling and simulation of the propagation of harmonics in electric power networks: Part I. Concepts, models, and simulation techniques // *IEEE Trans. Power Deliv.* – 1996. – Vol. 11. – P. 452-465.

273. Task Force on Harmonics Modeling and Simulation Harmonics Working Group Characteristics and Modeling of Harmonic Sources – Power Electronic Devices // *IEEE Trans. Power Deliv.* – 2001. – Vol. 16. – P. 791–800.

274. US Patent Application № 20080129122, H02J 3/01. Controllable board-spectrum harmonic filter (CBF) for electrical power systems : № 10/901265 : заявл. 27.04.2004 : опубл. 05.06.2008 / L. Yu, H. Yu. – 8 p.

275. Vasilkov, O.S. Impact of Hybrid Inverters on Electric Power Quality / O.S. Vasilkov, **A.N. Skamyin**, D.I. Ivanchenko // *Proceedings of the Seminar on Industrial Electronic Devices and Systems, IEDS 2023*. - Saint Petersburg, Russian Federation, 2023. - P. 259-263. DOI: 10.1109/IEDS60447.2023.10426426.

276. Wang, Y. An Adaptive Threshold for Robust System Impedance Estimation / Y. Wang, W. Xu, J. Yong // IEEE Transactions on Power Systems. – 2019. – Vol. 34. – Iss. 5. – P. 3951-3953. DOI: 10.1109/TPWRS.2019.2924349.
277. Watson, N.R. Power systems harmonics / N.R. Watson, J. Arrillaga – 2nd ed. – John Wiley & Sons, 2003. – 387 p. ISBN: 0-470-85129-5.
278. Wong, M.C. Assessment of Active and Hybrid Power Filters Under Space Vector Modulation / M.C. Wong, Y. Pang, Z. Xiang, L. Wang, C.S. Lam // IEEE Trans. Power Electron. – 2021. – Vol. 36 (3). – P. 2947–2963. DOI: 10.1109/TPEL.2020.3017750.
279. Xie, Q. An analytical gm/ID-based harmonic distortion prediction method for multistage operational amplifiers / Q. Xie, G. Shi // Int. J. Circuit Theory Appl. – 2021. – Vol. 49. – P. 2047–2073. DOI: 10.1002/cta.3012.
280. Xie, X. Data-driven dynamic harmonic model for modern household appliances / X. Xie, D. Chen // Applied Energy. – 2022. – Vol. 312. – P. 118759. DOI: 10.1016/j.apenergy.2022.118759.
281. Xu, F. Study on Constraints for Harmonic Source Determination Using Active Power Direction / F. Xu, H. Yang, J. Zhao, Z. Wang, Y. Liu // IEEE Trans. power Deliv. - 2018. – Vol. 33(6). – P. 2683-2692. DOI: 10.1109/TPWRD.2018.2828034.
282. Xu, W. A method for determining customer and utility harmonic contributions at the point of common coupling / W. Xu, Y. Liu // IEEE Trans. Power Delivery. - 2000. – Vol. 15(2). - P. 804-811. DOI: 10.1109/61.853023.
283. Xu, W. An investigation on the validity of power-direction method for harmonic source determination / W. Xu, X. Liu, Y. Liu // IEEE Trans. Power Deliv. - 2003. – Vol. 18(1). - P. 214-219. DOI: 10.1109/TPWRD.2002.803842.
284. Yang, H. Assessing the Harmonic Emission Level from One Particular Customer / H. Yang, P. Porotte, A. Robert // Proceedings of the 3rd International Conference on Power Quality. – 1994. – Vol. 2(8). – P. 160-166.
285. Yerbayev, Y. Negative Impact Mitigation on the Power Supply System of a Fans Group with Frequency-Variable Drive / Y. Yerbayev, I. Artyukhov, A. Zemtsov et al. // Energies. – 2022. – Vol. 15. – Iss. 23. – P. 8858. DOI: 10.3390/en15238858.

286. Yoon, C. Harmonic Stability Assessment for Multiparalleled, Grid-Connected Inverters / C. Yoon, H. Bai, R. N. Beres, X. Wang, C. L. Bak, F. Blaabjerg // IEEE Trans. Sustain. Energy. - 2016. – Vol. 7(4). - P.1388-1397. DOI: 10.1109/TSTE.2016.2551737.

287. Zare, F. Harmonic Emissions of Three-Phase Diode Rectifiers in Distribution Networks / F. Zare, H. Soltani, D. Kumar, P. Davari, H.A.M. Delpino, F. Blaabjerg // IEEE Access. – 2017. – Vol. 5. – P. 2819–2833. DOI: 10.1109/ACCESS.2017.2669578.

288. Zhaksylyk, A. Review of Active Front-End Rectifiers in EV DC Charging Applications / A. Zhaksylyk, H. Rasool, E. Abramushkina, S. Chakraborty, T. Geury, M. El Baghdadi, O. Hegazy // Batteries. – 2023. – Vol. 9. – P. 150. DOI: 10.3390/batteries9030150.

289. Zhang, A. Assessing Harmonic Impedance by Synchronous Wavelet Transform / A. Zhang, H. Yang // Proceedings in Wavelet Analysis and Its Applications. – Chongqing, P. R. China, 2003. – P. 417–423. DOI: 10.1142/9789812796769_0066.

290. Zhou, H. Selective harmonic compensation (SHC) PWM for grid-interfacing high-power converters / H. Zhou, Y. Li, N.R. Zargari, Z. Cheng, R. Ni, Y. Zhang // IEEE Trans. Power Electron. – 2014. – Vol. 29. – P. 1118–1127. 10.1109/tpel.2013.2261553.

291. Zhou, X. A harmonic suppression technology based on feedforward reference deviation compensation ADRC control for active power filters / X. Zhou, Y. Liu, L. Tao, H. Wen // Electric Power Systems Research. – 2026. – Vol. 251. – P. 112269. DOI: 10.1016/j.epsr.2025.112269.

292. Zhou, X. Voltage Stability Analysis of a Power System with Wind Power Based on the Thevenin Equivalent Analytical Method / X. Zhou, Y. Liu, P. Chang et al. // Electronics. – 2022. – Vol. 11. – Iss. 11. – P. 1758. DOI: 10.3390/electronics11111758.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Патент на изобретение № 2752765

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2752765

**СПОСОБ ОЦЕНКИ ВКЛАДА НЕЛИНЕЙНЫХ
ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ИСКАЖЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В
ТОЧКЕ ОБЩЕГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ**

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский горный университет» (RU)*

Авторы: *Шклярский Ярослав Элиевич (RU), Скамьин
Александр Николаевич (RU), Добуш Юлия Владимировна
(RU), Шпенст Вадим Анатольевич (RU)*

Заявка № 2020140768

Приоритет изобретения 10 декабря 2020 г.

Дата государственной регистрации

в Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 03 августа 2021 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 10 декабря 2040 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Иалов

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Патент на изобретение № 2782157



ПРИЛОЖЕНИЕ В

Патент на изобретение № 2543075

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2543075

**СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ВЛИЯНИЯ ВЫСШИХ ГАРМОНИК
НА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ**

Патентообладатель(ли): *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Национальный минерально-сырьевой университет "Горный" (RU)*

Автор(ы): *см. на обороте*

Заявка № 2013113097

Приоритет изобретения **22 марта 2013 г.**

Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации **27 января 2015 г.**

Срок действия патента истекает **22 марта 2033 г.**



Врио руководителя Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Л.Л. Кирий

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Патент на изобретение № 2416853

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2416853

СПОСОБ СНИЖЕНИЯ УРОВНЯ ВЫСШИХ ГАРМОНИК

Патентообладатель(ли): *Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Санкт-Петербургский государственный горный институт имени Г.В. Плеханова (технический университет)" (RU)*

Автор(ы): *см. на обороте*

Заявка № 2009144307

Приоритет изобретения **30 ноября 2009 г.**

Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации **20 апреля 2011 г.**

Срок действия патента истекает **30 ноября 2029 г.**

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам



Б.П. Симонов

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Патент на изобретение № 2573706

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2573706

**СПОСОБ ВЫЯВЛЕНИЯ ИСТОЧНИКА ВЫСШИХ
ГАРМОНИК**

Патентообладатель(ли): *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Национальный минерально-сырьевой университет "Горный" (RU)*

Автор(ы): *см. на обороте*

Заявка № 2014109521

Приоритет изобретения 12 марта 2014 г.

Зарегистрировано в Государственном реестре изобретений Российской Федерации 22 декабря 2015 г.

Срок действия патента истекает 12 марта 2034 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 Г.П. Ивлиев



ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Акт о внедрении результатов диссертационного исследования в компании ПАО «Газпром»



Публичное акционерное общество «Газпром»

(ПАО «Газпром»)

« » 20 г.

№

Утверждаю
Член Правления,
Начальник Департамента
ПАО «Газпром»
В.А. Михаленко



Дата « 9 » 04 2026 г.

АКТ

о внедрении результатов диссертационного исследования

Скамьина Александра Николаевича на тему

«Развитие методов оценки и нормализации несинусоидальности тока и напряжения в системах электроснабжения предприятий с учетом долевого вклада источников искажений», представленного на соискание ученой степени доктора технических наук по научной специальности 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы

Диссертация Скамьина А.Н., представленная на соискание ученой степени доктора технических наук, посвящена решению актуальной научно-технической проблемы по повышению качества электрической энергии и энергоэффективности производственных процессов на объектах газовой отрасли.

Результаты исследований, представленные в диссертации Скамьина А.Н., подтверждают значительные уровни высших гармоник при работе нелинейных электрических нагрузок, в частности преобразователей частоты аппаратов воздушного охлаждения, на технологических объектах добычи газа, а также влияние внешней нелинейной нагрузки, подключенной в точке общего присоединения потребителей, на технологических объектах транспорта газа. Такое влияние значительно усиливается на объектах с автономной системой электроснабжения. При этом снижается срок службы электрооборудования, наблюдаются значительные потери электроэнергии, ложные срабатывания устройств автоматики и работа потребителей в нештатном режиме, отключаются

конденсаторные установки в сетях 0,4-10 кВ. Решением указанных проблем являются разработанные рекомендации по установке пассивных и активных корректирующих устройств для минимизации уровня искажений в напряжении и токе с учетом долевого вклада источников искажений.

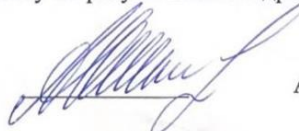
На объектах добычи газа мощность нагрузки в виде электроприводов аппаратов воздушного охлаждения с преобразователями частоты достигает 50-60 % от суммарной нагрузки (например, Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение). При этом их расположение на нескольких газовых промыслах, объединенных единой автономной системой электроснабжения, создает трудности при оценке и нормализации несинусоидальных режимов. Уровни высших гармоник в напряжении достигают 16 % в сети 10 кВ, на стороне 0,4 кВ – 18 %. Представленные в диссертации методы оценки несинусоидальности тока и напряжения на основе определения долевого вклада источников искажений и методы выбора параметров фильтрокомпенсирующих устройств позволяют нормализовать уровни высших гармоник тока и напряжения (ниже требуемых уровней 8 % для сети 0,4 кВ и 5 % для сети 10 кВ) с наименьшими затратами на оборудование.

На технологических объектах транспорта газа возникают резонансные явления при работе конденсаторных установок компенсации реактивной мощности в результате появления искажений в напряжении, которые вызваны работой сторонних потребителей в точке общего присоединения (например, Волховское ЛПУМГ, Пикалевское ЛПУМГ). Представленный в диссертации способ ограничения влияния искажений на электрооборудование, заключающийся в варьировании сопротивления питающей сети с ограничением диапазона мощности конденсаторных батарей, позволяет исключить резонансные явления на частотах высших гармоник, устранить отключение конденсаторов и их перегрузку.

Результаты исследований, приведенных в диссертации Скамьина Александра Николаевича, могут быть использованы в ПАО «Газпром» при реализации новых проектов, реконструкции и модернизации существующего оборудования, эксплуатации технологических объектов с целью повышения качества электрической энергии и обеспечения бесперебойности работы электротехнических комплексов объектов газовой отрасли, что приведет к положительному экономическому эффекту по результатам внедрения.

Председатель комиссии

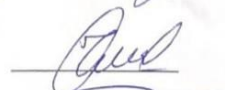
Начальник Управления



А.А. Шаповало

Члены комиссии:

Начальник отдела



В.Ф. Югай

Заместитель начальника отдела



И.С. Токарев

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Акт о внедрении результатов диссертационного исследования в компании АО «газпром промгаз»

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель генерального
директора АО «Газпром промгаз» к.э.н.

Н.В. Варламов

« 09 » / 04 / 2026 г.



АКТ

о внедрении результатов диссертации доцента кафедры электроэнергетики и электромеханики Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II Скамьина Александра Николаевича на тему: «Развитие методов оценки и нормализации несинусоидальности тока и напряжения в системах электроснабжения предприятий с учетом долевого вклада источников искажений», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук по научной специальности 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы

Мы, нижеподписавшиеся, директор центра А.Р. Сибгатуллин, заместитель директора центра-заведующий отделом С.С. Иваницкий и главный научный сотрудник В.Н. Толмачев НТЦ «Энергоснабжение» АО «Газпром промгаз» составили настоящий акт о том, что в НТЦ «Энергоснабжение» АО «Газпром промгаз» внедрены рекомендации диссертационной работы Скамьина А.Н. по выбору и применению фильтрокомпенсирующих устройств на производственных объектах газовой отрасли.

Представленные методы определения долевого вклада источников нелинейных искажений, на основании которых проводится ранжирование присоединений для выбора мест подключения активных и пассивных фильтрокомпенсирующих устройств, а также методы выбора их номинальных параметров с учетом раздельной оценки влияния источников искажений используются при выборе и обосновании эффективности применения данных устройств для повышения качества электрической энергии и нормализации уровней гармонических искажений в напряжении и токе, а также при разработке проектов по обеспечению электромагнитной совместимости работы оборудования

производственных объектов, имеющих в своем составе частотные электроприводы большой мощности.

Научно-технические и практические результаты диссертационной работы Скамьина А.Н. могут быть использованы для повышения качества электрической энергии и эффективности работы электротехнических комплексов производственных объектов газовой отрасли с использованием разработанной методологии оценки и нормализации несинусоидальных режимов с учетом долевого вклада источников искажений. Данные результаты вошли в состав технического предложения (аванпроекта) на моноблочный ЭГПА мощностью 16, 25 и 32 МВт для компрессорных станций.

Председатель комиссии

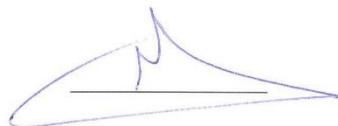
Директор НТЦ «Энергоснабжение»,
к.т.н.



А.Р. Сибгатуллин

Члены комиссии:

Заместитель директора центра-
заведующий отделом
НТЦ «Энергоснабжение»



С.С. Иваницкий

Главный научный сотрудник
НТЦ «Энергоснабжение»,
д.т.н.



В.Н. Толмачев

ПРИЛОЖЕНИЕ И**Протокол совещания Министерства энергетики РФ по вопросу рассмотрения
актов внедрения результатов диссертационного исследования****МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

(Минэнерго России)

П Р О Т О К О Л

заочного совещания у заместителя Министра энергетики Российской Федерации

Е.П. ГРАБЧАКА

09.07.2026№ ЕГ-216пр

Москва

Присутствовали: представители Департамента оперативного управления в ТЭК
и Департамента развития газовой отрасли.

**Рассмотрение актов внедрения результатов исследования Скамьина
Александра Николаевича**

(Е.П. Грабчак)

ОТМЕТИЛИ:

Результаты диссертационного исследования Скамьина Александра Николаевича на тему «Развитие методов оценки и нормализации несинусоидальности тока и напряжения в системах электроснабжения предприятий с учетом долевого вклада источников искажений», представленные на соискание ученой степени доктора технических наук по научной специальности 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы, использованы:

1. По субъекту внедрения ПАО «Газпром»:

1.1. При разработке мероприятий и последующем внедрении комбинированных фильтрокомпенсирующих устройств на базе пассивных и активных фильтров в ПАО «Газпром» в автономных системах электроснабжения на базе газотурбинных электростанций собственных нужд путем определения долевого вклада на основе измеренных показателей качества электрической энергии в узлах подключения нелинейных электрических нагрузок, что позволит улучшить качество электрической

энергии, обеспечить электромагнитную совместимость работы электрооборудования, снизить потери электроэнергии в сетях и предотвратить ложные срабатывания устройств автоматики (в частности, автоматического ввода резерва). На Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении предложенные рекомендации по выбору параметров фильтрокомпенсирующих устройств на основе определения долевых вкладов распределенных источников искажений позволяют снизить суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения в сети напряжением 10 кВ с 16 % до 5 %, в сети напряжением 0,4 кВ с 18 % до 8 % с наименьшими затратами на оборудование.

1.2. При разработке проектов по обеспечению электромагнитной совместимости работы оборудования, выполнении анализа показателей качества электрической энергии и режимов работы распределительной электрической сети и оборудования на технологических объектах транспорта газа (Волховское линейно-производственное управление магистральных газопроводов (далее – ЛПУМГ), Пикалевское ЛПУМГ), что позволяет разработать рекомендации по устранению резонансных явлений и ограничению влияния внешних источников искажений на работу электроприемников путем ограничения диапазона регулирования параллельно подключенных линейных электрических нагрузок и устройств компенсации реактивной мощности.

2. По субъекту внедрения АО «Газпром промгаз»:

2.1. При выборе и обосновании эффективности применения пассивных и активных фильтрокомпенсирующих устройств для нормализации уровней высших гармоник тока и напряжения, а также при разработке проектов по обеспечению электромагнитной совместимости работы оборудования производственных объектов, имеющих в своем составе частотные электроприводы большой мощности.

2.2. При разработке мероприятий по повышению качества электрической энергии и эффективности работы электротехнических комплексов производственных объектов газовой отрасли с использованием разработанной методологии оценки и нормализации режимов высших гармоник с учетом долевых вкладов источников искажений. Данные результаты вошли состав технического предложения

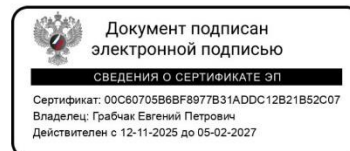
(аванпроекта) на моноблочный ЭГПА мощностью 16, 25 и 32 МВт для компрессорных станций.

РЕШИЛИ:

1. На основании экспертного рассмотрения актов внедрения результатов исследования Скамьина Александра Николаевича, подготовившего диссертацию на тему «Развитие методов оценки и нормализации несинусоидальности тока и напряжения в системах электроснабжения предприятий с учетом долевого вклада источников искажений» на соискание ученой степени доктора технических наук по научной специальности 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы, признать их актуальными для развития топливно-энергетического комплекса и решения задач по повышению качества электрической энергии и энергоэффективности производственных процессов, стоящих перед газовой отраслью.

2. Рекомендовать заинтересованным структурным подразделениям Минэнерго России в рамках компетенции использовать результаты исследования Скамьина А.Н. в текущей деятельности.

Заместитель Министра энергетики
Российской Федерации



Е.П. Грабчак

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Акт о внедрении результатов диссертационного исследования в компании

ООО «ИЦ АРТ»



Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «Автоматизация ресурсосберегающих технологий»

195196, г. Санкт-Петербург, ул. Таллинская, д. 7, лит. А, пом. 2-Н
тел. (812) 445-23-47, факс (812) 445-24-22; (812) 445-24-76
www.ic-art.ru; e-mail: office@ic-art.ru

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ООО «Инженерный центр «Автоматизация
ресурсосберегающих технологий» к.т.н.

И.Б. Зобов

«23» марта 2026 г.



АКТ

о внедрении результатов диссертационного исследования

Скамьина Александра Николаевича на тему

«Развитие методов оценки и нормализации несинусоидальности тока и напряжения в системах электроснабжения предприятий с учетом долевого вклада источников искажений», представленного на соискание ученой степени доктора технических наук по научной специальности 2.4.2. «Электротехнические комплексы и системы»

Диссертация Скамьина Александра Николаевича посвящена решению актуальной научно-технической проблемы повышения качества электрической энергии и энергоэффективности производственных процессов за счет снижения уровня высших гармоник в электроустановках с нелинейными нагрузками в разных точках сети с различными уровнями напряжения. Важной составляющей является определение долевого вклада источников искажений, информация о которых полезна при выборе мест подключения и параметров фильтрокомпенсирующих устройств различных типов.

Предложенная методология оценки и нормализации несинусоидальных режимов с учетом долевого вклада источников искажений представляется полезной при анализе режимов работы электрооборудования, влияющих на возникновение высших гармоник, а также при выборе параметров пассивных и активных фильтров, которые компенсируют искажения тока и напряжения.

Разработанный метод оценки несинусоидальных режимов, учитывающий определение остаточных значений гармоник тока и напряжения в узле нагрузки, имеет практическое применение на ряде объектов. В том числе на Пикалевском ЛПУМГ (ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»), где уровень гармоник напряжения 11 и 13 порядка на шинах ЗРУ 10 кВ достигает 5,5 и 4 % соответственно. При этом определено, что



Р/счет 40702810317350001707 в Филиале «Центральный» Банка ВТБ (ПАО)
К/счет 3010181014525000041, БИК 044525411, ИНН 7806272891, КПП 780601001





**Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр
«Автоматизация ресурсосберегающих технологий»**

195196, г. Санкт-Петербург, ул. Таллинская, д. 7, лит. А, пом. 2-Н
тел. (812) 445-23-47, факс (812) 445-24-22; (812) 445-24-76
www.ic-art.ru; e-mail: office@ic-art.ru

применение компенсирующих устройств (конденсаторных установок) приводит лишь к ухудшению показателей качества электроэнергии. С учетом разработанного метода это стало возможно определить без отключения электроприемников, т.е. без остановки непрерывного технологического процесса.

Также на Красноярском алюминиевом заводе (АО «РУСАЛ Красноярск») было выявлено наличие внешних источников искажений напряжения в электроустановках административного корпуса. Разработанный в диссертации метод определения параметров параллельного активного фильтра, компенсирующего гармоники напряжения, позволил корректно рассчитать и выбрать номинальный ток фильтрокомпенсирующего устройства с учетом измеренных долевых вкладов внешних источников искажений. При этом был выбран параллельный активный фильтр на напряжение 0,4 кВ с номинальным током 300 А с функцией компенсации гармоник напряжения.

Таким образом, научно-технические результаты диссертационной работы Скамьина А.Н., представленной на соискание ученой степени доктора технических наук, используются при разработке технических решений по повышению качества электрической энергии и нормализации уровней высших гармоник при работе распределенных нелинейных электрических нагрузок, задействованных на объектах добычи, транспорта газа, предприятиях цветной металлургии и могут быть тиражированы на других предприятиях с критическими уровнями нелинейных искажений в системах электроснабжения и распределительных сетях.

Председатель комиссии
Технический директор

А.А. Полтояйнен

Члены комиссии:
Директор по маркетингу

И.П. Аристархов

Главный специалист

А.А. Мелентьев



Р/счет 40702810317350001707 в Филиале «Центральный» Банка ВТБ (ПАО)
К/счет 3010181014525000041, БИК 044525411, ИНН 7806272891, КПП 780601001



ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Акт о внедрении результатов диссертационного исследования в компании ООО «Талосто-3000»



Общество с ограниченной ответственностью «Талосто-3000»

187404, г. Волхов, Загородный проезд, д.1, тел./факс (81363) 78-448, 28-264, (812)600-38-78,
e-mail: Volhov@talosto.ru, http://www.talosto.ru
ИНН 4702007389, р/с 40702810490350001398, к/с 30101810900000000790, КПП 470201001
БИК 044030790 Дополнительный офис «Инвестбанк» ПАО «Банк «Санкт-Петербург» г.Санкт-Петербург
ОКПО 56929883, ОКОНХ 18211, ОГРН 1024700530436, ОКВЭД 15.52, 51.36.22, 52.24.3

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер ООО «Талосто - 3000»



М.М. Богачев

2026 г.

АКТ

о внедрении результатов диссертационного исследования

Скамьина Александра Николаевича на тему

«Развитие методов оценки и нормализации несинусоидальности тока и напряжения в системах электроснабжения предприятий с учетом долевого вклада источников искажений», представленного на соискание ученой степени доктора технических наук по научной специальности 2.4.2. «Электротехнические комплексы и системы»

Диссертация Скамьина А.Н., представленная на соискание ученой степени доктора технических наук, посвящена повышению качества электрической энергии в электрических сетях с распределенными источниками искажений с учетом долевого вклада подключенных к сети нелинейных электрических нагрузок. Для определения долевого вклада источников искажений в электротехническом комплексе завода ООО «Талосто-3000» был использован обобщенный метод определения долевого вклада на основе измерения векторов тока и напряжения на частотах высших гармоник.

Цель измерений: определение долевого вклада источников искажений на выходе понижающего трансформатора ВТ-3 (ТМГ 1000/10).

Сроки измерений: 23.04 – 30.04.2019 г.

В период измерений регистрировались параметры электропотребления и показатели качества электрической энергии на вводном присоединении трансформатора ВТ-3 напряжением 0,4 кВ. Период усреднения составлял: 30 мин, 1 мин, 3 сек.

В результате измерений установлено:

1. Активная мощность в рабочие дни варьируется от 260 до 410 кВт, а реактивная мощность варьируется в пределах от 160 до 280 квар. Также наблюдается снижение потребляемой мощности при остановке части технологических процессов в течение двух дней.

2. Максимальные значения коэффициентов, связанных с гармоническими искажениями, достигают:

- суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения до 8,2 %;
- коэффициент 11-й гармонической составляющей напряжения до 5,7 %;
- коэффициент 13-й гармонической составляющей напряжения до 5,4 %.

3. При снижении потребляемой мощности наблюдается увеличение суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения, максимальное значение которого приходится на 29.04.

4. По данным измерений были проведены расчеты долевых вкладов источников искажений в рассматриваемом узле нагрузки. Было выявлено, что алгебраический долевой вклад внешних источников искажений составляет от 97 до 108 %.

5. По результатам выявленных долевых вкладов рекомендовано установить дополнительное индуктивное сопротивление (реактор на воздушном сердечнике) на вводных шинах 0,4 кВ с одновременным ограничением минимальной мощности автоматически регулируемой конденсаторной установки до 200 квар, что приведет к соответствию уровня гармоник напряжения требованиям ГОСТ 32144-2013.

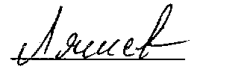
Работа проводилась на основе результатов, полученных Скамьиним А.Н., включенных в его диссертацию на соискание ученой степени доктора технических наук.

Председатель комиссии
Главный энергетик



Ю.В. Васильев

Члены комиссии:
Инженер электрик



А.В. Ляшенко

Наладчик электрооборудования



Н.Ю. Горощенко

ПРИЛОЖЕНИЕ М

Параметры электропотребления и качества электроэнергии на предприятии

Таблица М.1 – Параметры электропотребления и качества электроэнергии на предприятии в узле нагрузки напряжением 0,4 кВ

Время, с	U, В	P _Σ , Вт	S _Σ , ВА	K _{UΣ} , %	K _{U11} , %	K _{U13} , %	D _{U11} , %	D _{U13} , %
29.04.19 09:00:00	227,85	121813	146509	1,79	0,94	1,14	102,5	103,8
29.04.19 09:00:03	227,85	123101	145650	1,82	0,96	1,17	102,1	103,4
29.04.19 09:00:06	227,92	123075	145659	1,84	0,98	1,18	102,2	103,3
29.04.19 09:00:09	227,91	120251	144320	1,83	0,98	1,14	102,3	103,2
29.04.19 09:00:12	228,03	116447	138438	1,8	0,96	1,12	102,2	103,0
29.04.19 09:00:15	228,04	117862	135708	1,76	0,93	1,09	101,8	102,5
29.04.19 09:00:18	228,07	118478	136859	1,68	0,86	1,04	102,0	102,5
29.04.19 09:00:21	228,05	121159	141604	1,48	0,7	0,94	103,3	102,9
29.04.19 09:00:24	228,16	120355	146385	1,43	0,63	1	105,6	104,3
29.04.19 09:00:27	228,14	124122	145431	1,43	0,64	1	104,9	103,9
29.04.19 09:00:30	228,32	129262	149849	1,44	0,67	1,02	104,5	103,9
29.04.19 09:00:33	228,32	129714	150671	1,45	0,67	1,04	105,2	103,7
29.04.19 09:00:36	228,31	129483	150421	1,45	0,66	1,04	104,9	103,9
29.04.19 09:00:39	228,43	126907	149869	1,39	0,61	0,97	105,7	104,2
29.04.19 09:00:42	228,48	126902	144322	1,34	0,58	0,93	105,2	103,7
29.04.19 09:00:45	228,38	127974	147015	1,35	0,58	0,93	105,2	103,9
29.04.19 09:00:48	228,34	128596	149529	1,31	0,59	0,9	105,6	104,0
29.04.19 09:00:51	228,42	127508	148157	1,3	0,56	0,89	105,5	104,1
29.04.19 09:00:54	228,47	125080	145012	1,27	0,54	0,88	106,5	103,7
29.04.19 09:00:57	228,45	125135	145058	1,28	0,56	0,88	106,2	103,8
29.04.19 09:01:00	228,49	125520	145417	1,25	0,55	0,85	106,0	103,5
29.04.19 09:01:03	228,64	124202	146589	1,16	0,5	0,76	106,9	103,8
29.04.19 09:01:06	228,67	124409	140894	1,13	0,47	0,71	106,4	102,8
29.04.19 09:01:09	228,74	124803	142055	1,13	0,46	0,72	107,0	103,0
29.04.19 09:01:12	228,7	127120	146857	1,16	0,45	0,76	107,7	103,1
29.04.19 09:01:15	228,69	126212	146425	1,14	0,43	0,74	107,9	103,4
29.04.19 09:01:18	228,71	125353	145439	1,12	0,42	0,73	107,3	102,7
29.04.19 09:01:21	228,59	130075	149216	1,09	0,41	0,7	107,5	102,6
29.04.19 09:01:24	228,61	140041	157609	1,09	0,41	0,69	107,0	102,0
29.04.19 09:01:27	228,61	139402	156556	1,16	0,44	0,75	105,0	102,1
29.04.19 09:01:30	228,74	138110	153387	1,21	0,5	0,81	104,1	102,2
29.04.19 09:01:33	228,67	137394	152336	1,19	0,49	0,78	103,6	101,6
29.04.19 09:01:36	228,42	138447	155096	1,4	0,71	0,83	101,0	99,7
29.04.19 09:01:39	228,37	138451	156092	1,6	0,91	0,92	100,0	99,7
29.04.19 09:01:42	228,4	139507	157298	1,66	0,93	0,98	100,1	100,2
29.04.19 09:01:45	228,35	139700	157733	1,64	0,91	0,98	100,3	100,1
29.04.19 09:01:48	228,35	139228	157311	1,65	0,93	0,97	100,0	99,9
29.04.19 09:01:51	228,06	139772	157888	1,71	0,93	0,91	100,0	99,5
29.04.19 09:01:54	227,96	138694	155206	1,66	0,85	0,81	99,7	98,4
29.04.19 09:01:57	228	138360	153252	1,69	0,88	0,82	100,4	97,8
29.04.19 09:02:00	228,01	139305	155663	1,69	0,89	0,86	99,7	98,5
29.04.19 09:02:03	227,95	140013	157806	1,69	0,89	0,87	100,1	99,0
29.04.19 09:02:06	227,88	139798	157578	1,71	0,9	0,89	100,6	98,7

Продолжение таблицы М.1

Время, с	U, В	P _Σ , Вт	S _Σ , ВА	K _{UΣ} , %	K _{U11} , %	K _{U13} , %	D _{U11} , %	D _{U13} , %
29.04.19 09:02:09	227,85	139191	157027	1,71	0,89	0,9	100,4	98,7
29.04.19 09:02:12	227,91	139375	157215	1,74	0,91	0,91	100,6	98,4
29.04.19 09:02:15	227,91	139439	157264	1,72	0,91	0,9	100,0	98,5
29.04.19 09:02:18	227,82	139186	155954	1,69	0,89	0,9	99,6	98,5
29.04.19 09:02:21	228,04	137946	152797	1,77	0,94	0,94	100,0	98,5
29.04.19 09:02:24	227,95	138663	154327	1,88	1,01	1	99,8	99,0
29.04.19 09:02:27	227,86	139910	157338	1,89	1,02	1,02	100,3	98,8
29.04.19 09:02:30	227,82	140389	158398	1,85	1	1,01	100,3	99,1
29.04.19 09:02:33	227,71	139934	157903	1,87	1,03	1,01	100,4	99,3
29.04.19 09:02:36	227,66	139640	157493	1,92	1,08	1,05	100,4	100,0
29.04.19 09:02:39	227,78	139390	157136	1,9	1,07	1,03	100,2	99,6
29.04.19 09:02:42	227,82	139243	156614	1,94	1,1	1,07	99,9	99,9
29.04.19 09:02:45	227,98	138250	153664	2,04	1,17	1,14	99,6	100,2
29.04.19 09:02:48	227,98	138551	153509	2,21	1,28	1,24	99,7	100,3
29.04.19 09:02:51	227,89	140052	156742	2,31	1,35	1,29	100,1	100,9
29.04.19 09:02:54	227,78	137881	155259	2,33	1,37	1,31	100,1	101,2
29.04.19 09:02:57	227,77	138046	155566	2,31	1,34	1,31	100,1	101,0
29.04.19 09:03:00	227,73	141858	160335	2,27	1,3	1,28	100,2	101,0
29.04.19 09:03:03	227,78	140203	158480	2,28	1,29	1,29	100,3	101,4
29.04.19 09:03:06	227,86	140294	158589	2,23	1,31	1,33	100,2	101,2
29.04.19 09:03:09	227,99	139559	156362	2,25	1,33	1,39	100,0	101,0
29.04.19 09:03:12	228,12	138384	153586	2,61	1,57	1,66	100,0	101,1
29.04.19 09:03:15	228,04	139504	156379	2,83	1,7	1,85	100,2	101,4
29.04.19 09:03:18	227,96	140039	158405	2,82	1,68	1,85	100,6	101,7
29.04.19 09:03:21	228,01	139919	158327	2,81	1,68	1,84	100,5	101,8
29.04.19 09:03:24	228,04	139510	157946	2,78	1,66	1,82	100,5	101,6
29.04.19 09:03:27	227,98	139275	157731	2,81	1,68	1,84	100,4	101,9
29.04.19 09:03:30	227,92	139821	158212	2,82	1,7	1,85	100,4	101,4
29.04.19 09:03:33	228,03	139509	156896	2,75	1,65	1,79	99,9	101,5
29.04.19 09:03:36	228,16	138425	153845	2,74	1,65	1,78	99,7	101,4
29.04.19 09:03:39	228,16	139062	155194	2,63	1,58	1,68	99,8	101,1
29.04.19 09:03:42	227,71	140213	158246	2,36	1,4	1,43	100,0	100,8
29.04.19 09:03:45	227,87	139864	158220	2,25	1,33	1,33	100,0	100,9
29.04.19 09:03:48	227,94	140218	158567	2,1	1,23	1,23	99,8	100,9
29.04.19 09:03:51	227,96	140487	158789	2,13	1,22	1,25	99,9	100,7
29.04.19 09:03:54	227,95	140451	158766	2,09	1,19	1,21	100,0	100,7
29.04.19 09:03:57	227,95	140100	158021	2,06	1,18	1,18	100,3	100,5
29.04.19 09:04:00	227,98	138595	154577	2,04	1,18	1,17	99,8	100,1
29.04.19 09:04:03	228	138019	153477	2,03	1,17	1,17	99,7	100,0
29.04.19 09:04:06	227,96	139496	157003	1,96	1,13	1,12	100,0	100,0
29.04.19 09:04:09	228,04	139914	158315	1,86	1,05	1,05	100,0	99,8
29.04.19 09:04:12	228,15	139980	158425	1,7	0,96	0,97	99,2	99,4
29.04.19 09:04:15	228,32	139848	158368	1,78	1,03	1,06	99,4	100,3
29.04.19 09:04:18	228,54	137259	155128	1,86	1,1	1,13	99,4	100,7
29.04.19 09:04:21	228,35	136598	154051	2,91	1,81	1,92	100,0	102,0
29.04.19 09:04:24	228,26	135732	151558	3,34	2,12	2,24	99,8	102,3
29.04.19 09:04:27	228,38	135242	149398	3,33	2,11	2,22	99,5	102,0
29.04.19 09:04:30	228,43	136968	152856	3,28	2,07	2,17	99,6	102,0

Продолжение таблицы М.1

Время, с	U, В	P _Σ , Вт	S _Σ , ВА	K _{UΣ} , %	K _{U11} , %	K _{U13} , %	D _{U11} , %	D _{U13} , %
29.04.19 09:04:33	228,4	135313	152087	3,26	2,06	2,16	100,0	102,3
29.04.19 09:04:36	228,46	134464	151076	3,06	1,92	2,02	99,8	102,1
29.04.19 09:04:39	228,72	135515	152701	1,72	1,02	1,02	99,4	101,1
29.04.19 09:04:42	228,67	135620	152934	1,68	0,97	0,99	99,2	100,8
29.04.19 09:04:45	228,59	139547	159090	1,68	0,97	1	99,4	101,1
29.04.19 09:04:48	228,64	137903	155788	1,66	0,96	1	99,7	100,7
29.04.19 09:04:51	228,73	136482	152207	1,44	0,8	0,85	98,6	100,2
29.04.19 09:04:54	228,43	136665	152861	2,43	1,5	1,52	100,1	101,7
29.04.19 09:04:57	228,19	137666	156009	2,9	1,83	1,84	100,5	102,2
29.04.19 09:05:00	228,07	136894	155484	2,98	1,88	1,9	100,7	102,3
29.04.19 09:05:03	228,04	136851	155420	3	1,88	1,93	100,7	102,4
29.04.19 09:05:06	228	136454	155048	3,08	1,94	1,97	100,7	102,6
29.04.19 09:05:09	227,92	135985	154579	3,22	2,04	2,07	100,8	102,6
29.04.19 09:05:12	228,04	134177	151177	3,3	2,09	2,15	100,5	102,3
29.04.19 09:05:15	228,13	132461	146589	3,42	2,15	2,26	99,8	102,0
29.04.19 09:05:18	228,26	132255	145856	3,39	2,13	2,23	99,5	101,8
29.04.19 09:05:21	227,91	132265	147985	3,39	2,13	2,24	99,9	102,0
29.04.19 09:05:24	228,06	126275	143680	3,42	2,16	2,26	100,1	102,3
29.04.19 09:05:27	228,06	126190	143591	3,41	2,17	2,23	100,2	102,2
29.04.19 09:05:30	228,09	126828	144200	3,36	2,13	2,2	100,0	102,3
29.04.19 09:05:33	228,16	127012	144283	3,15	1,98	2,03	100,1	102,3
29.04.19 09:05:36	228,13	126359	143281	3,14	1,97	2,05	99,9	102,1
29.04.19 09:05:39	228,25	125466	140901	3,15	2	2,03	99,7	102,1
29.04.19 09:05:42	228,38	129161	144966	3,44	2,21	2,26	99,8	102,2
29.04.19 09:05:45	228,52	130489	147766	2,51	1,6	1,53	100,2	102,1
29.04.19 09:05:48	228,42	130978	150056	2,55	1,64	1,57	100,3	102,5
29.04.19 09:05:51	228,6	135015	154119	2,67	1,69	1,71	100,4	102,4
29.04.19 09:05:54	228,61	135523	154481	2,6	1,64	1,67	100,5	102,4
29.04.19 09:05:57	228,29	135124	153983	2,42	1,52	1,52	100,5	102,2
29.04.19 09:06:00	228,41	134979	153898	2,52	1,57	1,62	100,4	102,2
29.04.19 09:06:03	228,43	134080	152175	2,51	1,58	1,6	100,4	102,1
29.04.19 09:06:06	228,38	132411	148015	3	1,89	1,98	100,1	102,0
29.04.19 09:06:09	228,07	131725	147216	3,28	2,08	2,2	100,4	102,2
29.04.19 09:06:12	228,07	130731	146940	2,91	1,83	1,94	100,3	101,9
29.04.19 09:06:15	228,08	130526	146809	2,77	1,75	1,83	100,3	101,7
29.04.19 09:06:18	227,96	130348	147097	3,2	2,04	2,17	100,2	102,1
29.04.19 09:06:21	227,8	130939	147992	3,61	2,3	2,48	100,3	102,5
29.04.19 09:06:24	227,53	131111	148099	4,39	2,84	3,04	100,4	102,9
29.04.19 09:06:27	227,38	130921	147840	4,72	3,05	3,28	100,5	102,9
29.04.19 09:06:30	227,29	129973	145594	4,89	3,15	3,4	100,3	102,9
29.04.19 09:06:33	227,39	128955	143149	4,81	3,09	3,35	100,0	102,6
29.04.19 09:06:36	227,43	130082	146118	4,64	2,99	3,22	100,2	102,8
29.04.19 09:06:39	227,56	129667	145959	4,63	3	3,2	100,1	102,8
29.04.19 09:06:42	227,51	129376	145367	4,58	2,97	3,17	100,1	102,8
29.04.19 09:06:45	227,52	129043	145088	4,49	2,92	3,1	100,1	102,7
29.04.19 09:06:48	227,61	130087	149828	4,41	2,85	3,04	100,7	103,2
29.04.19 09:06:51	227,46	132023	148506	4,11	2,65	2,76	100,3	102,8
29.04.19 09:06:54	227,38	132758	149110	3,82	2,42	2,48	100,6	102,4

Продолжение таблицы М.1

Время, с	U, В	P _Σ , Вт	S _Σ , ВА	K _{UΣ} , %	K _{U11} , %	K _{U13} , %	D _{U11} , %	D _{U13} , %
29.04.19 09:06:57	228,18	133075	147577	2,79	1,69	1,73	100,0	101,2
29.04.19 09:07:00	227,73	141423	159577	3,37	2,07	2,2	100,7	102,0
29.04.19 09:07:03	227,81	140662	159317	3,37	2,07	2,2	100,9	102,1
29.04.19 09:07:06	227,86	140958	159667	3,27	1,99	2,13	100,9	102,2
29.04.19 09:07:09	227,97	141532	160213	3,22	1,94	2,1	100,8	102,1
29.04.19 09:07:12	228,05	141188	159676	3,17	1,91	2,05	100,8	102,1
29.04.19 09:07:15	227,99	141869	160292	3,07	1,84	1,97	101,0	101,9
29.04.19 09:07:18	228,02	141453	159857	3,07	1,85	1,95	100,9	102,0
29.04.19 09:07:21	228,14	140103	156564	3,12	1,89	1,97	100,3	101,9
29.04.19 09:07:24	228,1	139694	155720	3,14	1,91	2	100,4	101,8
29.04.19 09:07:27	228,12	140861	159135	3,22	1,95	2,08	100,8	102,0
29.04.19 09:07:30	228,14	140209	158868	3,41	2,1	2,24	101,0	102,1
29.04.19 09:07:33	228,21	139984	158681	3,4	2,1	2,22	100,9	102,2
29.04.19 09:07:36	228,2	140680	159517	3,4	2,09	2,22	101,0	102,1
29.04.19 09:07:39	228,09	140647	159538	3,59	2,21	2,35	101,1	102,2
29.04.19 09:07:42	228,09	142757	161351	3,64	2,25	2,39	101,3	102,3
29.04.19 09:07:45	228,05	156803	172569	3,59	2,23	2,33	101,2	102,5
29.04.19 09:07:48	228,26	156268	170515	3,33	2,02	2,14	100,8	102,0
29.04.19 09:07:51	228,21	158170	174066	3,22	1,94	2,07	100,8	102,4
29.04.19 09:07:54	228,16	158596	175362	3,16	1,91	2,03	101,1	102,2
29.04.19 09:07:57	228,13	158014	174813	3,31	2,01	2,14	101,2	102,2
29.04.19 09:08:00	228,03	157875	174877	3,6	2,22	2,36	101,1	102,6
29.04.19 09:08:03	227,95	159111	175979	3,78	2,36	2,49	101,2	103,0
29.04.19 09:08:06	227,57	158817	175568	4,15	2,63	2,75	101,1	103,2
29.04.19 09:08:09	227,54	158548	175064	4,35	2,78	2,93	101,4	103,2
29.04.19 09:08:12	227,62	157252	171616	4,39	2,82	2,94	101,1	102,9
29.04.19 09:08:15	227,48	159309	174491	4,45	2,86	2,98	101,2	103,1
29.04.19 09:08:18	227,35	159566	176420	4,54	2,93	3,04	101,6	103,4
29.04.19 09:08:21	226,89	158278	174881	4,47	2,9	2,93	101,5	103,4
29.04.19 09:08:24	226,98	158073	174630	4,53	2,91	3,02	101,5	103,5
29.04.19 09:08:27	227,21	158661	175268	4,59	2,93	3,07	101,2	103,6
29.04.19 09:08:30	227,31	157552	173936	4,63	2,96	3,1	101,2	103,4
29.04.19 09:08:33	227,02	156854	173040	4,96	3,23	3,32	101,4	103,6
29.04.19 09:08:36	226,95	156022	170452	5,37	3,53	3,64	101,3	103,5
29.04.19 09:08:39	227,21	155144	169049	5,41	3,49	3,69	101,2	103,2
29.04.19 09:08:42	227,19	156824	172782	5,37	3,43	3,67	101,3	103,2
29.04.19 09:08:45	226,92	161028	182767	5,41	3,45	3,71	101,6	103,6
29.04.19 09:08:48	227,09	158861	176730	5,41	3,45	3,72	101,5	103,6
29.04.19 09:08:51	226,95	158767	177995	5,53	3,53	3,79	101,6	103,8
29.04.19 09:08:54	226,72	159831	181605	5,57	3,55	3,83	101,9	104,0
29.04.19 09:08:57	226,68	159778	181524	5,61	3,59	3,85	102,0	104,0
29.04.19 09:09:00	226,66	158268	179048	5,75	3,68	3,91	101,8	104,0
29.04.19 09:09:03	226,71	156547	175298	5,79	3,71	3,94	101,5	103,7
29.04.19 09:09:06	226,49	161028	183068	5,78	3,71	3,93	101,8	104,0
29.04.19 09:09:09	226,33	163192	187041	5,78	3,71	3,91	102,4	104,6
29.04.19 09:09:12	226,3	161404	185668	5,77	3,7	3,92	102,6	104,8
29.04.19 09:09:15	226,25	160248	184255	5,79	3,68	3,95	102,6	104,7
29.04.19 09:09:18	226,34	159653	183547	5,75	3,66	3,94	102,3	104,6

Продолжение таблицы М.1

Время, с	U, В	P _Σ , Вт	S _Σ , ВА	K _{UΣ} , %	K _{U11} , %	K _{U13} , %	D _{U11} , %	D _{U13} , %
29.04.19 09:09:21	226,85	160030	184177	5,29	3,37	3,67	102,3	104,5
29.04.19 09:09:24	227	159872	183879	5,1	3,25	3,56	102,5	104,4
29.04.19 09:09:27	227,04	158204	178862	5,15	3,29	3,58	102,1	104,0
29.04.19 09:09:30	226,92	159820	181251	5,12	3,27	3,56	102,1	104,2
29.04.19 09:09:33	226,89	146431	171790	5,22	3,29	3,66	102,3	104,1
29.04.19 09:09:36	226,97	140118	163910	5,28	3,33	3,7	102,0	103,5
29.04.19 09:09:39	226,93	139552	163105	5,25	3,33	3,67	101,9	103,6
29.04.19 09:09:42	226,96	139779	163317	5,21	3,31	3,65	102,0	103,6
29.04.19 09:09:45	226,85	140502	163898	5,18	3,28	3,64	102,0	103,5
29.04.19 09:09:48	226,99	140042	163563	5,14	3,28	3,6	102,0	103,5
29.04.19 09:09:51	227,11	139400	161023	5,1	3,27	3,57	101,8	103,3
29.04.19 09:09:54	227,17	141774	164402	5,06	3,25	3,53	101,8	103,2
29.04.19 09:09:57	227,05	144707	169902	5,01	3,22	3,5	102,5	103,8
29.04.19 09:10:00	226,85	145796	171155	5,01	3,22	3,5	102,5	103,9
29.04.19 09:10:03	226,74	147007	172164	5	3,21	3,5	102,4	104,1
29.04.19 09:10:06	226,74	147889	173128	4,98	3,19	3,49	102,5	104,1
29.04.19 09:10:09	226,69	146909	172371	5,12	3,28	3,59	102,4	104,2
29.04.19 09:10:12	226,45	146253	171605	5,39	3,49	3,73	102,4	104,3
29.04.19 09:10:15	226,31	144876	169057	5,46	3,53	3,73	102,2	104,3
29.04.19 09:10:18	226,34	141201	163383	5,45	3,48	3,67	101,8	103,8
29.04.19 09:10:21	226,48	142322	166145	5,33	3,39	3,59	101,9	103,9
29.04.19 09:10:24	226,56	138584	161982	5,35	3,39	3,61	101,7	103,6
29.04.19 09:10:27	226,12	136566	160219	5,34	3,44	3,63	101,7	103,7
29.04.19 09:10:30	226,02	135288	159091	5,39	3,54	3,69	101,8	103,9
29.04.19 09:10:33	226,02	134864	158718	5,36	3,52	3,66	101,7	103,9
29.04.19 09:10:36	225,96	134134	157858	5,35	3,52	3,66	101,7	103,9
29.04.19 09:10:39	225,63	133330	156767	5,25	3,49	3,56	101,7	104,0
29.04.19 09:10:42	225,79	131953	152695	5,3	3,5	3,62	101,4	103,6
29.04.19 09:10:45	225,78	134126	155498	5,3	3,49	3,61	101,4	103,7
29.04.19 09:10:48	225,69	133535	157354	5,33	3,51	3,62	101,6	104,0
29.04.19 09:10:51	225,71	132915	156680	5,32	3,52	3,61	101,6	104,0
29.04.19 09:10:54	225,73	132009	155503	5,3	3,51	3,59	101,6	104,0
29.04.19 09:10:57	225,85	128153	149665	5,34	3,55	3,61	101,1	103,6
29.04.19 09:11:00	225,86	127730	149276	5,34	3,54	3,62	101,2	103,5
29.04.19 09:11:03	225,82	127046	148662	5,38	3,56	3,67	101,1	103,4
29.04.19 09:11:06	225,98	126541	146157	5,35	3,54	3,65	101,0	103,2
29.04.19 09:11:09	225,94	126125	144537	5,48	3,61	3,75	100,8	103,0
29.04.19 09:11:12	225,43	128321	149283	5,66	3,78	3,82	101,1	103,5
29.04.19 09:11:15	225,05	127131	148329	5,83	3,96	3,85	101,1	103,7
29.04.19 09:11:18	224,44	126313	147303	5,81	4,02	3,76	101,2	103,9
29.04.19 09:11:21	226,07	127204	148962	4,99	3,32	3,45	101,3	103,2
29.04.19 09:11:24	226,3	128266	150293	4,8	3,16	3,38	101,4	103,0
29.04.19 09:11:27	226,3	129076	151029	4,78	3,15	3,35	101,3	103,1
29.04.19 09:11:30	226,38	127911	148845	4,78	3,14	3,36	101,3	103,0
29.04.19 09:11:33	226,43	125964	144600	4,74	3,12	3,34	100,9	102,7
29.04.19 09:11:36	226,45	127166	147640	4,72	3,09	3,34	101,2	102,8
29.04.19 09:11:39	226,42	127702	149520	4,7	3,07	3,32	101,4	102,9
29.04.19 09:11:42	226,35	127700	149504	4,7	3,08	3,32	101,4	102,9

Продолжение таблицы М.1

Время, с	U, В	P _Σ , Вт	S _Σ , ВА	K _{UΣ} , %	K _{U11} , %	K _{U13} , %	D _{U11} , %	D _{U13} , %
29.04.19 09:11:45	225,14	141194	160573	5,73	3,79	3,86	101,4	103,7
29.04.19 09:11:48	224,67	143469	162366	6	3,98	3,96	101,3	103,8
29.04.19 09:11:51	224,73	147360	167185	5,88	3,91	3,9	101,4	104,0
29.04.19 09:11:54	224,82	150000	172050	5,79	3,86	3,92	101,8	104,3
29.04.19 09:11:57	225,08	147044	166453	5,84	3,9	4,04	101,7	104,2
29.04.19 09:12:00	224,96	148340	168160	5,85	3,91	4,05	101,7	104,1
29.04.19 09:12:03	224,93	149391	171442	5,89	3,92	4,06	102,0	104,5
29.04.19 09:12:06	224,93	149274	171247	5,94	3,93	4,1	102,0	104,5
29.04.19 09:12:09	225,03	151424	173667	5,86	3,86	4,07	102,0	104,5
29.04.19 09:12:12	225,14	152252	174686	5,79	3,82	4,01	102,1	104,6
29.04.19 09:12:15	225,17	151824	174287	5,76	3,78	4,01	102,1	104,6
29.04.19 09:12:18	225,23	151885	174362	5,75	3,76	4,02	102,1	104,6
29.04.19 09:12:21	225,12	149699	169194	5,9	3,92	4,06	101,6	104,2
29.04.19 09:12:24	224,77	147833	165171	6,05	4,08	4,1	101,2	103,9
29.04.19 09:12:27	224,48	152166	172303	5,95	4,05	4,02	101,5	104,3
29.04.19 09:12:30	224,87	153329	174612	5,65	3,83	3,87	101,9	104,5
29.04.19 09:12:33	225,86	153758	175486	4,95	3,27	3,49	101,8	104,2
29.04.19 09:12:36	226,52	159464	183671	4,23	2,71	3,07	101,8	103,8
29.04.19 09:12:39	226,6	162825	188931	4,03	2,57	2,92	102,3	104,2
29.04.19 09:12:42	226,65	159840	184653	4,04	2,58	2,93	102,4	104,3
29.04.19 09:12:45	226,93	158031	181489	3,73	2,37	2,71	102,1	103,9
29.04.19 09:12:48	226,98	156922	178047	3,73	2,37	2,71	102,0	103,6
29.04.19 09:12:51	226,91	158948	181579	3,72	2,36	2,71	102,2	103,7
29.04.19 09:12:54	226,85	159187	183309	3,71	2,35	2,7	102,4	103,9
29.04.19 09:12:57	226,8	159126	183199	3,74	2,38	2,71	102,4	104,0
29.04.19 09:13:00	226,76	159450	183479	3,76	2,39	2,73	102,4	104,0
29.04.19 09:13:03	226,82	158955	183053	3,81	2,43	2,77	102,3	104,1
29.04.19 09:13:06	226,69	158372	182441	3,98	2,52	2,92	102,4	104,0
29.04.19 09:13:09	226,77	154420	176629	4,09	2,6	3,01	102,0	103,5
29.04.19 09:13:12	226,84	153327	172874	4,18	2,65	3,07	101,6	103,2
29.04.19 09:13:15	226,85	154614	174537	4,17	2,63	3,09	101,5	103,3
29.04.19 09:13:18	226,76	148482	171768	4,16	2,64	3,06	101,7	103,5
29.04.19 09:13:21	226,76	138440	163013	4,2	2,67	3,08	101,7	103,4
29.04.19 09:13:24	226,71	138027	163384	4,2	2,66	3,07	101,9	103,5
29.04.19 09:13:27	226,57	137176	162869	4,23	2,69	3,06	102,0	103,6
29.04.19 09:13:30	226,5	137063	162677	4,23	2,69	3,04	102,0	103,7
29.04.19 09:13:33	226,58	137504	163107	4,19	2,67	2,99	101,9	103,8
29.04.19 09:13:36	226,64	141068	164246	4,26	2,73	3,02	102,1	103,5
29.04.19 09:13:39	226,88	143117	164475	4,32	2,76	3,08	102,1	103,0
29.04.19 09:13:42	226,73	144780	168305	4,39	2,81	3,15	102,4	103,2
29.04.19 09:13:45	226,66	144315	167538	4,31	2,74	3,03	102,2	103,2
29.04.19 09:13:48	226,93	144811	168658	3,93	2,47	2,73	102,6	103,2
29.04.19 09:13:51	227,15	145560	170103	3,64	2,29	2,49	102,7	103,3
29.04.19 09:13:54	227,56	146724	171617	2,79	1,69	1,8	103,0	103,5
29.04.19 09:13:57	227,84	146947	172046	2,27	1,33	1,43	103,6	104,1
29.04.19 09:14:00	227,94	145806	170228	2,21	1,28	1,4	104,0	104,1
29.04.19 09:14:03	228,22	132134	156664	2,2	1,25	1,47	103,9	104,4
29.04.19 09:14:06	228,36	131468	156855	2,32	1,32	1,6	104,0	104,7

Продолжение таблицы М.1

Время, с	U, В	P _Σ , Вт	S _Σ , ВА	K _{UΣ} , %	K _{U11} , %	K _{U13} , %	D _{U11} , %	D _{U13} , %
29.04.19 09:14:09	228,48	131827	158048	2,39	1,35	1,68	103,8	104,8
29.04.19 09:14:12	228,5	132223	158925	2,39	1,33	1,72	103,7	104,4
29.04.19 09:14:15	228,43	132434	160178	2,28	1,25	1,6	104,0	104,4
29.04.19 09:14:18	228,38	129568	157215	2,2	1,17	1,45	104,5	103,9
29.04.19 09:14:21	228,43	125496	152350	2,21	1,17	1,45	104,0	103,8
29.04.19 09:14:24	228,49	125389	152255	2,2	1,17	1,43	104,4	104,0
29.04.19 09:14:27	228,32	123986	148409	2,33	1,25	1,33	103,6	102,8
29.04.19 09:14:30	228,44	124806	148810	2,1	1,1	1,27	104,0	103,2
29.04.19 09:14:33	228,41	125896	151159	2,08	1,07	1,27	104,3	103,7
29.04.19 09:14:36	228,4	125115	150685	2,28	1,16	1,33	103,9	102,8
29.04.19 09:14:39	227,95	125471	151919	3,03	1,71	1,9	102,7	102,2
29.04.19 09:14:42	227,67	125238	151769	3,17	1,82	1,97	103,0	102,3
29.04.19 09:14:45	227,45	125558	151882	2,99	1,67	1,75	103,0	102,2
29.04.19 09:14:48	227,21	125737	151884	2,64	1,45	1,56	101,9	101,4
29.04.19 09:14:51	227,17	125639	150166	2,64	1,46	1,6	101,7	101,0
29.04.19 09:14:54	227,32	124094	147300	2,69	1,49	1,62	101,5	100,8
29.04.19 09:14:57	227,17	125165	149568	2,69	1,48	1,61	101,4	100,9
29.04.19 09:15:00	227,2	125169	149780	2,68	1,47	1,6	101,3	101,0
29.04.19 09:15:03	227,1	125527	151023	2,69	1,49	1,61	101,8	100,9
29.04.19 09:15:06	226,99	125435	151521	2,71	1,51	1,62	102,0	101,1
29.04.19 09:15:09	227,03	124467	150701	2,74	1,53	1,64	102,1	101,0
29.04.19 09:15:12	227,12	124375	150688	2,54	1,39	1,46	101,8	100,6
29.04.19 09:15:15	227,16	124653	150194	2,51	1,36	1,43	101,6	100,6
29.04.19 09:15:18	227,18	123758	147320	2,7	1,49	1,59	101,5	100,5
29.04.19 09:15:21	227,08	124625	148677	2,67	1,45	1,57	101,7	100,6
29.04.19 09:15:24	227,02	125103	149511	2,58	1,39	1,5	101,8	100,4
29.04.19 09:15:27	227,11	124561	149827	2,49	1,32	1,43	101,8	100,3
29.04.19 09:15:30	227,06	124624	150886	2,48	1,32	1,41	101,9	100,3
29.04.19 09:15:33	227,07	124976	151209	2,51	1,35	1,42	101,7	100,6
29.04.19 09:15:36	227,3	125524	151830	2,68	1,47	1,5	102,9	101,2
29.04.19 09:15:39	227,47	130066	157364	2,86	1,6	1,58	104,1	102,1
29.04.19 09:15:42	227,65	128483	153690	2,84	1,6	1,57	103,8	102,0
29.04.19 09:15:45	227,52	128417	153302	3,08	1,76	1,77	103,5	102,2
29.04.19 09:15:48	227,6	128678	154499	3,2	1,86	1,98	103,0	102,4
29.04.19 09:15:51	227,78	129051	155340	3,17	1,87	2,08	102,3	102,3
29.04.19 09:15:54	227,67	129537	156854	3,15	1,83	2,02	102,6	102,6
29.04.19 09:15:57	227,68	130032	156929	3	1,68	1,82	102,9	102,3
29.04.19 09:16:00	227,79	128475	155543	2,9	1,6	1,72	103,3	102,1
29.04.19 09:16:03	227,57	128053	155053	3,01	1,69	1,79	103,3	102,2
29.04.19 09:16:06	227,54	127762	154103	3,12	1,77	1,9	103,1	102,2
29.04.19 09:16:09	227,13	127156	152262	3,01	1,71	1,82	103,0	102,1
29.04.19 09:16:12	227,3	127867	153030	3,08	1,77	1,9	103,0	102,3
29.04.19 09:16:15	227,35	127816	152973	3,1	1,79	1,92	103,0	102,2
29.04.19 09:16:18	227,21	128339	154504	3,08	1,76	1,92	103,0	102,3
29.04.19 09:16:21	227,16	128742	155462	3,06	1,74	1,92	103,0	102,4
29.04.19 09:16:24	226,82	128780	155256	2,58	1,39	1,54	101,5	101,3
29.04.19 09:16:27	226,85	128962	155444	2,33	1,2	1,33	100,8	100,9
29.04.19 09:16:30	226,96	128987	155199	2,3	1,21	1,3	100,8	100,9

Продолжение таблицы М.1

Время, с	U, В	P _Σ , Вт	S _Σ , ВА	K _{UΣ} , %	K _{U11} , %	K _{U13} , %	D _{U11} , %	D _{U13} , %
29.04.19 09:16:33	226,74	128360	153445	2,68	1,49	1,59	101,0	101,3
29.04.19 09:16:36	226,51	128326	152629	3,28	1,91	2,04	101,4	102,0
29.04.19 09:16:39	226,4	128074	151811	3,67	2,16	2,31	101,5	102,3
29.04.19 09:16:42	226,31	128685	153207	3,69	2,17	2,31	101,6	102,3
29.04.19 09:16:45	226,36	128316	153935	3,57	2,1	2,2	101,7	102,5
29.04.19 09:16:48	226,43	128322	153975	3,6	2,16	2,28	102,1	102,4
29.04.19 09:16:51	226,24	129169	155574	4,19	2,69	2,81	102,4	103,0
29.04.19 09:16:54	225,77	127971	154668	4,67	3,05	3,15	102,8	103,7
29.04.19 09:16:57	225,79	127004	152537	4,78	3,11	3,22	102,6	103,5
29.04.19 09:17:00	226	127224	152268	4,78	3,08	3,25	102,4	103,3
29.04.19 09:17:03	226,17	126068	150729	4,71	3,02	3,2	102,3	103,2
29.04.19 09:17:06	226,19	123732	148321	4,62	2,98	3,15	102,3	103,1
29.04.19 09:17:09	226,1	124365	150202	4,56	2,95	3,12	102,4	103,3
29.04.19 09:17:12	226,21	124697	150719	4,39	2,84	3	102,5	103,3
29.04.19 09:17:15	226,3	124940	150974	4,38	2,82	3	102,5	103,3
29.04.19 09:17:18	226,24	125307	151160	4,42	2,85	3,03	102,5	103,4
29.04.19 09:17:21	226,31	122361	145617	4,53	2,93	3,11	101,9	102,8
29.04.19 09:17:24	226,4	121649	143908	4,72	3,07	3,29	101,5	102,6
29.04.19 09:17:27	226,35	121865	143928	4,7	3,06	3,28	101,6	102,6
29.04.19 09:17:30	226,35	121797	143716	4,68	3,04	3,3	101,6	102,6
29.04.19 09:17:33	226,26	122326	145437	4,67	3,02	3,3	101,7	102,7
29.04.19 09:17:36	226,28	122606	145709	4,63	3	3,28	101,7	102,7
29.04.19 09:17:39	226,05	122586	145598	4,45	2,91	3,14	101,9	102,7
29.04.19 09:17:42	226,21	123708	148064	4,42	2,88	3,13	102,0	102,6
29.04.19 09:17:45	226,38	128219	154385	4,02	2,61	2,84	102,5	103,1
29.04.19 09:17:48	226,71	125588	149827	3,54	2,25	2,48	102,7	102,6
29.04.19 09:17:51	226,72	126860	151633	3,44	2,18	2,39	102,7	102,7
29.04.19 09:17:54	226,66	119799	145422	3,53	2,25	2,44	102,8	102,7
29.04.19 09:17:57	226,49	118803	144808	3,62	2,31	2,52	102,7	102,8
29.04.19 09:18:00	226,43	119126	146098	3,66	2,33	2,56	102,9	102,9
29.04.19 09:18:03	226,38	119365	146285	3,76	2,41	2,65	102,7	103,1
29.04.19 09:18:06	226,35	119317	146213	3,84	2,47	2,7	102,8	103,1
29.04.19 09:18:09	226,28	119201	146044	3,98	2,57	2,79	102,9	103,0
29.04.19 09:18:12	226,41	115024	138992	3,98	2,56	2,8	102,3	102,3
29.04.19 09:18:15	226,5	115023	138776	3,9	2,5	2,73	102,2	102,1
29.04.19 09:18:18	226,43	117678	142010	3,82	2,46	2,64	102,4	102,5
29.04.19 09:18:21	226,16	117278	141012	4,17	2,74	2,89	102,3	102,7
29.04.19 09:18:24	226,13	117303	142299	4,18	2,74	2,9	102,5	102,8
29.04.19 09:18:27	226,04	117007	142112	4,21	2,76	2,92	102,5	102,8
29.04.19 09:18:30	226,02	117031	142123	4,22	2,76	2,93	102,5	102,8
29.04.19 09:18:33	225,96	117551	142801	4,21	2,77	2,92	102,5	102,9
29.04.19 09:18:36	226,22	117005	141753	3,97	2,59	2,74	102,3	102,7
29.04.19 09:18:39	226,23	116548	140600	3,94	2,57	2,71	102,2	102,7
29.04.19 09:18:42	225,94	116608	140840	4,21	2,77	2,9	102,3	102,8
29.04.19 09:18:45	226,03	115819	139075	4,23	2,78	2,91	102,3	102,7
29.04.19 09:18:48	226,17	116367	140447	4,24	2,77	2,93	102,2	102,7
29.04.19 09:18:51	226,15	116692	141270	4,62	3,01	3,24	102,2	103,1
29.04.19 09:18:54	226,08	116795	141291	4,74	3,11	3,31	102,2	103,1

Продолжение таблицы М.1

Время, с	U, В	P _Σ , Вт	S _Σ , ВА	K _{UΣ} , %	K _{U11} , %	K _{U13} , %	D _{U11} , %	D _{U13} , %
29.04.19 09:18:57	226,06	116881	141378	4,75	3,13	3,32	102,2	103,2
29.04.19 09:19:00	226,11	120697	147946	4,55	2,97	3,16	102,6	103,4
29.04.19 09:19:03	226,08	118838	144331	4,6	3,02	3,19	102,5	103,4
29.04.19 09:19:06	226,01	119262	145384	4,7	3,09	3,27	102,6	103,5
29.04.19 09:19:09	225,79	118372	144064	4,98	3,3	3,48	102,5	103,6
29.04.19 09:19:12	225,8	118691	144887	4,97	3,29	3,48	102,6	103,6
29.04.19 09:19:15	225,74	118399	145582	4,99	3,3	3,5	102,8	103,7
29.04.19 09:19:18	225,78	118256	145182	5,01	3,33	3,51	102,6	103,6
29.04.19 09:19:21	225,6	119684	146283	5,01	3,35	3,49	102,6	103,7
29.04.19 09:19:24	225,4	121391	147601	5,07	3,4	3,52	102,5	103,9
29.04.19 09:19:27	225,58	118756	142297	5,08	3,4	3,53	101,9	103,3
29.04.19 09:19:30	226,12	120759	143270	5,09	3,38	3,55	101,8	102,9
29.04.19 09:19:33	226,25	122220	144851	5,04	3,34	3,53	101,9	103,0
29.04.19 09:19:36	226,3	122133	144360	5,08	3,35	3,58	101,8	102,9
29.04.19 09:19:39	226,15	123061	146250	5,13	3,38	3,62	101,9	103,0
29.04.19 09:19:42	226,02	122724	145898	5,23	3,45	3,69	102,1	103,1
29.04.19 09:19:45	225,9	123202	146526	5,26	3,5	3,68	102,2	103,2
29.04.19 09:19:48	225,83	121946	145434	5,23	3,5	3,63	102,2	103,2
29.04.19 09:19:51	225,84	121514	144300	5,22	3,48	3,62	102,1	103,2
29.04.19 09:19:54	225,87	121183	143070	5,32	3,55	3,69	102,0	102,9
29.04.19 09:19:57	225,85	121664	143967	5,34	3,59	3,69	102,1	103,1
29.04.19 09:20:00	225,94	119592	140950	5,3	3,56	3,68	101,8	102,8
29.04.19 09:20:03	225,95	119755	142036	5,24	3,53	3,63	101,8	103,0
29.04.19 09:20:06	225,97	119674	142399	5,19	3,49	3,61	102,0	103,0
29.04.19 09:20:09	226,1	122850	147248	5,15	3,45	3,6	102,0	103,0
29.04.19 09:20:12	225,83	124188	148880	5,13	3,46	3,54	102,5	103,6
29.04.19 09:20:15	225,82	124442	148791	5,1	3,44	3,49	102,5	103,6
29.04.19 09:20:18	225,58	123844	147018	5,02	3,39	3,39	102,5	103,5
29.04.19 09:20:21	225,46	125168	149028	4,97	3,35	3,35	102,6	103,7
29.04.19 09:20:24	225,64	124592	148146	4,75	3,19	3,16	102,7	103,7
29.04.19 09:20:27	225,8	124940	148945	4,56	3,05	3,01	102,9	103,7
29.04.19 09:20:30	226,19	124345	149237	4,13	2,71	2,7	103,1	103,6
29.04.19 09:20:33	226,46	124402	149432	3,81	2,48	2,45	103,5	103,3
29.04.19 09:20:36	226,69	124470	149638	3,52	2,25	2,27	103,7	103,1
29.04.19 09:20:39	226,77	120778	144081	3,48	2,23	2,26	102,9	102,8
29.04.19 09:20:42	226,74	122459	145039	3,48	2,23	2,26	102,9	102,5
29.04.19 09:20:45	226,73	124383	148116	3,47	2,22	2,24	102,9	102,5
29.04.19 09:20:48	226,58	124399	148254	3,5	2,24	2,27	103,1	102,7
29.04.19 09:20:51	226,61	123736	147368	3,55	2,27	2,32	102,8	102,5
29.04.19 09:20:54	226,66	124319	149110	3,45	2,19	2,26	103,0	102,6
29.04.19 09:20:57	226,72	124945	149985	3,44	2,16	2,28	102,9	102,6
29.04.19 09:21:00	226,89	125289	150527	3,44	2,15	2,29	102,8	102,7
29.04.19 09:21:03	226,73	124944	149785	3,65	2,31	2,47	102,7	102,7
29.04.19 09:21:06	226,68	124319	147554	3,82	2,43	2,6	102,4	102,7
29.04.19 09:21:09	226,7	124057	147218	3,82	2,43	2,61	102,2	102,6
29.04.19 09:21:12	226,74	124895	148956	3,78	2,39	2,58	102,3	102,7
29.04.19 09:21:15	226,77	123309	147020	3,74	2,36	2,56	102,4	102,4
29.04.19 09:21:18	226,72	126607	151885	3,71	2,34	2,54	102,4	102,7

Продолжение таблицы М.1

Время, с	U, В	P _Σ , Вт	S _Σ , ВА	K _{UΣ} , %	K _{U11} , %	K _{U13} , %	D _{U11} , %	D _{U13} , %
29.04.19 09:21:21	226,73	127092	153251	3,62	2,27	2,49	102,6	102,8
29.04.19 09:21:24	226,94	127343	153563	3,48	2,16	2,4	102,3	102,8
29.04.19 09:21:27	226,95	127882	154049	3,41	2,12	2,34	102,4	102,8
29.04.19 09:21:30	227,09	127311	152352	3,3	2,06	2,22	102,4	102,7
29.04.19 09:21:33	227,04	127408	151604	3,35	2,1	2,27	102,1	102,4
29.04.19 09:21:36	227,12	128263	154496	3,29	2,02	2,23	102,6	102,6
29.04.19 09:21:39	227,17	127944	154147	3,26	1,99	2,2	102,6	102,5
29.04.19 09:21:42	227,13	128574	155101	3,27	1,99	2,21	102,5	102,6
29.04.19 09:21:45	227,1	129012	156092	3,27	2	2,21	102,7	102,8
29.04.19 09:21:48	227,13	128974	156092	3,24	2	2,17	102,7	102,7
29.04.19 09:21:51	227,13	128947	156088	3,18	1,97	2,11	102,8	102,7
29.04.19 09:21:54	226,9	137753	172212	3,07	1,9	2,05	103,5	103,5
29.04.19 09:21:57	227,26	131860	163655	2,91	1,77	1,93	104,4	104,5
29.04.19 09:22:00	227,42	133543	162827	2,66	1,58	1,73	104,2	104,3
29.04.19 09:22:03	227,36	133624	163162	2,67	1,57	1,74	104,2	104,5
29.04.19 09:22:06	227,46	133580	162954	2,65	1,56	1,7	104,3	104,3
29.04.19 09:22:09	227,41	138176	171971	2,57	1,49	1,63	105,0	104,9
29.04.19 09:22:12	227,41	136941	170386	2,52	1,49	1,58	105,0	105,0
29.04.19 09:22:15	227,46	136432	169950	2,44	1,43	1,54	105,0	105,0
29.04.19 09:22:18	227,54	135449	167202	2,4	1,37	1,53	104,5	104,7
29.04.19 09:22:21	227,51	137097	168198	2,43	1,39	1,57	104,3	104,0
29.04.19 09:22:24	227,48	136928	167868	2,52	1,45	1,65	104,2	104,1
29.04.19 09:22:27	227,49	138093	169996	2,56	1,49	1,69	104,4	104,3
29.04.19 09:22:30	227,49	137707	168879	2,65	1,59	1,8	104,1	103,9
29.04.19 09:22:33	227,65	134574	164875	2,44	1,44	1,6	103,8	103,5
29.04.19 09:22:36	227,68	134437	165154	2,3	1,36	1,47	103,9	103,5
29.04.19 09:22:39	227,82	134395	165194	2,23	1,34	1,47	103,5	103,3
29.04.19 09:22:42	227,86	134119	164982	2,17	1,28	1,45	103,4	103,1
29.04.19 09:22:45	228,03	133787	163644	2,1	1,22	1,38	103,1	102,7
29.04.19 09:22:48	228,15	133348	161889	2,01	1,16	1,31	102,8	102,3
29.04.19 09:22:51	228,01	133636	163734	1,99	1,15	1,29	103,0	102,4
29.04.19 09:22:54	227,3	132066	162103	2,57	1,58	1,73	103,2	103,4
29.04.19 09:22:57	227,3	132249	162867	2,53	1,55	1,66	103,3	103,7
29.04.19 09:23:00	227,36	130961	162381	2,5	1,51	1,65	103,4	103,7
29.04.19 09:23:03	227,33	129322	159344	2,64	1,61	1,76	103,3	103,6
29.04.19 09:23:06	227,34	127021	155660	2,63	1,61	1,75	103,2	103,2
29.04.19 09:23:09	227,46	127233	155349	2,61	1,6	1,73	103,1	103,3
29.04.19 09:23:12	227,51	127280	154738	2,55	1,55	1,68	102,9	103,3
29.04.19 09:23:15	227,22	127238	155429	2,93	1,82	1,95	103,3	103,8
29.04.19 09:23:18	226,91	126543	153761	3,38	2,15	2,29	103,5	104,0
29.04.19 09:23:21	226,84	126585	153646	3,4	2,17	2,3	103,5	103,9
29.04.19 09:23:24	226,86	126347	154776	3,24	2,05	2,16	103,6	104,1
29.04.19 09:23:27	227	126866	155272	3,03	1,87	1,96	103,5	104,0
29.04.19 09:23:30	227,03	126980	155356	2,99	1,84	1,94	103,7	103,8
29.04.19 09:23:33	227,03	127477	156065	2,99	1,83	1,93	103,6	103,8
29.04.19 09:23:36	227,03	126461	154117	3,02	1,86	1,94	103,5	103,9
29.04.19 09:23:39	227,08	126876	154681	3,03	1,88	1,94	103,6	104,0
29.04.19 09:23:42	227,09	127061	155570	3,03	1,87	1,93	103,6	103,9

Продолжение таблицы М.1

Время, с	U, В	P _Σ , Вт	S _Σ , ВА	K _{UΣ} , %	K _{U11} , %	K _{U13} , %	D _{U11} , %	D _{U13} , %
29.04.19 09:23:45	227,1	126669	155125	3,01	1,85	1,93	103,6	103,9
29.04.19 09:23:48	226,99	129497	158448	3	1,85	1,9	103,7	104,0
29.04.19 09:23:51	226,96	134453	162646	2,98	1,84	1,87	103,7	104,3
29.04.19 09:23:54	227,04	135488	163556	3,08	1,9	1,98	103,7	104,1
29.04.19 09:23:57	227,02	134955	163076	3,06	1,87	1,98	103,7	104,1
29.04.19 09:24:00	227,07	133311	160948	3,04	1,85	1,95	103,7	103,9
29.04.19 09:24:03	227,15	132918	159114	3,06	1,87	1,95	103,8	103,8
29.04.19 09:24:06	226,87	133550	160553	3,16	1,92	2,01	104,1	103,9
29.04.19 09:24:09	226,88	135084	162042	3,23	1,97	2,06	104,1	103,8
29.04.19 09:24:12	226,89	136401	163802	3,23	1,97	2,06	104,2	103,8
29.04.19 09:24:15	226,77	135698	163587	3,27	1,99	2,1	104,2	104,0
29.04.19 09:24:18	226,75	135252	163101	3,31	2,02	2,14	104,1	103,9
29.04.19 09:24:21	226,75	136562	164182	3,34	2,04	2,17	104,0	104,0
29.04.19 09:24:24	226,94	137028	164361	3,3	2,02	2,2	103,8	103,9
29.04.19 09:24:27	227,02	136215	162206	3,27	2	2,19	103,7	103,9
29.04.19 09:24:30	227,03	136887	162840	3,28	2,01	2,21	103,6	103,8
29.04.19 09:24:33	227,11	137519	163854	2,99	1,8	1,95	103,6	103,8
29.04.19 09:24:36	227,16	137305	163812	2,88	1,72	1,86	103,5	103,7
29.04.19 09:24:39	227,12	137668	165260	2,89	1,73	1,87	103,8	103,8
29.04.19 09:24:42	227,04	138526	166167	2,89	1,74	1,87	103,8	103,9
29.04.19 09:24:45	226,88	142133	171256	2,89	1,73	1,87	103,9	104,1
29.04.19 09:24:48	226,68	142035	171894	3	1,8	1,98	104,2	104,5
29.04.19 09:24:51	226,74	140191	168748	2,98	1,77	1,97	104,3	104,1
29.04.19 09:24:54	226,83	140385	168011	2,99	1,76	2	104,1	104,0
29.04.19 09:24:57	226,75	140751	169129	2,83	1,62	1,91	104,2	103,6
29.04.19 09:25:00	226,86	140306	168767	2,83	1,64	1,9	104,1	103,5
29.04.19 09:25:03	226,75	140316	169751	2,9	1,72	1,95	104,3	103,7
29.04.19 09:25:06	226,75	140585	170283	2,93	1,76	1,96	104,4	103,9
29.04.19 09:25:09	226,78	140880	170551	2,94	1,78	1,95	104,5	103,9
29.04.19 09:25:12	226,72	140428	169745	2,98	1,81	1,97	104,4	103,9
29.04.19 09:25:15	226,83	137578	164380	3,01	1,82	1,99	103,9	103,1
29.04.19 09:25:18	226,81	137638	163063	3,02	1,84	2,01	103,9	103,0
29.04.19 09:25:21	226,78	137893	164045	2,99	1,83	1,98	104,2	103,2
29.04.19 09:25:24	226,81	138353	164563	2,97	1,79	1,95	104,0	103,0
29.04.19 09:25:27	226,79	138838	165400	3,12	2,08	1,87	104,0	104,4
29.04.19 09:25:30	226,79	138438	165675	3,2	2,18	1,86	104,2	105,1
29.04.19 09:25:33	226,77	138098	165362	3,26	2,25	1,91	104,2	105,1
29.04.19 09:25:36	226,85	138105	165403	3,25	2,23	1,89	104,2	105,0
29.04.19 09:25:39	226,84	138002	165109	3,24	2,23	1,87	104,1	105,1
29.04.19 09:25:42	226,9	137492	163034	3,25	2,25	1,88	104,0	105,0
29.04.19 09:25:45	226,94	137827	163293	3,26	2,26	1,88	104,1	105,1
29.04.19 09:25:48	226,88	137460	163508	3,36	2,35	1,96	103,8	105,0
29.04.19 09:25:51	226,87	135158	161342	3,4	2,37	1,99	103,9	104,8
29.04.19 09:25:54	226,86	133600	160653	3,25	2,24	1,88	104,0	105,0
29.04.19 09:25:57	226,97	133947	161010	2,92	1,97	1,63	104,2	105,2
29.04.19 09:26:00	226,98	134373	161386	2,85	1,93	1,56	104,1	105,2
29.04.19 09:26:03	226,98	139605	169479	2,77	1,86	1,54	104,5	105,4
29.04.19 09:26:06	227,02	138074	166145	2,75	1,84	1,48	104,7	105,4

Продолжение таблицы М.1

Время, с	U, В	P _Σ , Вт	S _Σ , ВА	K _{UΣ} , %	K _{U11} , %	K _{U13} , %	D _{U11} , %	D _{U13} , %
29.04.19 09:26:09	226,81	137240	164144	2,82	1,88	1,46	104,9	105,7
29.04.19 09:26:12	226,57	137173	164942	3,01	2,02	1,55	105,0	106,1
29.04.19 09:26:15	226,59	136003	163860	3,07	2,06	1,59	104,9	106,1
29.04.19 09:26:18	226,57	136471	165362	3,05	2,05	1,59	104,9	106,2
29.04.19 09:26:21	226,52	136800	165887	3,12	2,11	1,64	105,3	105,8
29.04.19 09:26:24	226,52	137281	166296	3,16	2,13	1,66	105,3	105,9
29.04.19 09:26:27	226,5	137345	166369	3,19	2,15	1,7	105,1	106,2
29.04.19 09:26:30	226,56	134658	162031	3,24	2,2	1,72	104,8	105,6
29.04.19 09:26:33	226,66	131784	156668	3,2	2,17	1,7	104,4	105,4
29.04.19 09:26:36	226,66	132110	157540	3,21	2,18	1,69	104,4	105,4
29.04.19 09:26:39	226,72	132748	158420	3	2,01	1,57	104,5	105,2
29.04.19 09:26:42	226,7	138105	166054	3	1,99	1,57	104,8	105,2
29.04.19 09:26:45	226,54	142434	173922	3,19	2,13	1,72	105,1	105,7
29.04.19 09:26:48	226,8	141999	173021	3,19	2,2	1,63	105,5	106,1
29.04.19 09:26:51	226,82	142640	173634	3,21	2,23	1,65	105,5	105,8
29.04.19 09:26:54	226,87	143168	174108	3,19	2,2	1,64	105,5	106,0
29.04.19 09:26:57	226,9	142277	171563	3,21	2,24	1,64	105,4	105,8
29.04.19 09:27:00	226,84	143680	172634	3,19	2,24	1,62	105,4	106,0
29.04.19 09:27:03	226,86	144117	173595	3,24	2,29	1,64	105,4	106,2
29.04.19 09:27:06	226,81	144552	174308	3,3	2,36	1,67	105,3	106,1
29.04.19 09:27:09	226,66	144800	175466	3,35	2,41	1,7	105,4	106,1
29.04.19 09:27:12	226,55	144680	175286	3,42	2,5	1,73	105,4	106,2
29.04.19 09:27:15	226,43	145063	175522	3,53	2,61	1,81	105,3	106,2
29.04.19 09:27:18	226,3	145413	175752	3,51	2,6	1,81	105,4	106,0
29.04.19 09:27:21	226,36	145246	174651	3,59	2,65	1,87	105,2	106,1
29.04.19 09:27:24	226,49	143880	172152	3,53	2,59	1,86	105,2	106,1
29.04.19 09:27:27	226,45	144447	173644	3,7	2,77	1,99	104,9	106,0
29.04.19 09:27:30	226,41	143815	173084	3,83	2,89	2,06	104,7	106,2
29.04.19 09:27:33	226,44	144779	175130	3,83	2,89	2,08	104,9	106,1
29.04.19 09:27:36	226,5	145388	175850	3,79	2,86	2,1	105,0	106,3
29.04.19 09:27:39	226,6	145706	176191	3,74	2,82	2,07	105,0	106,4
29.04.19 09:27:42	226,61	145399	175927	3,73	2,8	2,09	104,9	106,3
29.04.19 09:27:45	226,62	145048	175372	3,76	2,8	2,11	104,9	106,0
29.04.19 09:27:48	226,67	144765	173157	3,8	2,86	2,13	104,7	106,0
29.04.19 09:27:51	226,58	145431	174189	3,77	2,83	2,11	104,7	105,9
29.04.19 09:27:54	226,46	145537	174785	3,91	2,97	2,19	104,6	106,1
29.04.19 09:27:57	226,25	145785	175720	4,28	3,29	2,43	104,6	106,4
29.04.19 09:28:00	226,23	144853	175463	4,3	3,3	2,46	104,6	106,4
29.04.19 09:28:03	226,05	144070	174655	4,54	3,49	2,58	104,5	106,5
29.04.19 09:28:06	226,06	144846	175294	4,58	3,52	2,64	104,5	106,5
29.04.19 09:28:09	225,92	144685	175063	4,81	3,68	2,76	104,3	106,6
29.04.19 09:28:12	225,96	143548	172467	4,85	3,72	2,79	104,3	106,4
29.04.19 09:28:15	226,12	144197	172670	4,83	3,63	2,79	104,2	106,4
29.04.19 09:28:18	226,24	144401	173686	4,77	3,51	2,76	104,2	106,0
29.04.19 09:28:21	226,33	143349	172629	4,76	3,47	2,74	104,2	105,9
29.04.19 09:28:24	226,27	141830	171232	4,83	3,52	2,77	104,1	105,9
29.04.19 09:28:27	226,48	131806	162389	4,86	3,53	2,79	104,1	105,7
29.04.19 09:28:30	226,52	129225	160097	4,95	3,6	2,85	104,1	105,7

Продолжение таблицы М.1

Время, с	U, В	P _Σ , Вт	S _Σ , ВА	K _{UΣ} , %	K _{U11} , %	K _{U13} , %	D _{U11} , %	D _{U13} , %
29.04.19 09:28:33	226,37	129067	159858	5,08	3,71	2,96	104,0	105,8
29.04.19 09:28:36	226,36	128632	158603	5,18	3,79	3	103,9	105,8
29.04.19 09:28:39	226,44	127758	156320	5,22	3,81	3,03	103,7	105,7
29.04.19 09:28:42	226,37	128589	157882	5,2	3,8	3	103,8	105,7
29.04.19 09:28:45	226,33	128646	158109	5,17	3,79	2,97	103,8	105,7
29.04.19 09:28:48	226,33	127926	158721	5,21	3,84	2,95	103,8	105,9
29.04.19 09:28:51	226,36	127500	158511	5,13	3,75	2,9	103,8	105,9
29.04.19 09:28:54	226,43	125926	156373	4,98	3,6	2,84	103,8	105,7
29.04.19 09:28:57	226,44	125240	155383	4,89	3,54	2,81	103,7	105,5
29.04.19 09:29:00	226,31	124187	154183	5,02	3,62	2,9	103,7	105,7
29.04.19 09:29:03	226,36	123004	151001	5,44	3,47	3,72	103,2	104,6
29.04.19 09:29:06	226,3	121210	149270	5,48	3,49	3,78	103,2	104,5
29.04.19 09:29:09	226,27	118961	147869	5,55	3,5	3,83	103,1	104,8
29.04.19 09:29:12	226,24	118061	146458	5,63	3,57	3,89	102,6	104,1
29.04.19 09:29:15	225,72	116922	143152	6,18	3,94	4,26	101,4	103,3
29.04.19 09:29:18	225,02	117062	142838	6,66	4,31	4,51	101,3	103,5
29.04.19 09:29:21	224,91	116815	142591	6,75	4,39	4,54	101,4	103,5
29.04.19 09:29:24	224,64	116121	141868	6,65	4,34	4,43	101,5	103,5
29.04.19 09:29:27	224,85	115473	139912	6,61	4,25	4,47	101,3	103,4
29.04.19 09:29:30	224,91	115552	139241	6,58	4,22	4,46	101,2	103,3
29.04.19 09:29:33	224,86	116268	140736	6,58	4,23	4,44	101,2	103,3
29.04.19 09:29:36	224,91	116874	141645	6,68	4,33	4,5	101,2	103,5
29.04.19 09:29:39	225,07	117049	142806	6,69	4,34	4,51	101,3	103,6
29.04.19 09:29:42	225,07	117003	142781	6,66	4,29	4,52	101,4	103,6
29.04.19 09:29:45	225,13	116503	142367	6,64	4,26	4,52	101,3	103,5
29.04.19 09:29:48	225,13	116844	143017	6,62	4,23	4,51	101,3	103,5
29.04.19 09:29:51	225,17	118364	144116	6,5	4,17	4,4	101,6	103,7
29.04.19 09:29:54	225,24	116902	140966	6,46	4,17	4,35	101,3	103,6
29.04.19 09:29:57	225,18	116910	141579	6,51	4,2	4,38	101,3	103,5
29.04.19 09:30:00	225,17	116706	141758	6,52	4,19	4,37	101,4	103,4
29.04.19 09:30:03	225,24	117854	144396	6,3	4,07	4,26	101,6	103,6
29.04.19 09:30:06	226,87	114027	140332	4,87	3	3,32	101,5	102,6
29.04.19 09:30:09	226,99	112558	137927	4,76	2,92	3,27	101,2	102,4
29.04.19 09:30:12	227,11	112349	137477	4,67	2,88	3,2	101,2	102,3
29.04.19 09:30:15	227,07	112594	137617	4,62	2,84	3,16	101,2	102,4
29.04.19 09:30:18	227,22	111454	134520	4,47	2,77	3,03	100,9	102,2
29.04.19 09:30:21	227,3	111825	134936	4,36	2,71	2,97	101,0	102,3
29.04.19 09:30:24	227,25	112144	135980	4,27	2,63	2,9	101,0	102,1
29.04.19 09:30:27	227,17	112572	137160	3,84	2,28	2,51	101,3	101,3
29.04.19 09:30:30	227,09	116284	143154	3,91	2,32	2,56	101,6	101,6
29.04.19 09:30:33	226,97	121271	150113	3,92	2,36	2,58	102,3	102,2
29.04.19 09:30:36	226,77	123983	155326	4,22	2,57	2,83	102,7	102,7
29.04.19 09:30:39	226,55	122470	153527	4,64	2,93	3,19	103,0	103,3
29.04.19 09:30:42	226,67	121068	150581	4,68	2,97	3,22	103,0	103,2
29.04.19 09:30:45	226,63	120415	148997	4,77	3,02	3,29	103,0	103,2
29.04.19 09:30:48	226,54	121317	150699	4,76	3,02	3,29	103,0	103,2
29.04.19 09:30:51	226,13	122091	151759	5,14	3,26	3,53	103,1	103,4
29.04.19 09:30:54	226,02	121726	152284	5,31	3,38	3,64	103,0	103,7

Продолжение таблицы М.1

Время, с	U, В	P _Σ , Вт	S _Σ , ВА	K _{UΣ} , %	K _{U11} , %	K _{U13} , %	D _{U11} , %	D _{U13} , %
29.04.19 09:30:57	226,04	116859	145347	5,47	3,48	3,72	102,3	103,2
29.04.19 09:31:00	225,79	132971	161552	5,45	3,47	3,7	103,0	103,9
29.04.19 09:31:03	225,9	135033	161444	5,33	3,4	3,63	102,8	103,5
29.04.19 09:31:06	226,05	133415	158191	5,35	3,41	3,63	102,5	103,1
29.04.19 09:31:09	225,93	132823	156402	5,49	3,51	3,7	102,5	103,1
29.04.19 09:31:12	225,88	132967	156920	5,51	3,51	3,72	102,5	103,1
29.04.19 09:31:15	225,95	132248	156380	5,5	3,49	3,72	102,4	103,1
29.04.19 09:31:18	226,03	128925	152402	5,5	3,5	3,72	102,0	102,7
29.04.19 09:31:21	225,96	133857	159166	5,58	3,56	3,76	102,5	103,2
29.04.19 09:31:24	225,99	134132	159687	5,57	3,53	3,77	102,5	103,2
29.04.19 09:31:27	225,92	134959	160913	5,59	3,55	3,78	102,6	103,3
29.04.19 09:31:30	225,92	135995	161805	5,5	3,5	3,72	102,6	103,3
29.04.19 09:31:33	225,96	140612	166882	5,4	3,43	3,64	102,9	103,6
29.04.19 09:31:36	225,93	141669	167436	5,38	3,42	3,63	103,0	103,8
29.04.19 09:31:39	225,9	141964	168599	5,4	3,44	3,65	103,1	103,8
29.04.19 09:31:42	225,91	143339	170687	5,34	3,41	3,61	103,1	103,8
29.04.19 09:31:45	225,92	143511	171228	5,28	3,35	3,59	103,2	103,8
29.04.19 09:31:48	225,91	144773	172649	5,28	3,36	3,58	103,3	104,0
29.04.19 09:31:51	225,94	145549	173601	5,24	3,34	3,55	103,3	103,9
29.04.19 09:31:54	226,01	145852	173882	5,21	3,32	3,53	103,3	104,0
29.04.19 09:31:57	226,14	144911	171629	5,1	3,25	3,46	103,1	103,8
29.04.19 09:32:00	226,54	143120	168502	4,82	3,04	3,29	102,9	103,6
29.04.19 09:32:03	226,74	140295	165023	4,62	2,89	3,16	102,3	102,6
29.04.19 09:32:06	226,73	139018	164305	4,5	2,81	3,08	102,6	102,7
29.04.19 09:32:09	226,67	135233	163074	4,43	2,77	3,02	102,4	103,2
29.04.19 09:32:12	227,41	137990	166349	4,14	2,54	2,84	102,4	103,0
29.04.19 09:32:15	227,66	140747	168763	3,78	2,29	2,61	102,5	102,8
29.04.19 09:32:18	227,76	145400	172652	3,71	2,23	2,55	102,3	102,4
29.04.19 09:32:21	227,89	145304	172203	3,69	2,21	2,53	102,2	102,5
29.04.19 09:32:24	228,04	145732	171433	3,51	2,08	2,4	101,8	102,3
29.04.19 09:32:27	228,01	147178	173765	3,5	2,07	2,39	101,8	102,5
29.04.19 09:32:30	228,07	146187	171806	3,54	2,09	2,42	101,7	102,2
29.04.19 09:32:33	228,06	146016	172259	3,57	2,13	2,43	101,8	102,1
29.04.19 09:32:36	227,95	145287	172631	3,59	2,15	2,43	102,1	102,6
29.04.19 09:32:39	227,95	145274	172653	3,54	2,11	2,4	102,0	102,5
29.04.19 09:32:42	228,04	145287	172716	3,31	1,96	2,24	101,9	102,4
29.04.19 09:32:45	228,04	145205	172617	3,26	1,94	2,2	102,0	102,4
29.04.19 09:32:48	228,05	145604	172342	3,25	1,92	2,2	101,7	102,2
29.04.19 09:32:51	227,68	147817	176807	3,73	2,22	2,54	102,8	103,1
29.04.19 09:32:54	227,62	145773	173684	4,01	2,39	2,74	102,5	103,0
29.04.19 09:32:57	227,62	145836	173464	4,08	2,44	2,78	102,5	103,0
29.04.19 09:33:00	227,59	147066	176851	4,13	2,46	2,83	102,9	103,4
29.04.19 09:33:03	227,52	146360	176224	4,27	2,56	2,93	102,9	103,5
29.04.19 09:33:06	227,42	145826	175717	4,35	2,6	2,97	103,0	103,4
29.04.19 09:33:09	227,47	145259	174984	4,4	2,61	3,03	102,9	103,4
29.04.19 09:33:12	227,64	145368	174040	4,16	2,46	2,88	102,8	103,3
29.04.19 09:33:15	227,72	147716	175803	4,08	2,4	2,83	102,6	103,2
29.04.19 09:33:18	227,72	147415	174379	4,08	2,41	2,83	102,2	102,9

Продолжение таблицы М.1

Время, с	U, В	P _Σ , Вт	S _Σ , ВА	K _{UΣ} , %	K _{U11} , %	K _{U13} , %	D _{U11} , %	D _{U13} , %
29.04.19 09:33:21	227,1	142670	168838	4,11	2,45	2,85	102,0	102,7
29.04.19 09:33:24	227	143938	171667	4,09	2,46	2,84	102,2	102,9
29.04.19 09:33:27	227,01	143758	172270	4,1	2,46	2,85	102,4	103,2
29.04.19 09:33:30	227	144226	172693	4,14	2,48	2,88	102,3	103,0
29.04.19 09:33:33	227,18	144822	173333	3,88	2,33	2,71	102,3	103,0
29.04.19 09:33:36	227,32	144045	172425	3,66	2,2	2,56	102,2	102,6
29.04.19 09:33:39	227,42	143361	170305	3,64	2,18	2,54	102,1	102,5
29.04.19 09:33:42	227,4	144686	172464	3,59	2,15	2,5	102,1	102,5
29.04.19 09:33:45	227,51	144070	171152	3,56	2,14	2,47	101,9	102,3
29.04.19 09:33:48	227	148286	177691	3,35	2,02	2,3	102,2	102,3
29.04.19 09:33:51	227,19	147959	178711	3,45	2,07	2,39	102,7	103,1
29.04.19 09:33:54	227,25	147686	178527	3,45	2,07	2,41	102,5	103,3
29.04.19 09:33:57	227,64	147630	178751	2,56	1,52	1,8	102,2	102,3
29.04.19 09:34:00	227,63	147095	178265	2,52	1,5	1,78	102,4	102,4
29.04.19 09:34:03	227,7	147333	176799	2,5	1,49	1,75	102,1	102,4
29.04.19 09:34:06	227,5	147196	176285	2,65	1,59	1,86	102,1	102,3
29.04.19 09:34:09	227,38	147418	176303	2,69	1,62	1,89	101,9	102,3
29.04.19 09:34:12	227,46	147686	176844	2,68	1,6	1,88	101,8	102,2
29.04.19 09:34:15	227,26	158885	198239	2,62	1,56	1,85	103,5	104,0
29.04.19 09:34:18	227,61	149096	181287	2,63	1,56	1,85	103,0	103,7
29.04.19 09:34:21	227,6	148678	181051	2,6	1,53	1,84	103,1	103,6
29.04.19 09:34:24	227,68	148091	180604	2,49	1,47	1,76	103,2	103,6
29.04.19 09:34:27	227,75	146960	178438	2,37	1,38	1,66	103,1	103,2
29.04.19 09:34:30	227,7	146125	176245	2,35	1,36	1,66	102,9	102,9
29.04.19 09:34:33	227,53	146699	177123	2,29	1,34	1,61	102,9	102,9
29.04.19 09:34:36	227,7	146431	176224	2,32	1,38	1,6	102,8	102,8
29.04.19 09:34:39	227,63	147851	179414	2,32	1,39	1,59	103,2	103,1
29.04.19 09:34:42	227,64	147477	179732	2,42	1,46	1,67	103,2	103,5
29.04.19 09:34:45	227,66	147703	179954	2,48	1,5	1,72	103,1	103,6
29.04.19 09:34:48	227,71	147882	180161	2,48	1,5	1,73	103,2	103,6
29.04.19 09:34:51	227,67	147934	179795	2,43	1,48	1,67	103,1	103,5
29.04.19 09:34:54	227,74	147363	177670	2,44	1,48	1,68	102,9	103,5
29.04.19 09:34:57	227,74	148070	178732	2,28	1,39	1,54	102,7	103,2
29.04.19 09:35:00	227,68	147975	178093	2,37	1,44	1,61	102,7	103,3
29.04.19 09:35:03	227,62	148648	179682	2,5	1,52	1,71	103,0	103,5
29.04.19 09:35:06	227,52	148383	180550	2,62	1,58	1,8	103,4	104,2
29.04.19 09:35:09	227,43	147975	180060	2,72	1,65	1,86	103,8	104,4
29.04.19 09:35:12	227,43	147367	179496	2,8	1,7	1,91	104,0	104,5
29.04.19 09:35:15	227,3	146797	178903	2,76	1,68	1,88	104,1	104,3
29.04.19 09:35:18	226,9	145728	176136	3,73	2,37	2,63	103,9	104,8
29.04.19 09:35:21	226,51	145949	175663	4,29	2,74	3,02	103,7	105,2
29.04.19 09:35:24	226,35	146242	175477	4,54	2,9	3,2	103,6	105,3
29.04.19 09:35:27	226,33	146194	175629	4,67	2,97	3,27	103,6	105,2
29.04.19 09:35:30	226,08	152426	186319	4,75	3	3,32	104,0	105,8
29.04.19 09:35:33	226,23	149418	182285	4,61	2,9	3,22	104,1	105,8
29.04.19 09:35:36	226,52	147297	178943	4,22	2,65	2,98	103,6	105,1
29.04.19 09:35:39	226,52	150201	182205	4,13	2,59	2,92	103,7	105,2
29.04.19 09:35:42	226,52	153932	186237	4,07	2,56	2,87	103,8	105,5

Продолжение таблицы М.1

Время, с	U, В	P _Σ , Вт	S _Σ , ВА	K _{UΣ} , %	K _{U11} , %	K _{U13} , %	D _{U11} , %	D _{U13} , %
29.04.19 09:35:45	226,57	151679	182311	4,06	2,56	2,88	103,7	105,5
29.04.19 09:35:48	226,53	151758	182358	4,19	2,64	2,97	103,6	105,4
29.04.19 09:35:51	226,54	150867	180979	4,11	2,6	2,93	103,5	105,1
29.04.19 09:35:54	226,55	152216	184165	3,98	2,51	2,84	103,6	105,3
29.04.19 09:35:57	226,6	152320	184875	3,93	2,46	2,81	103,8	105,5
29.04.19 09:36:00	226,62	152844	185436	3,89	2,43	2,79	103,8	105,4
29.04.19 09:36:03	226,68	152912	185540	3,82	2,38	2,74	103,8	105,4
29.04.19 09:36:06	226,59	155634	190428	3,76	2,34	2,7	104,2	105,6
29.04.19 09:36:09	226,64	153861	187251	3,76	2,34	2,7	104,3	105,7
29.04.19 09:36:12	226,69	154050	187336	3,74	2,34	2,69	104,2	105,8
29.04.19 09:36:15	226,71	154177	186907	3,73	2,34	2,68	104,0	105,7
29.04.19 09:36:18	226,65	155259	189057	3,64	2,3	2,6	104,2	105,7
29.04.19 09:36:21	226,62	156025	191447	3,54	2,24	2,52	104,5	105,9
29.04.19 09:36:24	226,64	155352	190718	3,52	2,22	2,52	104,5	105,8
29.04.19 09:36:27	226,7	155525	190940	3,52	2,23	2,51	104,6	105,8
29.04.19 09:36:30	226,68	155483	190908	3,51	2,23	2,5	104,5	105,8
29.04.19 09:36:33	226,79	152671	185306	3,55	2,25	2,53	104,1	105,4
29.04.19 09:36:36	226,88	151741	183441	3,54	2,23	2,53	103,8	105,3
29.04.19 09:36:39	226,92	152935	184401	3,52	2,19	2,53	104,5	104,7
29.04.19 09:36:42	226,96	152560	184742	3,36	2,11	2,4	103,8	105,2
29.04.19 09:36:45	227,41	153708	188497	2,29	1,31	1,51	104,5	104,2
29.04.19 09:36:48	227,52	153345	188396	1,99	1,09	1,29	105,4	104,3
29.04.19 09:36:51	227,52	153258	188308	2,12	1,19	1,35	105,0	103,9
29.04.19 09:36:54	227,54	153205	188246	2,1	1,17	1,34	105,0	104,3
29.04.19 09:36:57	227,54	152702	187081	2,13	1,2	1,36	104,6	104,2
29.04.19 09:37:00	227,43	157516	193920	2,19	1,2	1,41	105,3	104,8
29.04.19 09:37:03	227,46	155521	190970	2,29	1,27	1,48	105,1	104,8
29.04.19 09:37:06	227,49	154832	189795	2,27	1,3	1,48	104,6	104,4
29.04.19 09:37:09	227,36	155823	192545	2,24	1,29	1,48	104,9	104,6
29.04.19 09:37:12	227,16	156537	193622	2,3	1,35	1,55	104,7	104,6
29.04.19 09:37:15	227,28	156659	193853	2,22	1,31	1,5	104,4	104,3
29.04.19 09:37:18	227,38	155986	193111	2,02	1,18	1,36	104,0	104,1
29.04.19 09:37:21	227,39	153968	190258	2,02	1,18	1,36	103,6	104,0
29.04.19 09:37:24	227,46	153484	188569	1,9	1,1	1,26	103,7	103,8
29.04.19 09:37:27	227,56	150847	184109	1,78	1	1,17	104,1	102,5
29.04.19 09:37:30	227,61	149614	181549	1,73	0,97	1,12	102,9	102,8
29.04.19 09:37:33	227,55	150627	183728	1,69	0,94	1,11	103,0	102,7
29.04.19 09:37:36	227,53	150754	185242	1,66	0,92	1,09	103,2	102,3
29.04.19 09:37:39	227,54	151305	185671	1,59	0,9	1,01	103,1	102,3
29.04.19 09:37:42	227,65	152032	186289	1,53	0,85	0,97	103,1	102,2
29.04.19 09:37:45	228,24	154438	188268	1,48	0,78	0,94	103,0	102,1
29.04.19 09:37:48	228,32	153364	186044	1,5	0,79	0,98	103,2	102,0
29.04.19 09:37:51	228,33	153085	185147	1,5	0,82	0,96	103,3	102,6
29.04.19 09:37:54	228,42	152858	184403	1,47	0,79	0,94	102,9	102,6
29.04.19 09:37:57	228,43	153788	185839	1,44	0,73	0,93	103,3	103,1
29.04.19 09:38:00	228,37	154907	188745	1,44	0,71	0,94	103,7	102,8
29.04.19 09:38:03	228,37	154696	188698	1,41	0,69	0,93	104,4	102,7
29.04.19 09:38:06	228,38	154857	188854	1,44	0,71	0,96	104,3	102,8

Продолжение таблицы М.1

Время, с	U, В	P _Σ , Вт	S _Σ , ВА	K _{UΣ} , %	K _{U11} , %	K _{U13} , %	D _{U11} , %	D _{U13} , %
29.04.19 09:38:09	228,41	154943	188912	1,43	0,72	0,93	104,8	102,2
29.04.19 09:38:12	228,43	154648	187817	1,51	0,8	0,99	103,9	102,2
29.04.19 09:38:15	228,22	154202	186095	1,8	1,05	1,21	102,5	102,6
29.04.19 09:38:18	228,2	154513	185994	1,92	1,12	1,31	102,3	102,5
29.04.19 09:38:21	228,17	154685	186071	2	1,17	1,38	102,3	102,6
29.04.19 09:38:24	228,12	156331	189394	2,01	1,16	1,39	102,7	102,8
29.04.19 09:38:27	228,12	156196	189796	1,95	1,12	1,35	102,6	102,7
29.04.19 09:38:30	228,09	156160	189750	2,01	1,17	1,42	102,7	102,9
29.04.19 09:38:33	228,17	156217	189863	1,92	1,11	1,34	102,7	102,6
29.04.19 09:38:36	228,13	156006	189213	1,93	1,14	1,33	103,0	102,5
29.04.19 09:38:39	228,21	155450	187583	1,98	1,15	1,38	102,6	102,9
29.04.19 09:38:42	228,28	155482	187223	1,94	1,1	1,37	102,1	103,0
29.04.19 09:38:45	228,29	155223	186227	1,95	1,09	1,39	101,6	102,7
29.04.19 09:38:48	228,21	155853	188420	1,94	1,07	1,39	102,0	103,2
29.04.19 09:38:51	228,12	155918	189607	1,97	1,1	1,4	102,7	103,0
29.04.19 09:38:54	228,13	155280	188763	2	1,11	1,43	102,7	103,4
29.04.19 09:38:57	228,17	153801	186759	1,99	1,12	1,41	102,3	103,1
29.04.19 09:39:00	228,2	153065	185915	1,96	1,1	1,38	102,4	103,2
29.04.19 09:39:03	228,24	150789	182430	1,96	1,09	1,4	102,6	102,9
29.04.19 09:39:06	228,17	150267	181149	2,26	1,25	1,61	103,3	103,4
29.04.19 09:39:09	228,18	150032	180079	2,4	1,35	1,74	103,0	103,3
29.04.19 09:39:12	228,12	150797	181488	2,44	1,37	1,76	103,1	103,4
29.04.19 09:39:15	227,97	154807	189175	2,38	1,33	1,71	103,6	103,7
29.04.19 09:39:18	227,88	153872	188824	2,38	1,35	1,71	103,9	104,4
29.04.19 09:39:21	227,84	153351	188375	2,38	1,35	1,71	104,0	104,1
29.04.19 09:39:24	227,87	153462	188510	2,4	1,37	1,72	104,1	104,3
29.04.19 09:39:27	227,95	152881	187177	2,45	1,42	1,77	103,9	104,1
29.04.19 09:39:30	228,01	152382	185777	2,39	1,4	1,71	103,8	103,9
29.04.19 09:39:33	228,04	152503	185189	2,4	1,41	1,73	103,3	103,8
29.04.19 09:39:36	227,93	152929	185505	2,44	1,45	1,75	103,3	103,8
29.04.19 09:39:39	227,74	153273	187797	2,41	1,45	1,72	103,8	104,1
29.04.19 09:39:42	227,57	151508	185672	2,59	1,57	1,85	104,0	104,3
29.04.19 09:39:45	227,65	150087	182632	2,78	1,72	1,99	103,5	104,1
29.04.19 09:39:48	227,55	151560	183917	2,83	1,75	2,03	103,7	104,3
29.04.19 09:39:51	227,55	151879	183713	2,87	1,77	2,06	103,7	104,4
29.04.19 09:39:54	227,64	151263	182191	2,83	1,76	2,02	103,4	104,3
29.04.19 09:39:57	227,63	151263	181518	2,8	1,73	2	103,3	104,1
29.04.19 09:40:00	227,69	151102	180609	2,79	1,74	1,99	103,0	104,0
29.04.19 09:40:03	227,57	167176	195868	2,66	1,65	1,89	103,4	104,2
29.04.19 09:40:06	227,62	168706	198266	2,47	1,53	1,74	103,6	104,0
29.04.19 09:40:09	227,56	169334	198751	2,76	1,7	1,91	103,4	104,4
29.04.19 09:40:12	227,06	172471	203407	3,61	2,23	2,53	104,0	105,3
29.04.19 09:40:15	226,96	172757	203826	3,78	2,35	2,65	104,3	105,7
29.04.19 09:40:18	226,98	172009	202148	3,78	2,35	2,64	104,3	105,7
29.04.19 09:40:21	226,92	171697	201209	3,87	2,42	2,7	104,2	105,8
29.04.19 09:40:24	226,97	171453	199988	3,96	2,47	2,78	104,0	105,5
29.04.19 09:40:27	226,98	172177	201537	3,9	2,39	2,75	104,0	105,5
29.04.19 09:40:30	226,85	172858	203845	3,96	2,42	2,83	104,3	105,7

Продолжение таблицы М.1

Время, с	U, В	P _Σ , Вт	S _Σ , ВА	K _{UΣ} , %	K _{U11} , %	K _{U13} , %	D _{U11} , %	D _{U13} , %
29.04.19 09:40:33	226,89	172196	203347	3,9	2,38	2,78	104,4	105,8
29.04.19 09:40:36	226,95	172380	203557	4,01	2,47	2,85	104,4	105,7
29.04.19 09:40:39	227,13	171904	202774	4,1	2,53	2,93	104,6	105,7
29.04.19 09:40:42	227,24	168484	196961	4,1	2,56	2,91	104,0	105,2
29.04.19 09:40:45	226,87	166698	194647	4,25	2,67	3	104,1	105,5
29.04.19 09:40:48	226,61	166228	193780	4,35	2,75	3,07	103,8	105,5
29.04.19 09:40:51	226,68	168816	196537	4,22	2,66	3	103,6	105,4
29.04.19 09:40:54	226,63	169946	199529	4,15	2,64	2,93	103,8	105,7
29.04.19 09:40:57	226,63	169672	199677	4,09	2,62	2,9	104,0	106,0
29.04.19 09:41:00	226,56	170096	200020	4,08	2,63	2,93	104,0	106,1
29.04.19 09:41:03	226,68	170043	200059	4,07	2,6	2,94	104,0	105,9
29.04.19 09:41:06	226,74	170444	200224	4,1	2,6	2,97	104,1	106,0
29.04.19 09:41:09	226,83	170216	199334	4,14	2,65	2,99	103,9	105,9
29.04.19 09:41:12	226,89	170613	198960	4,09	2,62	2,96	103,9	105,9
29.04.19 09:41:15	226,96	170061	197485	4,01	2,58	2,89	103,6	105,6
29.04.19 09:41:18	226,82	170871	199827	3,97	2,55	2,87	103,8	105,7
29.04.19 09:41:21	226,81	170408	200438	3,93	2,53	2,84	104,1	105,9
29.04.19 09:41:24	226,79	170031	200129	3,91	2,51	2,81	104,2	105,8
29.04.19 09:41:27	226,75	169747	199860	3,9	2,5	2,81	104,2	105,7
29.04.19 09:41:30	226,8	170052	200082	3,87	2,47	2,8	104,1	105,7
29.04.19 09:41:33	226,87	170007	199057	3,89	2,48	2,82	104,0	105,7
29.04.19 09:41:36	226,85	169982	198583	3,91	2,51	2,84	104,0	105,8
29.04.19 09:41:39	227,02	169289	196803	3,85	2,47	2,79	103,8	105,4
29.04.19 09:41:42	226,94	170685	199310	3,79	2,44	2,74	103,9	105,5
29.04.19 09:41:45	226,81	171219	201579	3,99	2,56	2,88	104,4	105,9
29.04.19 09:41:48	226,83	171255	201615	4,11	2,61	2,98	104,2	105,9
29.04.19 09:41:51	226,74	172066	202312	4,24	2,69	3,07	104,2	106,0
29.04.19 09:41:54	226,56	176198	207380	4,4	2,81	3,16	104,4	106,4
29.04.19 09:41:57	226,64	171122	201776	4,38	2,8	3,14	104,3	106,3
29.04.19 09:42:00	226,69	157761	190087	4,6	2,93	3,27	104,1	106,1
29.04.19 09:42:03	226,64	157486	188709	4,68	2,95	3,33	103,8	105,8
29.04.19 09:42:06	226,51	157783	188901	4,92	3,08	3,49	103,8	105,9
29.04.19 09:42:09	226,35	158622	191637	4,96	3,1	3,52	104,2	106,3
29.04.19 09:42:12	226,05	158322	191586	5,38	3,35	3,78	104,3	106,4
29.04.19 09:42:15	225,84	157886	191080	5,55	3,46	3,88	104,2	106,4
29.04.19 09:42:18	225,69	158014	191205	5,68	3,53	3,98	104,3	106,5
29.04.19 09:42:21	225,61	158012	190825	5,75	3,56	4,03	104,4	106,6
29.04.19 09:42:24	225,87	157563	189932	5,54	3,42	3,9	104,3	106,4
29.04.19 09:42:27	226,38	157513	189345	5,13	3,14	3,66	104,2	106,1
29.04.19 09:42:30	226,6	156777	187445	4,83	2,95	3,48	104,0	105,6
29.04.19 09:42:33	226,42	158171	190674	4,91	3,02	3,53	104,3	106,0
29.04.19 09:42:36	226,31	157823	191375	4,96	3,07	3,51	104,5	106,2
29.04.19 09:42:39	226,33	157895	191459	4,93	3,06	3,48	104,5	106,1
29.04.19 09:42:42	226,23	158322	191756	5,07	3,16	3,57	104,6	106,3
29.04.19 09:42:45	226,36	157805	191249	5,1	3,19	3,59	104,4	106,3
29.04.19 09:42:48	226,45	156196	188824	5,11	3,2	3,6	104,3	106,2
29.04.19 09:42:51	226,48	156261	188557	5,05	3,17	3,56	104,2	106,2
29.04.19 09:42:54	226,54	155963	186859	5,11	3,21	3,58	104,0	106,0

Продолжение таблицы М.1

Время, с	U, В	P _Σ , Вт	S _Σ , ВА	K _{UΣ} , %	K _{U11} , %	K _{U13} , %	D _{U11} , %	D _{U13} , %
29.04.19 09:42:57	226,49	157167	189296	5,1	3,19	3,59	104,0	106,0
29.04.19 09:43:00	226,5	157546	191453	4,98	3,11	3,52	104,4	106,2
29.04.19 09:43:03	226,51	156316	190242	4,89	3,04	3,46	104,4	106,1
29.04.19 09:43:06	226,59	155408	189543	4,86	3,01	3,45	104,4	105,9
29.04.19 09:43:09	226,62	155486	189628	4,88	3,03	3,45	104,4	106,0
29.04.19 09:43:12	226,86	155410	188802	4,66	2,9	3,31	104,3	105,8
29.04.19 09:43:15	227,04	155627	188672	4,51	2,8	3,21	104,2	105,8
29.04.19 09:43:18	227,11	155285	187140	4,48	2,78	3,19	103,9	105,6
29.04.19 09:43:21	227,14	154944	186800	4,45	2,74	3,19	103,9	105,4
29.04.19 09:43:24	227,05	155590	189553	4,41	2,71	3,16	104,1	105,6
29.04.19 09:43:27	227,02	154608	189202	4,4	2,7	3,15	104,3	105,7
29.04.19 09:43:30	227,01	154774	189337	4,4	2,71	3,15	104,3	105,7
29.04.19 09:43:33	227,11	155816	190317	4,03	2,47	2,88	104,2	105,6
29.04.19 09:43:36	227,18	156428	190646	3,82	2,34	2,75	104,2	105,5
29.04.19 09:43:39	227,19	155699	189331	3,79	2,32	2,73	104,1	105,4
29.04.19 09:43:42	227,27	155292	188243	3,68	2,24	2,65	103,9	105,3
29.04.19 09:43:45	227,38	154522	185943	3,74	2,29	2,71	103,7	105,0
29.04.19 09:43:51	227,41	155267	189817	3,81	2,34	2,78	104,2	105,4
29.04.19 09:43:54	227,47	154439	188795	3,71	2,26	2,71	104,0	105,2
29.04.19 09:43:57	227,44	160079	197129	3,62	2,2	2,65	104,2	105,4
29.04.19 09:44:00	227,51	159355	195526	3,56	2,15	2,61	104,4	105,4
29.04.19 09:44:03	227,58	159011	194178	3,55	2,12	2,62	104,3	105,3
29.04.19 09:44:06	227,57	159532	194442	3,54	2,12	2,62	104,2	105,2
29.04.19 09:44:09	227,67	159227	192571	3,57	2,14	2,63	104,0	105,1
29.04.19 09:44:12	227,59	160370	194719	3,76	2,29	2,78	104,3	105,3
29.04.19 09:44:15	227,39	162031	198183	3,95	2,42	2,93	104,9	105,8
29.04.19 09:44:18	227,35	161532	197884	4,01	2,47	2,97	104,9	105,9
29.04.19 09:44:21	227,34	168308	203322	3,94	2,44	2,91	104,9	106,0
29.04.19 09:44:24	227,33	177388	210567	3,88	2,4	2,87	104,9	106,1
29.04.19 09:44:27	227,3	176666	208988	3,92	2,42	2,9	104,9	106,0
29.04.19 09:44:30	227,21	177109	209129	4,04	2,5	2,98	105,0	106,1
29.04.19 09:44:33	227,26	176522	207332	4,06	2,52	2,99	104,8	106,0
29.04.19 09:44:36	227,26	176817	207417	4,06	2,53	3	104,7	105,9
29.04.19 09:44:39	227,21	177989	210542	4,03	2,52	2,97	105,0	106,2
29.04.19 09:44:42	227,44	177081	210364	3,81	2,37	2,81	105,1	106,2
29.04.19 09:44:45	227,7	176422	209961	3,46	2,13	2,55	105,1	105,7
29.04.19 09:44:48	227,77	176478	210064	3,44	2,12	2,53	105,1	105,7
29.04.19 09:44:51	227,75	177037	210302	3,45	2,14	2,52	105,1	105,7
29.04.19 09:44:54	227,76	176625	209350	3,47	2,16	2,53	105,1	105,7
29.04.19 09:44:57	227,61	176438	208627	3,4	2,09	2,44	105,1	105,4
29.04.19 09:45:00	227,55	175646	206209	3,6	2,21	2,57	104,9	105,2
29.04.19 09:45:03	227,48	177374	210109	3,54	2,2	2,5	105,3	105,4
29.04.19 09:45:06	227,5	177581	211146	3,56	2,2	2,53	105,4	105,5
29.04.19 09:45:09	227,45	177739	211265	3,59	2,22	2,55	105,4	105,7
29.04.19 09:45:12	227,49	177827	211374	3,53	2,18	2,51	105,4	105,6
29.04.19 09:45:15	227,49	178200	211534	3,51	2,18	2,49	105,4	105,7
29.04.19 09:45:18	227,56	177919	210307	3,51	2,18	2,49	105,3	105,6
29.04.19 09:45:21	227,55	177754	209996	3,5	2,16	2,48	105,3	105,5

Продолжение таблицы М.1

Время, с	U, В	P _Σ , Вт	S _Σ , ВА	K _{UΣ} , %	K _{U11} , %	K _{U13} , %	D _{U11} , %	D _{U13} , %
29.04.19 09:45:24	227,69	177237	208070	3,42	2,09	2,42	104,8	105,2
29.04.19 09:45:27	227,66	178557	210401	3,28	1,99	2,31	104,7	105,1
29.04.19 09:45:30	227,67	179092	212981	3,02	1,77	2,1	104,6	104,9
29.04.19 09:45:33	227,8	177811	211692	2,84	1,64	1,96	104,3	104,7
29.04.19 09:45:36	227,85	174959	208086	2,74	1,59	1,88	104,3	104,3
29.04.19 09:45:39	227,91	174957	208054	2,47	1,44	1,69	104,2	104,0
29.04.19 09:45:42	227,55	174098	206062	3,42	2,02	2,33	104,7	105,1
29.04.19 09:45:45	227,4	165334	198509	3,88	2,3	2,62	104,8	105,1
29.04.19 09:45:48	227,01	157226	190157	4,47	2,73	3,02	104,7	105,4
29.04.19 09:45:51	226,68	157191	189496	4,71	2,91	3,18	104,6	105,5
29.04.19 09:45:54	226,7	158514	193033	4,54	2,78	3,07	104,9	105,6
29.04.19 09:45:57	226,9	158561	193658	4,3	2,6	2,9	104,9	105,4