ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи

Турукина Татьяна Евгеньевна

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В ПОТРЕБИТЕЛЬСКОМ СЕКТОРЕ И В ГОРОДСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ (НА ПРИМЕРЕ Г.ТОМСКА)

Специальность 05.14.02 - Электрические станции и
электроэнергетические системы

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель: доктор
физико-математических наук,
профессор
Кабышев Александр Васильевич

Томск - 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение 6
ГЛАВА 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ 14
1.1 Режимы работы электрических сетей 17
1.2 Потери мощности и электроэнергии 18
ГЛАВА 2. НЕСИММЕТРИЯ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ В ГОРОДСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ, СПОСОБЫ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ЕЕ СНИЖЕНИЯ 21
2.1 Изменение схемы соединения обмоток трансформатора 28
2.2 Применение СУ, встроенного трансформатор со схемой соединения обмоток Y/Y_0 43
2.3 Автоматические устройства переключения однофазной нагрузки 48
2.4 Выводы 58
ГЛАВА 3. РАЦИОНАЛЬНОЕ ПОСТРОЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 59
3.1 Расчет режимов максимальных и минимальных нагрузок 59
3.2 Моделирование суток зимнего максимума 63
3.3 Отключение части оборудования 75
3.4 Определение мест размыкания сети 6(10) кВ 80
3.5 Определение стоимости потерь электроэнергии 86
3.6 Выводы 87
ГЛАВА 4. КОМПЕНСАЦИЯ ВЫСШИХ ГАРМОНИК В ГОРОДСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 88
4.1 Источники высших гармоник и их негативное влияние в распределительной сети 88
4.2 Интенсивность и спектр гармоник в распределительной сети 0,4 кВ 90
4.3 Обзор норм и стандартов в области обеспечения качества электрической энергии 93
4.4 Показатели гармонических искажений 97
4.5 Фильтрокомпенсирующее устройство на стороне 0,4 кВ 104
4.6 Однофазное АФКУ 106
4.7 *P-Q* - преобразование 112
4.8 Трехфазное АФКУ 116

4.9 Анализ КНИ на примере городского участка распределительной сети.. 135
4.10 Расчет пассивного фильтра 144
4.11 Выводы 151
Заключение 152
Список литературы 154
Приложение А 166
Приложение Б 171
Приложение В 172
Приложение Г 174
Приложение Д 197
Приложение Е..... 211
Приложение Ж..... 217
Приложение З 219
Приложение И 228

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И ТЕРМИНОВ

ARMA	– autoregressive moving-average model;
FBD	– function block diagram;
GARCH	– generalized autoregressive conditional heteroscedasticity;
SCADA	– supervisory control and data acquisition;
THD_U	– коэффициент нелинейных (гармонических) искажений по напряжению;
THD_I	– коэффициент нелинейных (гармонических) искажений по току;
АСКУЭ	– автоматизированная система контроля и учета электроэнергии;
ВГ	– высшие гармоники;
СГЭП	– система гарантированного электропитания;
ККМ	– корректор коэффициента мощности;
КНИ	– коэффициент нелинейных искажений;
КПД	– коэффициент полезного действия;
ЛЭП	– линия элктропередач;
ПБВ	– переключением ответвлений без возбуждений;
ПКЭ	– показатели качества электроэнергии;
ПС	– подстанция;
РМ	– реактивная мощность;
РМН	– режим максимальных нагрузок;
РС	– распределительные сети;
РСК	– распределительная сетевая компания;
РФ	– Российская Федерация;
СУ	– система учета;
СЭС	– система электроснабжения;

ТП	– трансформаторная подстанция;
УКРМ	– устройство компенсации реактивной мощности;
ФКУ	– фильтрокомпенсирующее устройство;
ХХ	– холостой ход;
ЭО	– электрооборудование;
ЭП	– электроприемник;
ЭС	– электрические сети;
ЭЭ	– электроэнергия;

Введение

Актуальность темы исследования. Важнейшим показателем энергетической эффективности передачи и распределения электроэнергии (ЭЭ) является величина потерь ЭЭ в распределительных сетях (РС). В результате развития рыночных отношений в России проблема экономии ЭЭ, где потери ЭЭ выступают неотъемлемой частью, приобрела особую значимость. До утверждения государственная программа Российской Федерации (РФ) «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» [1] потери ЭЭ в РФ в 2-2,5 раза превышали потери ЭЭ в промышленно развитых зарубежных странах, величина которых находится в диапазоне от 4 до 8 % от выработки ЭЭ. При этом в распределительных сетевых организациях величина потерь достигала 20% от отпуска ЭЭ в сеть, а в ряде отдельных регионов — 30-40% [2]. Наблюдаются тенденции изменения значимости факторов, влияющих на саму величину потерь, среди которых особенно актуальными на сегодняшний день является качественное и количественно изменение нагрузки – рост однофазной, управляемой нагрузки.

Сверхнормативные потери электроэнергии в городских РС – это прямые финансовые убытки электросетевых компаний, исходя из этого проблема снижения потерь ЭЭ должна быть не только актуальной, но и стать одной из важных задач, решение которой обеспечит как финансовую стабильность распределительных сетевых компаний (РСК), так и снижение затрат, связанных с передачей ЭЭ, РСК и потребителей. Для последних актуальность выражается в том, что на сегодняшний день политика формирования тарифа на ЭЭ устроена таким образом, что все расходы сетевых компаний, связанные непосредственно с передачей и распределением ЭЭ, всегда учтены в величине тарифа по передаче ЭЭ, которая в свою очередь является слагаемым тарифа на ЭЭ, поставляемую потребителю [3]. Рычагом давления на распределительные компании в сложившейся ситуации выступает только законодательство РФ, которое указом президента РФ от 4 июня 2008г. №889 «О некоторых мерах по

повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» утвердило программу, согласно которой эффективность передачи и распределения ЭЭ в РФ должна достичь уровня промышленно развитых стран [4].

Высокий уровень потерь также является индикатором низкого качества электроэнергии в электрических сетях (ЭС) России, свидетельствующем о существенном превышении допустимых значений показателей качества электроэнергии (ПКЭ) по ГОСТ 32144-2013 [6, 14]. Низкое качество ЭЭ может быть определено как вероятность возникновения любого события, связанного непосредственно с сетью электропитания, которое приводит к экономическим потерям. В данном случае расходы сетевых компаний, ставшие последствием низкого качества электроэнергии, не имеют отношения к тарифу на ЭЭ и являются прямыми затратами РСК. В случае, когда низкое качество ЭЭ является причиной высоких потерь на передачу и распределение ЭЭ, расходы, вызванные этими потерями ложатся на плечи как РСК так и потребителей, поэтому проблема качества не должна рассматриваться обособленно и относиться к проблемам только сетевых компаний, качество ЭЭ зависит не только от действий РСК, но и от влияния потребителей на существующую сеть.

РС г.Томска проектировались и строились с учетом перспективы роста нагрузки предприятий, однако на фоне высокого уровня стоимости аренды земли в городе, произошло перемещение промышленных зоны в пригород, либо на окраины города. Все это привело к уменьшению потребления ЭЭ (по величине мощности), снижению загрузки оборудования РС и ПС города и как результат большой величине потерь ЭЭ. Большая величина потерь также характеризуется тем, что имеющаяся нагрузка существующей РС г.Томска несимметрична, нелинейна и изменяется по стохастическому закону, форма напряжения и тока искажены широким спектром гармоник.

Среди типовых мероприятий по снижению потерь ЭЭ в ЭС можно выделить: технические; мероприятия по совершенствованию систем

расчетного и технического (контрольного) учета ЭЭ и организационные мероприятия. Основной эффект в снижении величины технических потерь ЭЭ может быть получен за счет технических мероприятий, которые включают в себя: реконструкцию, перевооружение, повышение пропускной способности, а также надежности работы ЭС, сбалансированности их режимов; говоря другими словами, за счет внедрения капиталоемких мероприятий. К приоритетным мероприятиям, направленным на снижение технических потерь ЭЭ в городских РС относятся организационные мероприятия, среди которых оптимизация схем и режимов ЭС, ввод в работу устройств, позволяющих в автоматическом режиме регулировать напряжение под нагрузкой, использование имеющихся средств регулирования напряжения с целью повышения качества ЭЭ и снижения ее потерь, выравнивание несимметричных нагрузок, фаз и т.п. Следует отметить, что подобного рода мероприятия требуют малых капиталовложений и окупаются в довольно короткие сроки, что отвечает требованиям сетевых компаний и позволят решить задачу обеспечения финансовой стабильности сетевых организаций [35].

Степень разработанности темы исследования. Различным аспектам проблемы оптимизации режимов работы городских РС посвящено большое количество работ отечественных и зарубежных ученых: Ю.С. Железко [42], В.Э. Воротницкий [5, 6, 35], Ф.Д. Косоухов [7], А.В. Дед [8], М.И. Фурсанов [9], Т.Е. Тюдина и Д.Е. Дулепов [10], Ю.В. Мясоедов и Н.В. Савина [11], Г.Е. Поспелов [45], П.В. Терентьев [12], М.С. Левин [13], И.В. Наумов [7, 15, 16], Е.А. Каминский [62], В.А. Скороходов [65], О.Б. Кисель [17, 18], В.Я. Майер [19], А.И. Вольдек [57], S. Perera и V.J. Gosbell [55], R.F. Woll [53], Dr. J. Driesen и Dr. T. Van Craenenbroeck [56], A.A. Ansari и D.M. Deshpande [20], G.K. Singh, A.K. Singh и R. Mitra [22], A. von Jouanne [21], A.C. Williamson и E.B. Urquhart [23], D. Reimert [24], Jeng-Tyan Cherng и Tsai-Hsiang Chen [25], M.E. Baran и F.F. Wu [26], E.S. Ibrahim [27], Dong-Li Duan [28], E. Ralph. [29], Osmo Siirto [30], Jianhui Wang [31], M. Abdelaziz [32], H. Dezani [33], M. Guerrero, Francisco

G. Montoya [34] и др. Описанные в данных работах подходы и другие подобные мероприятия помогут усовершенствовать режимы работы сети, улучшить пропускную способность линий и значения показателей качества электрической энергии, снизить потери мощности и привести к увеличению надежности энергоснабжения.

Однако применительно к городским сетям 0,4 кВ имеются лишь узкие исследования, посвященные повышению энергоэффективности передачи и распределения ЭЭ [80, 81, 82, 83, 84]. Помимо прочего на сегодняшний день существенно изменились условия эксплуатации оборудования: нагрузка нелинейна и несимметрична, что противоречит условиям проектирования существующей сети электроснабжения. Следовательно, существует ряд нерешенных вопросов, связанных с повышением энергетической эффективности в условиях изменяющейся нагрузки и условий эксплуатации.

Цель работы – разработка рекомендаций по применению организационных и технических мероприятий для распределительной электрической сети г. Томска, эксплуатируемой в условиях нелинейной, несимметричной и изменяющейся по стохастическому закону нагрузки. Критериальной оценкой эффективности подобных мероприятий в данном исследовании выступает окупаемость последних на фоне снижения уровня потерь ЭЭ.

Для достижения обозначенной цели к решению поставлены следующие **задачи**:

– определение параметров исследуемого участка сети, исходя из реальных данных, полученных согласно показаниям приборов учета, установленных в точка приема в сеть/отпуска из сети, а также согласно замерам на трансформаторах, установленных на данном участке с дальнейшим программным моделированием этого участка;

– исследование влияния уровня несимметрии токов и напряжений на величину потерь ЭЭ и оценка экономической эффективности мероприятий, направленных на симметрирование нагрузки;

– определение оптимальных мест размыкания высоковольтной линии напряжением 10 кВ с двусторонним питанием и рациональной загрузки электрооборудования;

– анализ влияния коэффициента нелинейных искажений на величину коэффициента мощности в условиях эксплуатации РС и оценка эффективности установки фильтрокомпенсирующих устройств.

Научная новизна работы:

1. Разработан алгоритм автоматического переключения однофазной нагрузки с целью ее симметрирования;
2. В условиях подключения «современного» потребителя, нагрузка которого нелинейна и несимметрична, произведена оценка значимости решения оптимизационных сетевых задач при изменении условий эксплуатации электрооборудования конкретного участка городской РС;
3. Предложена оценка влияния мощности искажений на коэффициент мощности для исследуемого участка сети, эксплуатируемой в условиях качественно измененной нагрузки.

Теоретическая значимость работы заключается в оценке эффективности организационных и технических мероприятий, направленных на снижение величины потерь ЭЭ и оптимизацию режимов работы участка городской электрической сети на основе современных программных комплексов.

Практическая значимость работы:

1. Снижение технических потерь в городских распределительных сетях, возникающих при несимметрии токов и напряжений на 12,59%;
2. Повышение эффективности передачи и распределения электроэнергии при изменении условий эксплуатации оборудования участка городской электрической сети (потери снизились на 19%) а также отсутствуют шины с отклонением напряжения, превышающим регламентированные ГОСТом 10%);
3. Установка фильтров позволяет уменьшить количество потерь

мощности, генерируемое гармоническими искажениями по току и по напряжению со стороны питающих шин и нагрузки на 19,5%.

Практическая ценность также подтверждается актом об использовании результатов научно-исследовательской работы на предприятии ООО «Горсети» г. Томск (Приложение И).

Методы исследования. При выполнении диссертационной работы применялись метод узловых потенциалов, метод Ньютона-Рафсона, метод градиентного спуска по оптимизации потерь, генетические алгоритмы, эконометрические методы. Для обработки исходных и полученных в ходе исследования данных использовались такие программные продукты как *MS Excel, Mathcad 14.0, Matlab 2013a, Statistica 6.0, TRACE MODE*.

Основные положения, выносимые на защиту:

1) Алгоритм для устройства симметрирования нагрузки, посредством автоматического переключения однофазных нагрузок, с внедренным в него прогнозным аппаратом;

2) Комбинированный алгоритм по определению оптимальных мест размыкания линии параллельно с отключением/включением оборудования;

3) Анализ значимости применения фильтрокомпенсирующих устройств в условиях прогрессирующей нелинейности нагрузки РС.

Степень достоверности и апробация результатов исследования.

Моделирование исследуемого участка сети произведено на основании реальных данных, полученных в результате снятия показаний с приборов учета, установленных на границах балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности между сетевыми организациями и сетевой организацией и гарантирующим поставщиком, в результате замеров на трансформаторах, установленных на данном участке. Сечения и длины питающих и распределительных линий соответствует реальной эксплуатируемой сети и являются компонентами построенной математической модели. Кроме этого, достоверность полученных в ходе исследования результатов подтверждается использованием классических

законов теоретической электротехники, электрических машин, математического анализа, эконометрики, а также корректным использованием методов оптимизации. Адекватность результатов определяется большим объемом экспериментальных данных и строгими аналитическими выводами. Экономическая оценка соответствует действующим ценам на розничном рынке ЭЭ и мощности, а также ценам на оптовом рынке, установленные в результате торгов, на определенные месяца. Достоверность компьютерного моделирования обеспечивается использованием апробированных и широко применяемых в научной и инженерной практике программного обеспечения.

Основные положения диссертационной работы были доложены на международных и всероссийских научно-технических конференциях и семинарах: Всероссийская научная конференция молодых ученых "Наука. Технологии. Инновации" (г.Новосибирск: НГТУ, 2016г.); 11th International Forum on Strategic Technology (IFOST - 2016) (г.Новосибирск: НГТУ, 2016г.); IV Международный молодежный форум «Интеллектуальные энергосистемы» (г.Томск: ТПУ, 2016г.); Всероссийская молодежная конференция «Современные аспекты энергоэффективности и энергосбережения» (г.Казань: КНИТУ, 2013г.).

Личный вклад автора заключается в анализе существующего уровня потерь и перспективе его снижения, в постановке задач и разработке мероприятий по оптимизации режимов работы городских распределительных сетей, обработке и обобщении данных, полученных в ходе реализации алгоритмов и проведения расчетов, обобщении установленных закономерностей, формулировании выводов диссертационной работы, написании статей и докладов. В каждой статье или работе, опубликованной в соавторстве, личный вклад составляет не менее 60%.

Публикации. По результатам выполненных исследований, связанных с темой диссертационной работы, опубликовано 8 научных работ, в том

числе 4 статьи в рецензируемых научных изданиях, входящих в перечень изданий, рекомендованных ВАК РФ, одна из которых входит в перечень реферативной базы SCOPUS, 1 статья в зарубежном научном издании, 3 публикации в материалах всероссийских и международных конференциях.

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа состоит из списка сокращений и терминов, введения, четырех глав, списка литературы из 105 наименования и 9 приложений. Общий объем работы составляет 229 страниц, из них 165 страниц основного текста, включая 40 таблиц, 94 рисунка.

ГЛАВА 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

Проблема потерь мощности и энергии в городских распределительных сетях имеет ряд обоснованных причин:

1. Большое количество неравномерно распределенных однофазных с нелинейной характеристикой управляемых ЭП.
2. Большая протяженность городских сетей при сравнительно малой передаваемой мощности [36, 37, 38].
3. Техническое и экономическое обоснования выбора места токораздела связано со временем ввода сети в эксплуатацию и не соответствует действительности.
4. Большое количество включенных ненагруженных и слабозагруженных силовых трансформаторов.

Все это приводит к возникновению несимметрии напряжений и токов, изменению гармонического состава тока и напряжения сети, появлению мощности искажения, дополнительным потерям в обмотках и магнитопроводе трансформатора и как следствие к увеличению суммарных потерь ЭЭ в городских распределительных сетях.

Для реализации организационных мероприятий, направленных на снижение уровня потерь выбран участок электрической сети города Томска (рис. 1.1). Исследуемый участок сети включает в себя 16 трансформаторных подстанций (ТП), в которых мощности установленных трансформаторов варьируется от 160 до 1000 кВА. Основная часть ТП обеспечивает электроснабжение коммунально-бытовых потребителей. Помимо коммунально-бытовых потребителей также осуществляется питание торгового центра (ТП 784, 786, 788), насосной станции (ТП 351) и промышленного объекта (ТП 145). В расчетах используются графики электрических нагрузок, полученные на основе реальных суточных замеров нагрузок на каждой из ТП, входящей в состав исследуемого участка. Суммарный график нагрузки для исследуемого участка сети представлен на

рисунке 1.2. При вычитании из него имеющихся графиков нагрузок ТП (784, 786, 788, 351, 145, 459) с учетом номинальных мощностей трансформаторов, установленных на ТП получены графики электрических нагрузок для остальных коммунально-бытовых потребителей.

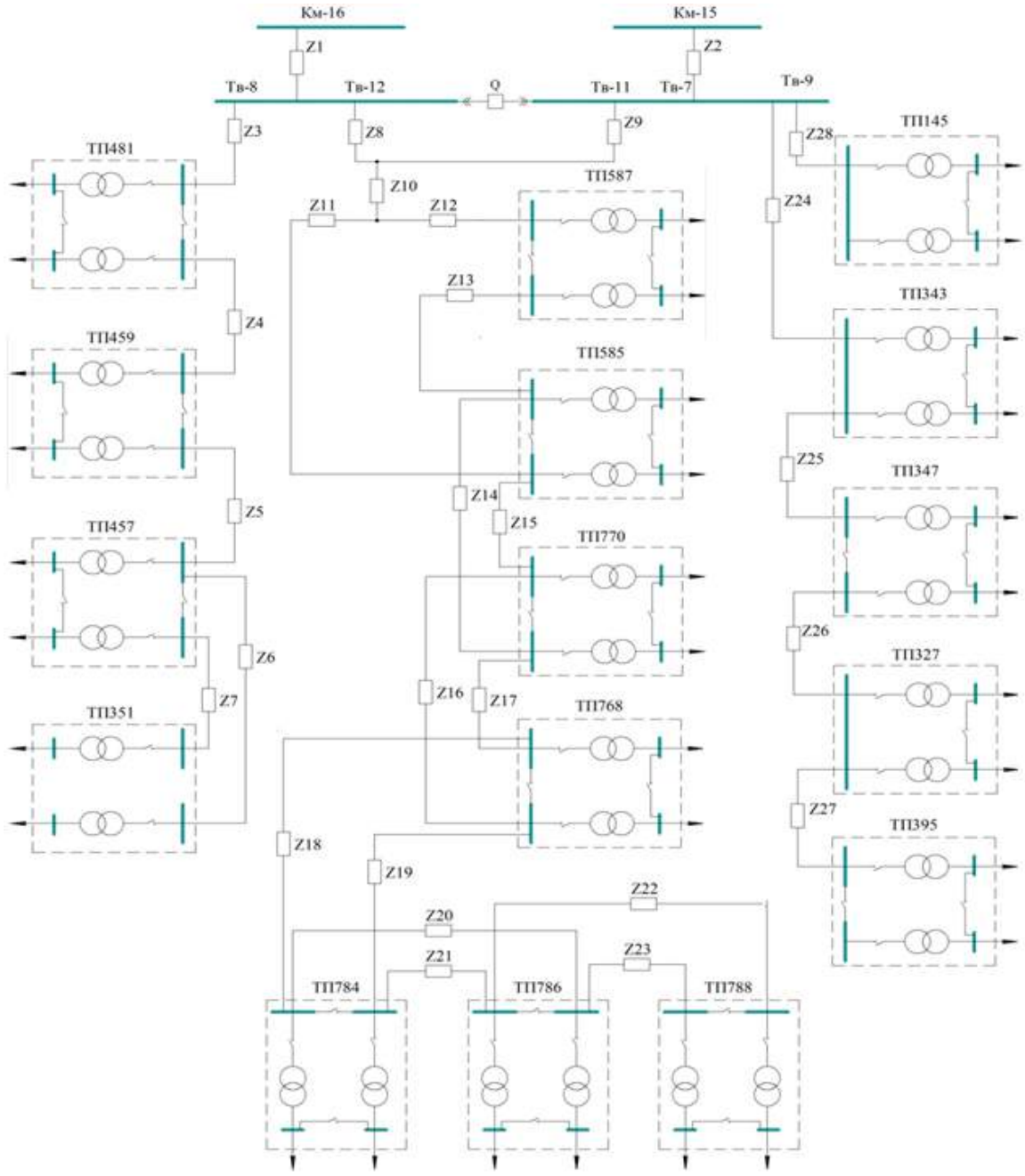


Рисунок 1.1 – Принципиальная схема исследуемого участка сети

На рисунке 1.3 представлен график нагрузки для ТП 481. Качественно графики нагрузки для остальных ТП, питающих жилищно-коммунальный сектор, аналогичны графику, представленному на рисунке 1.2.

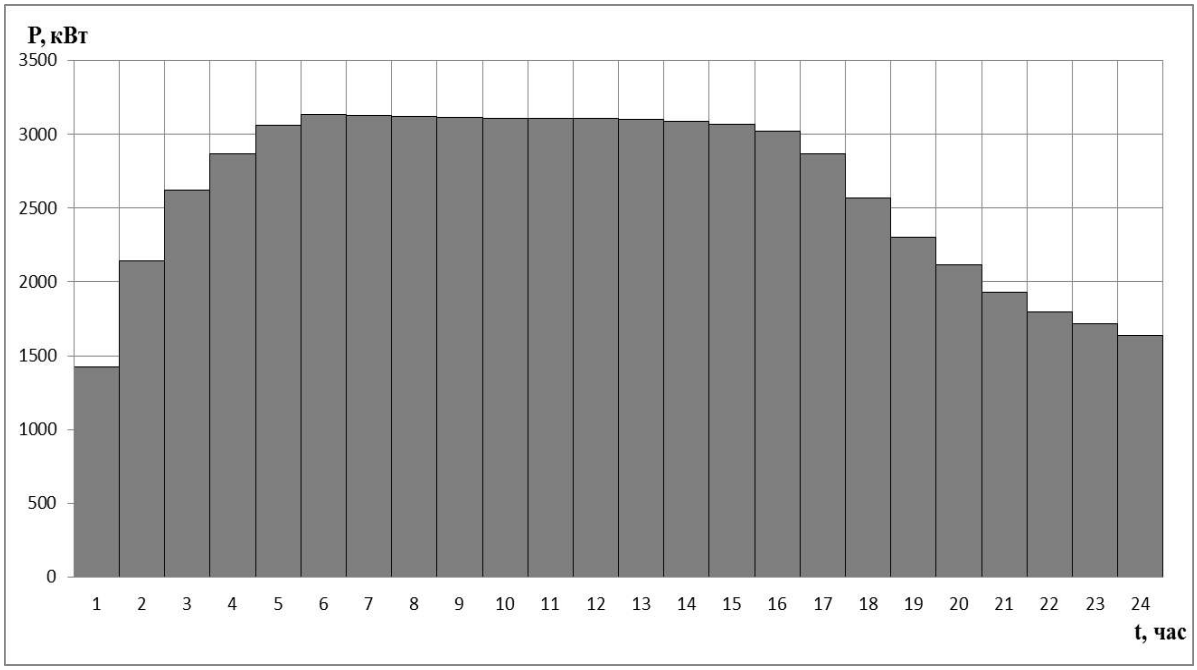


Рисунок 1.2 – Суммарный график нагрузки для участка исследуемой сети

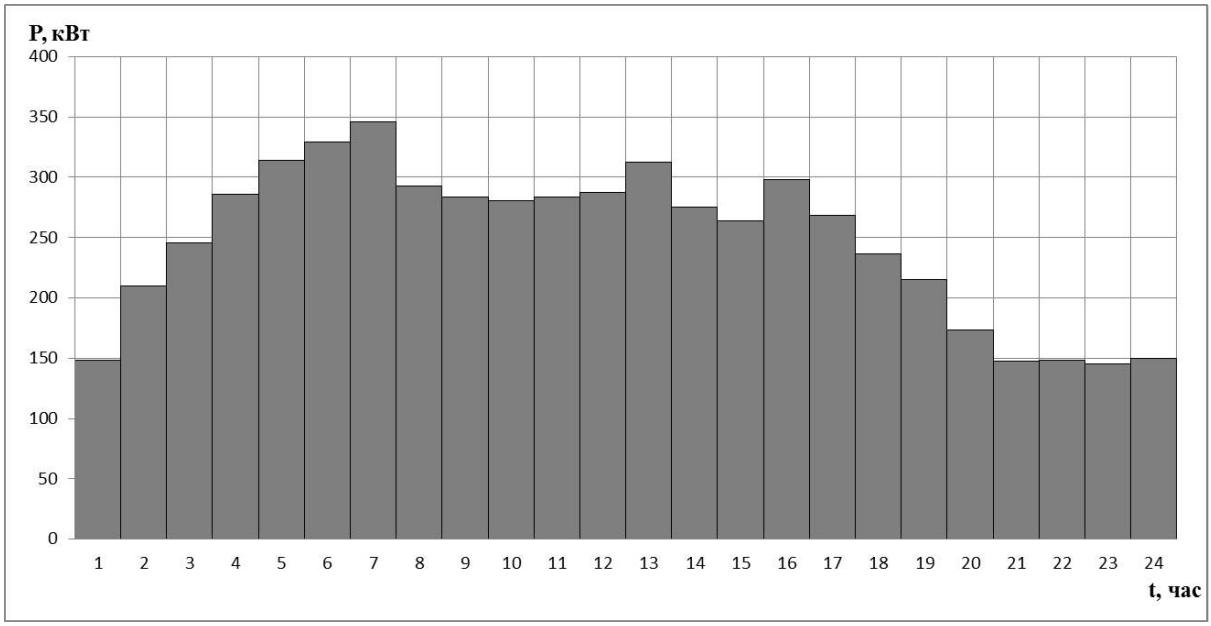


Рисунок 1.3 –График нагрузки для ТП 481

В таблицах приложений А представлены параметры трансформаторов и кабельных линий 10 кВ для исследуемого участка сети.

1.1 Режимы работы электрических сетей

Режимом работы ЭС называется состояние системы, характеризующееся показателями, которые количественно определяют ее работу. К режимным параметрам относятся такие показатели как частота, напряжение и мощность электропередачи.

Все процессы в ЭС могут быть рассмотрены в двух режимах – установившемся и переходном [39]. В свою очередь установившиеся режимы делятся на: нормальные, послеаварийные и вынужденные [40].

В виду того, что сезон времени года напрямую влияет на график нагрузки, режимы работы сети делятся на режимы максимальных нагрузок (зимний максимум) и минимальных нагрузок (летний минимум).

Расчёты режимов ЭС выполняются для определения следующих показателей:

- пропускной способности ЭС;
- степени загрузки основных элементов сети, с целью определения соответствует ли пропускная способность сети предвиденным потокам мощности;
- потерь мощности и ЭЭ;
- мощностей автотрансформаторов и трансформаторов, сечений кабелей и проводов;
- уровня напряжения в узлах ЭС для последующей разработки мероприятий, которые позволят обеспечить поддержание напряжения в нормируемых пределах;
- интегральных показателей, характеризующих условия работы сети в целом за продолжительный период (средние значения отдельных параметров режима или диапазон изменений значения каких-либо параметров для расчётных элементов сети, передаваемой энергии) [41].

1.2 Потери мощности и электроэнергии

Потери мощности и ЭЭ в ЭС представляют собой сумму потерь мощности и энергии в линиях электропередач (ЛЭП) и трансформаторах:

$$\Delta P = \Delta P_{TP} + \Delta P_{ВЛ}\,, \tag{1.1}$$

$$\Delta W = \Delta W_{TP} + \Delta W_{ВЛ} \tag{1.2}$$

Потери мощности в трансформаторе в свою очередь состоят из потерь на ХХ и нагрузочных потерь. Потерями на ХХ (постоянные) называются потери, возникающие в стали трансформатора в результате намагничивания и наличия вихревых токов, нагрузочные потери (переменные) – это потери в обмотках трансформатора, которые зависят непосредственно от нагрузки.

$$\Delta P_{TP} = \Delta P_{xx} + \Delta P_{нагр} \tag{1.3}$$

Потерями ЭЭ называется величина потерь мощности, возникшая за определенное время. Наиболее распространенной в определении величиной являются годовые потери энергии. Однако стоит отметить, что постоянное изменение нагрузки, приводят к изменению величины потерь мощности в каждый из таких моментов времени, что напрямую влияет на величину суммарных потерь энергии.

На сегодняшний день существует большое количество методов расчета потерь ЭЭ, однако наибольшее распространение среди них получили метод среднеквадратичного тока и метод времени наибольших потерь.

На практике рекомендуемой отраслевой Инструкцией [43], а также наиболее распространенной является методика расчета потерь мощности и ЭЭ по потере напряжения до точки сети, которая является наиболее электрически удаленной от ТП. С помощью данной методики определяются потери ЭЭ в ЛЭП с учетом наличия неравномерности загрузки фаз линии напряжением 0,38 кВ.

Исходной информацией для расчетов являются результаты контрольных замеров уровней напряжения как на шинах ТП, так и в точке сети, которая

наиболее электрически удалена, а также величина фазных токов головного участка сети в период максимума нагрузки:

$$\Delta W_{\%} = K_{м/н} \cdot K_{дп} \cdot \Delta U_{ср\%} \cdot \tau \ , \qquad (1.4)$$

где $\Delta U_{ср\%}$ –относительная величина средних потерь напряжения по сети;

$K_{дп}$ – коэффициент дополнительных потерь, который позволяет учитывать неравномерность загрузки фаз ЭС, определяемый по формуле:

$$K_{ДП} = 3 \cdot \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{(I_A + I_B + I_C)^2} \cdot \left(1 + 1{,}5 \frac{R_H}{R_Ф}\right) - 1{,}5 \cdot \frac{R_H}{R_Ф} \qquad (1.5)$$

где I_A, I_B, I_C – измеренные величины токовых нагрузок фаз;

$R_Ф$ и R_H – сопротивления фазного и нулевого проводников;

$K_{м/н}$ – коэффициент связи между относительными потерями мощности и относительными потерями напряжения, который в общем случае зависит от плотности нагрузки, конфигурации сети и других факторов, рассчитываемый по формуле:

$$K_{м/н} = K_{разв} \cdot 2r / (2r \cdot \cos_{\varphi}^2 + x \cdot \sin 2\varphi) \qquad (1.6)$$

где r и x – активные и реактивные сопротивления головного участка линии напряжением 0,38 кВ;

$K_{разв}$ – коэффициент разветвленности схемы [44].

Выполнение расчетов потерь ЭЭ для всех распределительных линий в масштабах энергосистемы с помощью относительно простого метода коэффициента связи между относительными потерями мощности и относительными потерями напряжения довольно часто оказывается затруднительным. Поэтому оценку величины потерь наиболее целесообразным считается производить с помощью метода случайной выборки с последующим распространением с заданной доверительной вероятностью полученных результатов расчета на всю исследуемую сеть [45]. Суть данного метода состоит в определении величины относительных потерь ЭЭ только в части сетях, которая определяется по одному из существующих

способов случайного отбора. Выбор ЭС должен обеспечивать равную вероятность попадания различных РС в выборку.

Рассмотренные методы описывают алгоритмы ручного расчета уровня потерь мощности и ЭЭ, однако на данный момент существует большое число автоматизированных комплексов, позволяющих производить расчеты потерь, выбирая при этом метод расчета. Для работы с трехфазной несимметричной системой электроснабжения (СЭС) можно воспользоваться такими ПО как *RastrWin3*, *Mustang*, *ETAP*, *MATLAB* и т.п.

ГЛАВА 2. НЕСИММЕТРИЯ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ В ГОРОДСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ, СПОСОБЫ И ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ЕЕ СНИЖЕНИЯ

Среди ПКЭ немаловажную роль играют коэффициенты несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям, которые характеризуют понятие несимметрии напряжения в трехфазных системах. Согласно ГОСТ 32144-2013 данные коэффициенты несимметрии напряжения не должны отличаться от номинального значения больше, чем на 2 % в течение 95 % времени интервала в одну неделю и 4 % в течение 100 % времени [14]. ГОСТ 32144-2013 аналогичен европейскому региональному стандарту *EN* 50160:2012 *Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks* (Характеристики напряжения электричества, поставляемого общественными распределительными сетями) [46]. В таблице 2.1 представлены нормально допустимые значения коэффициентов несимметрии по обратной и нулевой последовательности для стандартов ГОСТ 32144-2013, *EN 50160*, *ANSI C84.1* (Американский национальный стандарт для энергосистем и низковольтного оборудования 60 Гц), *NEMA MG1* (Американский стандарт для моторов и генераторов) [47, 48].

Таблица 1. Сравнение стандартов

	ГОСТ 32144-2013	*EN 50160*	*ANSI C84.1*	*NEMA MG1*
$K_{0u}, \%$	2	2	3	1
$K_{2u}, \%$	2	2	3	1

В данных стандартах, как и в ГОСТе 32144-2013, не нормируются коэффициенты несимметрии токов, значения которых могут быть критичны, как с позиций определения уровня потерь, так и с позиций надежности функционирования схемы электроснабжения. Данные нормы отнесены к

точкам передачи ЭЭ пользователям сетей низкого, среднего и высокого напряжения СЭС общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц. Согласно договору на поставку или на услуги по передаче ЭЭ именно в точках передачи происходит обращение ЭЭ установленного качества, тем самым определено лицо ответственное за качество ЭЭ, которым является сетевая организация, осуществляющая обслуживание РС [38, 46, 49, 50]. Несимметрия напряжения является наиболее часто встречаемым явлением в городских электрических сетях напряжением 0,38 кВ. Подобное состояние трехфазной системы энергоснабжения описывается как неравенство модулей векторов фазных напряжений между собой и углов сдвига между ними. Известно, что несимметричная система напряжений есть геометрическая сумма трех симметричных систем напряжений: составляющие прямой, обратной и нулевой последовательностей [51]. Несимметрия трехфазной системы напряжений часто возникает из-за несимметричных нагрузок потребителей ЭЭ или несимметрии элементов электрической сети [52]. В городских сетях 0,38 кВ несимметрия напряжений в основном вызывается постоянно увеличивающимся числом подключений большого количества однофазных осветительных и бытовых ЭП малой мощности, суммарная мощность которых в результате оказывается значительной по величине. Однофазная нагрузка становится определяющей также по причине современной тенденции застройки городов, связанной с переносом промышленных предприятий за их черту. На рисунке 2.1 представлены типовые характеристики небаланса тока и напряжения. Небаланс тока, представленный в верхней части рисунка, характеризует наличие и внешний вид несимметрии тока в цепи. Идеальный источник напряжения поддерживает неизменным уровень напряжения при широком изменении нагрузки, однако в случае, когда источником напряжения является реальная сеть наблюдается как изменение непосредственно величины напряжения, так и его формы. Вторая часть рисунка характеризует изменение напряжения небаланса во времени. Векторная диаграмма соответствует определенному моменту времени,

взятому из графиков небаланса тока и напряжения. Треугольники, изображенные в верхней части каждой из характеристик, представляют собой количество событий, в данном случае событие – это включение/отключение нагрузки фазы. Для небольшой ТП таких событий за сутки наблюдается порядка двух-трех тысяч, для сети их может наблюдаться до миллиона.

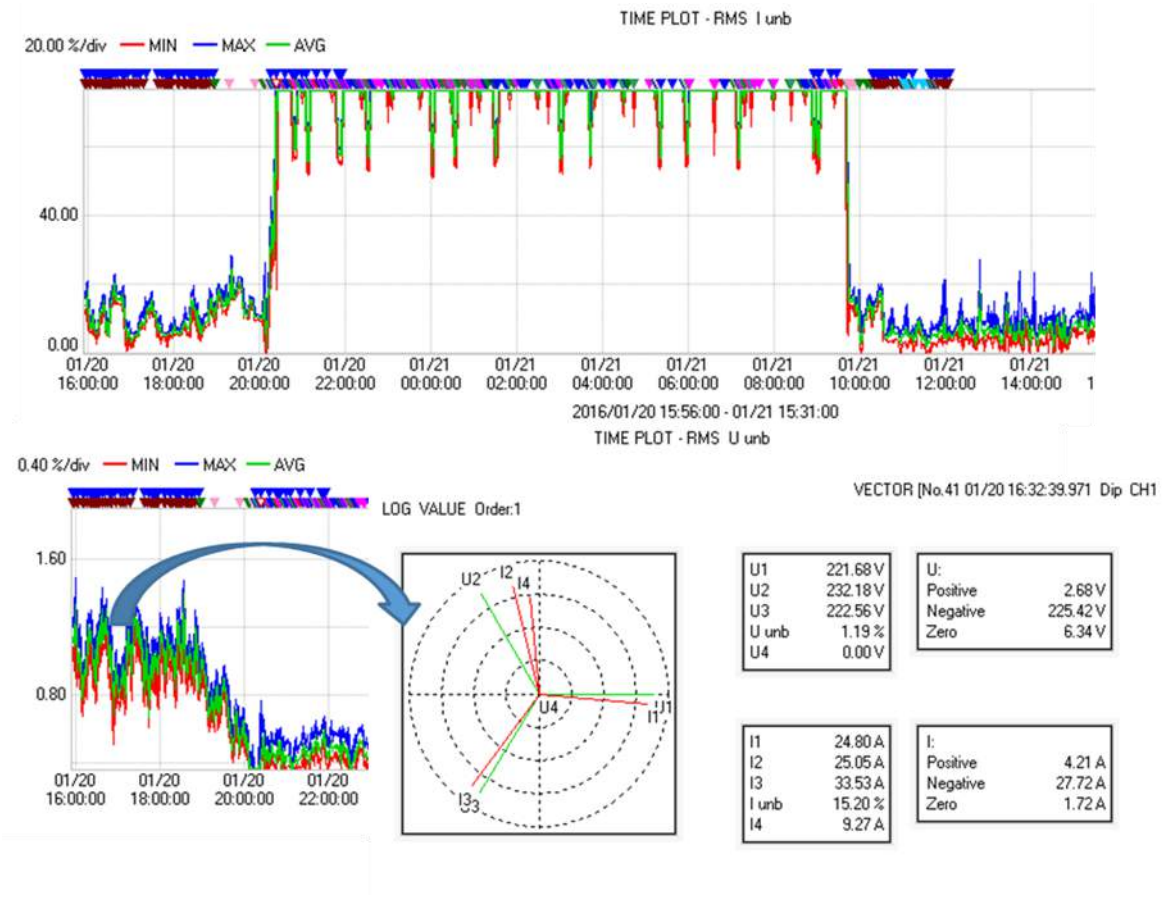


Рисунок 2.1 – Типовые характеристики небаланса тока и напряжения (измерения получены с помощью прибора *HIOKI PW3198*)

Протекание несимметричных токов нагрузки по элементам СЭС приводит к несимметричному падению напряжения и как результат несимметричная система напряжений на выводах ЭП. В подобных случаях наблюдаются отклонения напряжения, которые могут превышать допустимые значения у ЭП перегруженной фазы при единовременном отклонение напряжения в допустимых пределах у ЭП других фаз. На рисунке 2.2 представлена диаграмма влияния несимметрии токов на электрооборудование (ЭО). При несимметричном режиме помимо ухудшения режима напряжения у

ЭП также наблюдается ухудшение условий работы не только самих ЭП, но и всех элементов сети, снижение надежности работы ЭО и СЭС в целом [53, 54].



Рисунок 2.2 – Влияние несимметрии токов и напряжений на ЭО

Работа СЭС в несимметричных условиях является причиной возникновения экономического ущерба, составной частью которого является увеличение потерь мощности и ЭЭ. По данным электробаланса Росстата потери ЭЭ в электрических сетях по России составили в 2013 году 102,1 млрд. кВт·ч, при этом величина относительные потери составила 11,6%. В структуре потерь основная их доля приходится на РС 10-0,4 кВ [38]. Подобная структура наблюдается и в настоящее время. При этом значительный удельный вес имеет составляющая стоимости потерь ЭЭ, передаваемой от источников к ЭП. В виду того, что РС характеризуются большим количеством однофазной нагрузки - в реальных условиях эксплуатации обычным режимом, характерным для них, является именно несимметричный режим. При выходе несимметрии за пределы, определенные нормативными документами, наблюдается весьма существенный рост дополнительных потерь. Только по

причине неравномерной нагрузки фаз добавочные потери в потребительских и распределительных трансформаторах, линиях 10-0,4 кВ составили около 4% от всей потребленной ЭЭ. Говоря о асинхронных двигателях, которые работают в сетях 0,4 кВ, где наблюдается постоянная несимметрия напряжения, то в них дополнительно теряется примерно такое же количество ЭЭ. В виду того, что в последние годы в ряде энергосистем коммунальное энергопотребление превысило промышленное потребление ЭЭ, что в свою очередь является причиной нарушения уравновешенности систем токов и напряжений и нарушении симметрии как таковой, проблема несимметрии эксплуатационных режимов стала требовать особого внимания. Снижение несимметрии напряжений и токов целесообразно даже в тех случаях, когда ее уровень находится в допустимых пределах, поскольку это приводит к уменьшению потерь в электрических сетях и ЭП. Симметрирование важно рассматривать не только как средство повышения качества ЭЭ, но и как средство, с помощью которого можно добиться повышения экономичности и надежности электрической системы в целом.

В СЭС различают два вида несимметрии: поперечную и продольную (рисунок 2.3). Несимметрия напряжения и тока, обусловленная отличием сопротивлений по фазам элементов сети, называется продольной несимметрией. Ее примером является неполнофазный режим воздушной линий электропередач и несимметрия параметров фаз различных элементов электросети. Несимметрия напряжения и тока, вызванная подключением к сети многофазной и однофазной несимметричной нагрузки, называется поперечной несимметрией [55].



Рисунок 2.3 – Виды несимметричных режимов

В свою очередь, продольную и поперечную несимметрию можно разделить на аварийную и эксплуатационную. Аварийные несимметричные режимы обычно связаны с разного рода аварийными событиями, например, обрыв с замыканием на землю одной или нескольких фаз воздушной линии электропередач, пробой изоляции кабельной линии, несимметричные короткие замыкания, и т.д. Эксплуатационные несимметричные режимы зачастую обусловлены несимметрией элементов электрической сети, такими как – неравномерное распределение нагрузки по фазам, неполнофазные ответвления, или при подключении к сети несимметричных нагрузок.

Поперечная эксплуатационная несимметрия в эксплуатируемых РС 0,38 кВ складывается из случайной и неслучайной несимметрии. Перегрузка одних фаз и недогрузка других в следствие неравномерного распределения однофазных ЭП по фазам, а также в следствие ввода новых ЭП без рассмотрения их симметричного распределения по фазам, становятся причиной возникновения систематической (неслучайной) несимметрии. Также существует вероятностная или случайная несимметрия токов, наличие которой обусловлено случайными включениями и отключениями отдельных однофазных ЭП. Таким образом, систематическое нарушение правила

симметричного подключения ЭП приводит к значительным отклонениям ПКЭ по несимметрии токов и напряжений. Стоит отметить, что даже при пофазно-равномерном подключении ЭП может возникнуть несимметричный режим работы РС напряжением 0,38 кВ, обусловленный случайными причинами.

Равномерное распределение нагрузок по фазам – обязательная мера, так как проведенные ранее исследования показывают, что потери ЭЭ, которые обусловленны неслучайной несимметрией, могут быть снижены на 15-20% [56]. Равномерное распределение нагрузок в значительной мере повышает показатели качества ЭЭ, такие как коэффициенты несимметрии напряжения нулевой и обратной последовательности.

Существует два основных принципа уменьшения несимметрии. Это снижение токов обратной и нулевой последовательности; уменьшение сопротивления нулевой последовательности. На рисунке 2.4 представлена диаграмма способов снижения несимметрии токов и напряжений. Каждый способ выбирается в зависимости от вида несимметрии, структуры и конфигурации сети. Далее подробно рассмотрим каждый из способов уменьшения несимметрии токов и напряжений.

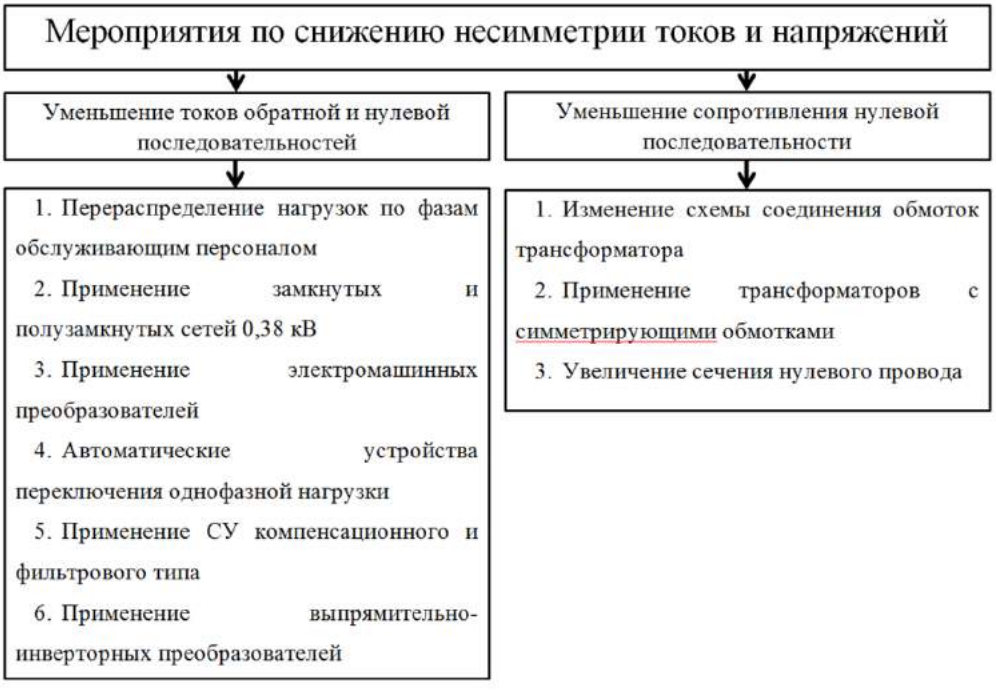


Рисунок 2.4 – Мероприятия по снижению несимметрии токов и напряжений

2.1 Изменение схемы соединения обмоток трансформатора

Выбор схемы соединения обмоток силовых трансформаторов является одним из способов выравнивания нагрузки между фазами.

В настоящее время в городских распределительных сетях 0,38 кВ с коммунально-бытовыми нагрузками, наиболее распространенными являются силовые трансформаторы, обмотки которых соединены по схеме «звезда-звезда с нулем» (Y/Y_0). Несмотря на то, что они просты в конструктивном исполнении, имеют меньшие размеры, а соответственно и меньшую стоимость, величина сопротивления нулевой последовательности у таких трансформаторов примерно в 10 раз превышает по величине сопротивление прямой последовательности, соответственно их экономичность в эксплуатации оправдана лишь в условиях симметричной нагрузки.

Наличие нулевого провода в обмотках, соединенных звездой приводит к появлению токов нулевой последовательности $\dot{I}_{a0}$, $\dot{I}_{b0}$, $\dot{I}_{c0}$, которые равны как по значению, так и по фазе, во всех фазах направлены одинаково в каждый из моментов времени и которые замыкаются через нулевой провод. Поведение трансформаторов по отношению к токам прямой и обратной последовательностей одинаково. Сумма токов всех трех фаз отличается от нуля поскольку ток, протекаемый в нулевом проводе определяется как:

$$\dot{I}_z = \dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c = 3\dot{I}_{a0}, \qquad (2.1)$$

Наличие токов нулевой последовательности приводит к тому, что во всех фазах создаются потоки нулевой последовательности Φ_{0n}, совпадающие по фазе во времени и путь замыкания которого проходит через масло и бак от одного ярма трансформатора к другому. В результате чего, магнитное сопротивление для Φ_{0n} достигает больших значений, а в стенках бака и сердечнике индуктируются вихревые токи и как следствие возникают потери.

В случае соединения обмоток по схеме Y/Y_0 схема замещения имеет вид (рис. 2.5):

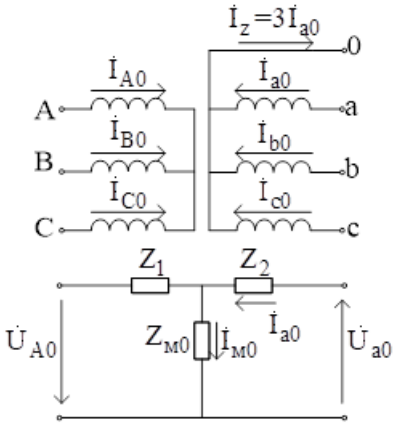


Рисунок 2.5 – Схема замещения трансформатора со схемой соединения обмоток Y/Y_0

Несмотря на тот факт, что в первичной обмотке без нулевого провода существование токов нулевой последовательности невозможно, тем не менее на зажимах этой обмотки ток нулевой последовательности обмотки Y_0 индуцирует фазное напряжение нулевой последовательности $\dot{U}_{A0}$. Сопротивления $Z_1=R_1+jX_1$; $Z_2=R_2+jX_2$ схемы замещения содержат активные сопротивление R_1, R_2 и индуктивные сопротивления X_1, X_2, по величине которые практически не отличаются от значений этих же сопротивлений для токов прямой и обратной последовательности.

Величина сопротивления намагничивающей цепи $Z_{м0}$ почти не отличается от величины сопротивления намагничивающей цепи $Z_м$ для токов прямой последовательности, поскольку поток нулевой последовательности также замыкается по замкнутому стальному ферромагнитному магнитопроводу.

ЭДС $\dot{E}_{A0}$, индуктируемая основным потоком нулевой последовательности, равняется величине напряжения, устанавливаемого на зажимах намагничивающей ветви схемы замещения, взятому с обратным знаком:

$$\dot{E}_{a0}=-Z_{м0}\dot{I}_{м0}, \qquad (2.2)$$

Сопротивление нулевой последовательности Z_{0n} трехфазного трансформатора может быть измерено со стороны одной обмотки при условии, что все выходные зажимы вторичной обмотки накоротко замкнуты и выступает сопротивлением трансформатора токам нулевой последовательности. Определение величины Z_{0n} со стороны высоковольтной обмотки Y не имеет смысла, т.к. $I_{a0}=0$, а со стороны Y_0 $Z_{on}=Z_a+Z_{м0}=Z_{oo}$, при этом $Z_{м0}=Z_{м,}$ поэтому Z_{on} велико и равно сопротивлению холостого хода (ХХ) для токов прямой последовательности $Z_{on}=Z_o$.

В случае соединения обмоток трансформатора Y/Y_0 токи нулевой последовательности $\dot{I}_{a0}$ возникают только в обмотке, соединенной в Y_0 и являются только намагничивающими, поскольку в первичной обмотке они не уравновешены токами $\dot{I}_{A0}$. ЭДС нулевой последовательности определяются как $\dot{E}_{0n} = -Z_{м0} \cdot \dot{I}_{a0}$ и могут достичь больших значений. В результате чего система фазных ЭДС и напряжений сильно искажается.

Если рассматривать случай, когда обмотка Y трансформатора подключена к сети, линейные напряжения которой U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} симметричны и поэтому являются напряжениями прямой последовательности, то векторная диаграмма первичных линейных и фазных напряжений на ХХ будет иметь следующий вид (рис. 2.6).

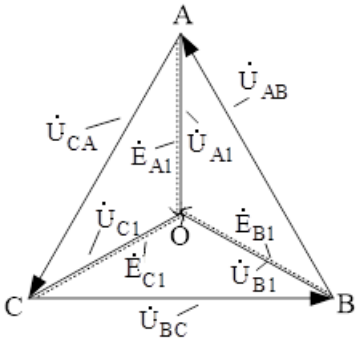


Рисунок 2.6 – Векторная диаграмма первичных и фазных напряжений на холостом ходу

Фазные ЭДС $\dot{E}_{A1} \approx -\dot{U}_{A1}$, $\dot{E}_{B1} \approx -\dot{U}_{B1}$, $\dot{E}_{C1} \approx -\dot{U}_{C1}$ также представляют собой систему прямой последовательности. Совершенно такой же вид будет иметь векторная диаграмма системы вторичных напряжений на ХХ.

В случае, когда вторичная обмотка Y_0 будет нагружена несимметрично, т.е. с содержанием токов всех последовательностей, из-за вторичных токов прямой и обратной последовательности, которые трансформируются на первичную обмотку, возникает только относительно малое падение напряжения. В отличие от токов нулевой последовательности они являются магнито уравновешенными со стороны первичной обмотки. Не уравновешенные со стороны первичной обмотки токи индуктируют в обеих обмотках ЭДС $\dot{E}_{0n}$, которые суммируются с ЭДС прямой последовательности, в результате чего полные фазные ЭДС будут $\dot{E}_A = \dot{E}_{A1} + \dot{E}_{0n}; \dot{E}_B = \dot{E}_{B1} + \dot{E}_{0n}; \dot{E}_C = \dot{E}_{C1} + \dot{E}_{0n}$. Если пренебречь падениями напряжений в первичной обмотке, то система первичных фазных напряжений будет определяться векторами $\dot{U}_A \approx -\dot{E}_A; \dot{U}_B \approx -\dot{E}_B; \dot{U}_C \approx -\dot{E}_C$ и при этом будет сильно искажена. При этом нулевая точка на векторной диаграмме сместится на величину $\dot{E}_{0n}$ и уже не будет совпадать с центром тяжести треугольника линейных напряжений (рис. 2.7)

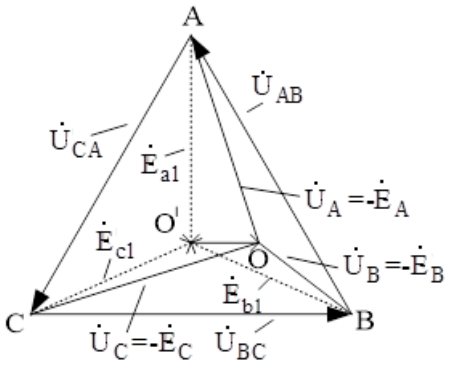


Рисунок 2.7 – Векторная диаграмма первичных и фазных напряжений при несимметричной нагрузке

Направление векторов $\dot{E}_{0n}$ зависят от фазы токов $\dot{I}_{a0}$, кроме этого, определяется условиями нагрузки. На величину линейных напряжений величина напряжений нулевой последовательности не влияет, т.к. в разностях $\dot{U}_{ab} = \dot{U}_a - \dot{U}_b$ и т.д. нулевые составляющие исчезают [57].

В трансформаторе со схемой соединения обмоток Y/Y_0 токи нулевой последовательности могут привести к значительным искажениям значений фазных напряжений, что является недопустимым и опасным явлением для однофазных потребителей. Кроме того, при несимметричной нагрузке токи нулевой последовательности в магнитной системе трансформатора Y/Y_0 создают потоки нулевой последовательности, которые замыкаясь через бак трансформатора, крышку и дно разогревают их, тем самым ухудшая условия охлаждение активной части. Все это повышает температуру изоляции обмоток сверх нормы и как результат трансформатор, при суммарной нагрузке ниже номинальной, оказывается перегруженным. Такое положение вызывает необходимость увеличения номинальной мощности трансформатора на одну, а иногда и на две ступени больше расчетной. Однако завышение установленной мощности трансформатора Y/Y_0 сверх расчетной мощности приводит к резкому повышению уровня потерь электроэнергии (ЭЭ) в сети [58].

Более адаптированы к нагрузке с содержанием токов нулевой последовательности трансформаторы с соединением обмоток по схеме «звезда-зигзаг с нулем» (Y/Z_0), поскольку в данном случае эти токи будут уравновешиваться во вторичных обмотках на каждом из магнитопроводах. Это происходит в результате того, что на каждом магнитопроводе находятся две половины фаз вторичной обмотки, обтекаемые токами нулевой последовательности в противоположных направлениях (рис. 2.8). Такое соединение катушек позволяет добиться смещения векторов ЭДС каждой фазы на 120° (рис. 2.8).

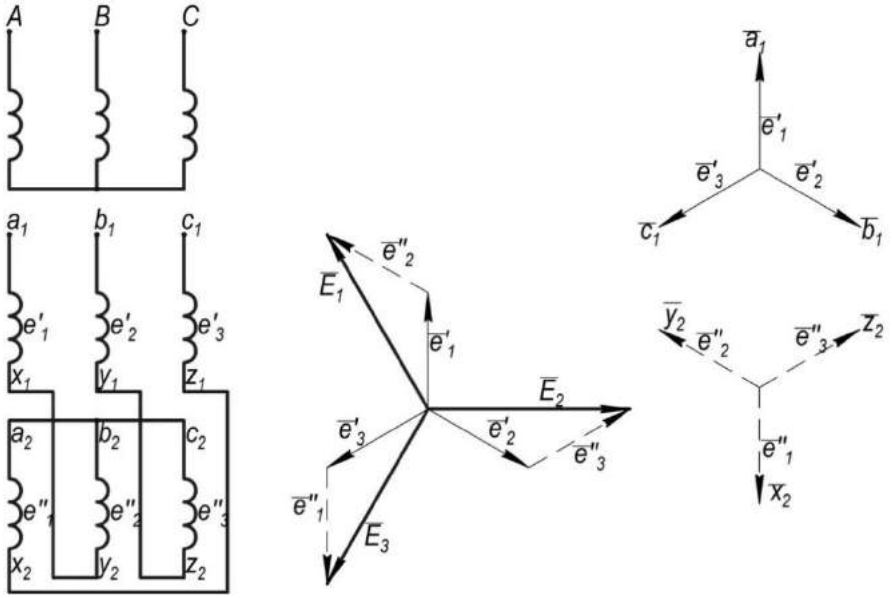


Рисунок 2.8 – Схема соединения и векторная диаграмма обмоток трансформатора *Y/Z₀*

Вектора намагничивающих сил, создаваемые токами нулевой последовательности в полуобмотках, направлены встречно и друг друга взаимно компенсируют. Вследствие этого сопротивление нулевой последовательности трансформатора очень мало. Однако соединение *Y/Z₀* дороже соединения *Y/Y₀*, т.к. для получения той же величины ЭДС требуется большее число витков. В случае последовательного соединения двух половин обмотки, которая располагается на одном стержне, их ЭДС складывается алгебраически, то есть удваивается. В случае соединения обмоток, которые расположены на разных стержнях трансформатора, ЭДС складывается геометрически под углом 120˚ и в результате ЭДС в $\sqrt{3}$ раз больше одной из них. Таким образом, для того чтобы получить ЭДС той же величины при использовании соединения *Y/Z₀* нужно на 15% больше витков, чем при соединении в *Y/Y₀*, т.к. *2/1,73=1,15*. Дополнительный расход обмоточного провода приводит к тому, что стоимость трансформатора увеличивается на 30% [57].

Для оценки эффективности применения трансформаторов с соединением обмоток *Y/Z₀* смоделирован несимметричный режим сети. Для моделирования

несимметричной нагрузки взят типовой суточный график потребления электроэнергии, разбитый по фазам для многоквартирного жилого дома, с установленными в нем электрическими плитами, среднее значение мощности которого соответствует среднемесячному значению потребляемой мощности, определенного по приборам учета. На рисунке 2.9 представлен график нагрузки ТП 459 по фазам в виде гистограмме с накоплением.

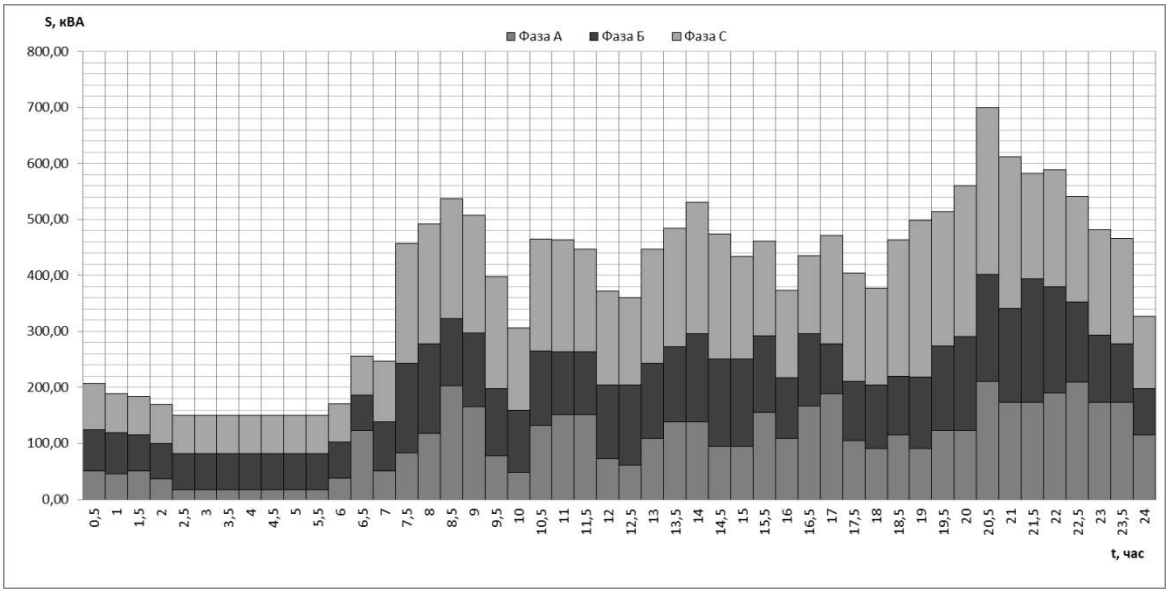


Рисунок 2.9 – Нагрузка исследуемой подстанции по фазам в виде гистограммы с накоплением

На подстанции установлены два трансформатора типа ТМ-630 на напряжение 10/0,4 кВ. От подстанции осуществляется питание двух девятиэтажных жилых домов (рис. 2.10), среднемесячная нагрузка которых составляет 385,66 кВА. Топология и данные участка городской сети соответствуют реальным условиям эксплуатации. Основная часть потерь приходится на кабельные линии и трансформаторы, поэтому потери ЭЭ оцениваются только в этих элементах сети.

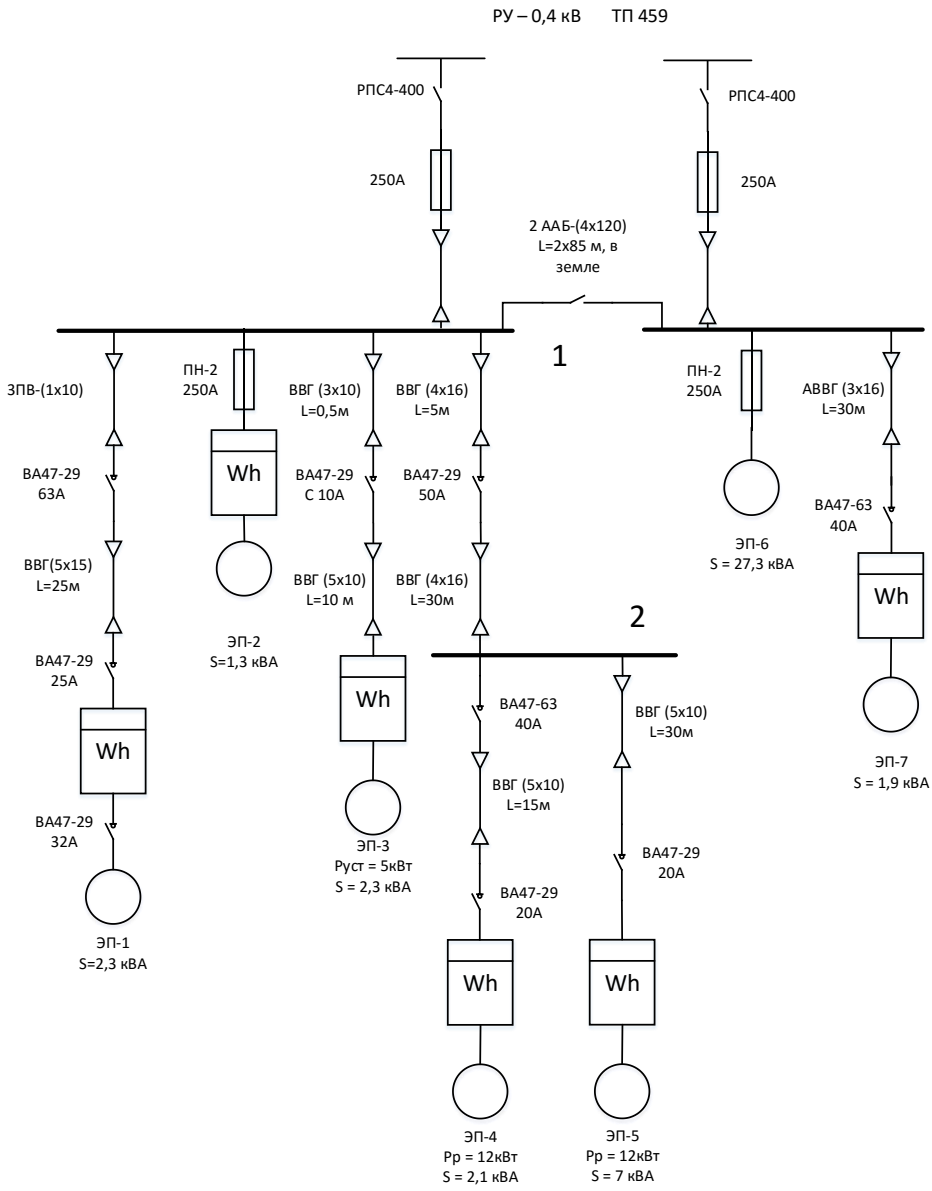
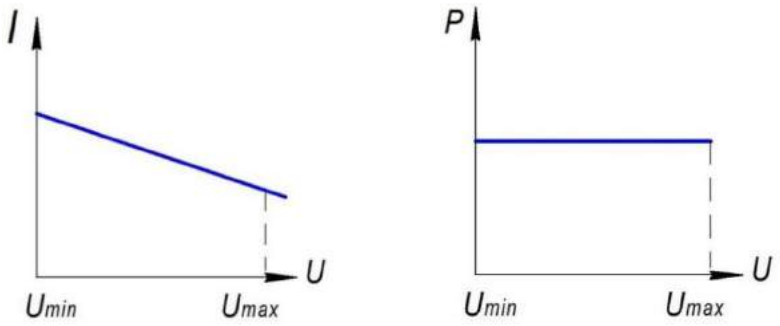


Рисунок 2.10 – Исследуемая подстанция

Нагрузка представлена как одно - и трехфазная. Характер нагрузки - смешанный (90% статическая и 10% двигательная). Для каждой фазы *cos*φ задается как случайная величина, при этом средневзвешенное значение коэффициента мощности равно 80%, что соответствует замерам. Нагрузка соответствует действительным условиям эксплуатации и определена в соответствии с показаниями приборов учета ЭЭ, отдельно установленных для каждого потребителя. Результаты замеров показывают, что режимы работы исследуемого участка являются несимметричными, поскольку ток в отдельных фазах фидеров изменяется как по величине, так и в течении суток.

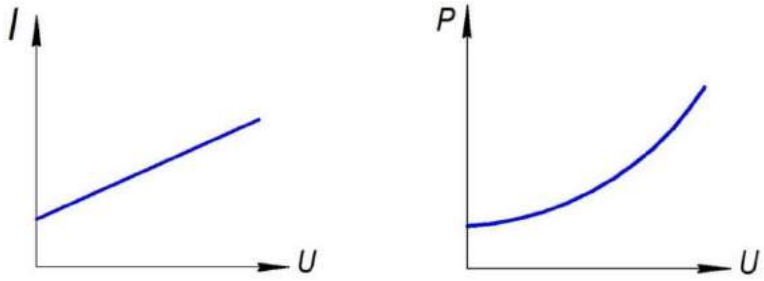
Двигательная нагрузка включает в себя асинхронные и синхронные двигатели, зарядные устройства, которые характеризуются постоянной величиной выходной мощности при изменении величины напряжения. На рисунке 2.11 представлены зависимости тока и мощности нагрузки от напряжения.



а) б)

Рисунок 2.11 – а) зависимости тока и б) мощности нагрузки от напряжения для двигательной нагрузки

К статической нагрузке относятся лампы накаливания, резистивные нагревательные элементы, конденсаторы и фильтры гармоник, входная мощность которых пропорциональна квадрату входного напряжения (рис. 2.12).



а) б)

Рисунок 2.12 – а) зависимости тока и б) мощности нагрузки от напряжения для статической нагрузки

Для анализа несимметричного режима используется общеизвестный метод симметричных составляющих. Суть этого метода заключается в том, что трехфазная несимметричная система ЭДС, напряжений или токов

разлагается на симметричные системы прямой, обратной и нулевой последовательности, геометрическая сумма которых и представляет искомую несимметричную систему. Основой метода симметричных составляющих является принцип наложения [55]. Для расчета этого режима составляются три схемы замещения для вышеупомянутых последовательностей. При этом для каждого элемента сопротивление каждой из последовательностей будут различны. Сопротивления обратной последовательности реакторов, трансформаторов, кабельных и воздушных линий следует принимать равными величинам сопротивлений прямой последовательности [55]. Ниже приведены значения сопротивлений прямой и нулевой последовательности для трансформаторов и кабельных линий (КЛ) (табл.2) [59, 60].

Таблица 2. Значения сопротивлений прямой и нулевой последовательностей для трансформаторов и КЛ

Электрооборудование	$R_{1,}$ Ом (Ом/км)	$X_{1,}$ Ом (Ом/км)	$R_{0,}$ Ом (Ом/км)	$X_{0,}$ Ом (Ом/км)
Трансформатор ТМ-630/10 (Y/Y_0)	1,94	8,51	18,89	59,9
Трансформатор ТМ-630/10 (Δ/Y_0)	2,125	8,438	2,125	8,438
Трансформатор ТМ-630/10 (Y/Z_0)	1,94	8,51	0,263	0,84
КЛ 4х120 мм. кв.	0,29832	0,0884	0,93969	0,2146

Активные и реактивные потери мощности в трансформаторах и КЛ определяются как сумма потерь мощности прямой, обратной и нулевой последовательности (выражения 2.3-2.10). В виду того, что даже в нормальном режиме трансформаторы критически не догружены и потери ХХ являются постоянной величиной, они не будут учтены в дальнейших расчетах.

$$\Delta P_A = I_{A1}^2 \cdot R_1 + I_{A2}^2 \cdot R_2 + I_{A0}^2 \cdot R_0, \qquad (2.3)$$

$$\Delta P_B = I_{B1}^2 \cdot R_1 + I_{B2}^2 \cdot R_2 + I_{B0}^2 \cdot R_0, \quad (2.4)$$

$$\Delta P_C = I_{C1}^2 \cdot R_1 + I_{C2}^2 \cdot R_2 + I_{C0}^2 \cdot R_0, \quad (2.5)$$

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_A + \Delta P_B + \Delta P_C, \quad (2.6)$$

$$\Delta Q_A = I_{A1}^2 \cdot X_1 + I_{A2}^2 \cdot X_2 + I_{A0}^2 \cdot X_0, \quad (2.7)$$

$$\Delta Q_B = I_{B1}^2 \cdot X_1 + I_{B2}^2 \cdot X_2 + I_{B0}^2 \cdot X_0, \quad (2.8)$$

$$\Delta Q_C = I_{C1}^2 \cdot X_1 + I_{C2}^2 \cdot X_2 + I_{C0}^2 \cdot X_0, \quad (2.9)$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \Delta Q_A + \Delta Q_B + \Delta Q_C, \quad (2.10)$$

где ΔP_A, ΔP_B, ΔP_C – активные потери мощности в фазе А, В и С;

ΔQ_A, ΔQ_B, ΔQ_C – реактивные потери мощности в фазе А, В и С;

I_{A1}, I_{A2}, I_{A0} – ток прямой, обратной и нулевой последовательностей;

R_1, R_2, R_3 – активные сопротивления элемента прямой, обратной и нулевой последовательностей;

X_1, X_2, X_3 – реактивные сопротивления элемента прямой, обратной и нулевой последовательностей;

ΔP_{Σ}, ΔQ_{Σ} – суммарные потери активной и реактивной мощности в элементе.

При расчетах несимметричного режима в программных комплексах используется итерационный численный метод нахождения корня заданной функции (метод Ньютона-Рафсона). Этот метод позволяет произвести расчет симметричных и несимметричных режимов работы сложных загруженных систем с малым количеством итераций. С помощью данного метода решается следующее уравнение (выражение 2.11):

$$\left[\Delta U^{abc}\right] \cdot \left[Y^{abc}\right] = \left[\Delta I^{abc}\right], \quad (2.11)$$

где ΔU^{abc} – трехфазный вектор напряжения;

Y^{abc} – матрица проводимости;

ΔI^{abc} – матрица токов.

Для моделирования участка городской сети могут быть использованы такие программные комплексы как *ETAP* и *MATLAB*, позволяющие произвести

соответствующие расчеты. Схема, реализованная в программе для расчета несимметричного режима для ТП 459 с двумя трансформаторами, схема соединения обмоток которых Y/Z_0, представлена в Приложении Б. Подробные расчеты представлены в Приложении В.

В таблице 3 представлены итоговые сравнительные результаты расчетов.

Таблица 3. Потери ЭЭ за сутки при различных схемах соединения обмоток трансформатора

	Y/Y_0		Y/Z_0	
	ΔW_A, кВт·ч	ΔW_P, кВАр·ч	ΔW_A, кВт·ч	ΔW_P, кВАр·ч
Потери ЭЭ в трансформаторах	92,76	386,97	77,14	338,23
Потери ЭЭ в КЛ-0,4 кВ	111,31	21,69	115,40	22,21
Суммарные потери ЭЭ	204,08	408,66	192,54	360,45

По полученным результатам видно, что величина потерь активной и реактивной энергии в трансформаторе со схемой соединения Y/Z_0 ниже по сравнению с трансформатором, схема соединения обмоток которого Y/Y_0, и наоборот увеличиваются в КЛ-0,4 кВ при установке трансформатора со схемой соединения Y/Z_0. Это вызвано тем, что как уже отмечалось сопротивление нулевой последовательности таких трансформаторов очень мало (табл.2), соответственно ток нулевой последовательности возрастает, что в свою очередь приводит к увеличению потерь ЭЭ в КЛ-0,4 кВ. Поэтому замену трансформатора с целью снижения потерь ЭЭ следует рассматривать для каждого случая отдельно. Для данного участка сети мероприятие по замене трансформатора является эффективным, поскольку уменьшение потерь в трансформаторе во много раз превышает увеличение потерь в КЛ, о чем свидетельствует величина суммарных потерь ЭЭ. На рисунках 2.13, 2.14

представлены диаграммы уменьшения потерь активной и реактивной ЭЭ за сутки.

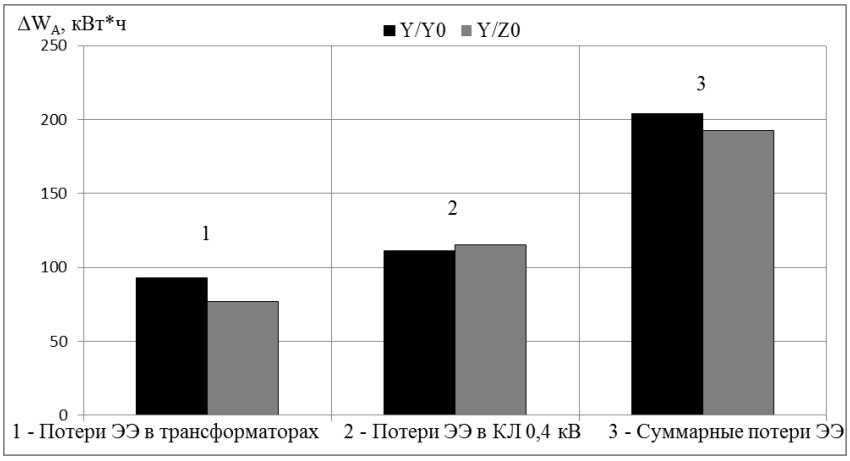


Рисунок 2.13 – Диаграмма уменьшения потерь активной ЭЭ за сутки

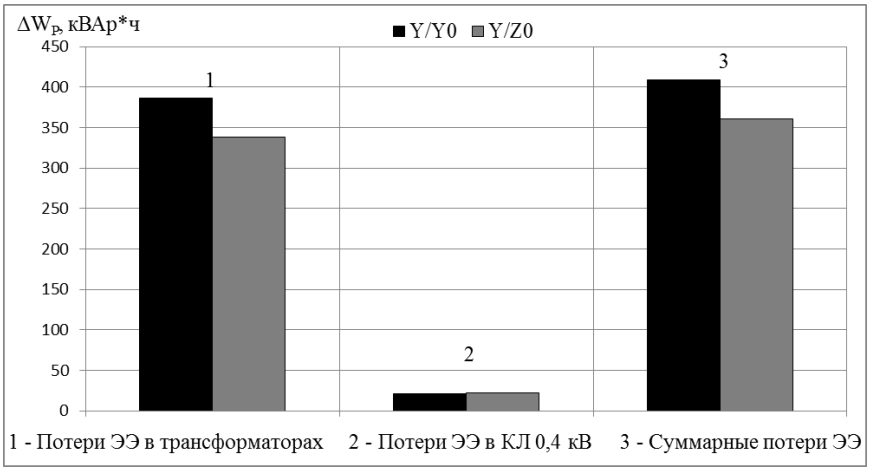


Рисунок 2.14 – Диаграмма уменьшения потерь реактивной ЭЭ за сутки

При установке трансформатора со схемой соединения Y/Z_0 наблюдается уменьшение коэффициента несимметрии нулевой последовательности. Так в случае с трансформатором, схема соединения обмоток которого Y/Y_0 значение данного коэффициента составляет 3,59%, что превышает регламентируемое ГОСТом 32144-2013 [14] нормально допустимое значение отклонения равное 2%. А для трансформатора со схемой соединения Y/Z_0 это значение составляет 0,06%. На рисунках 2.15, 2.16 представлены графики изменения коэффициентов несимметрии напряжений прямой и обратной последовательности.

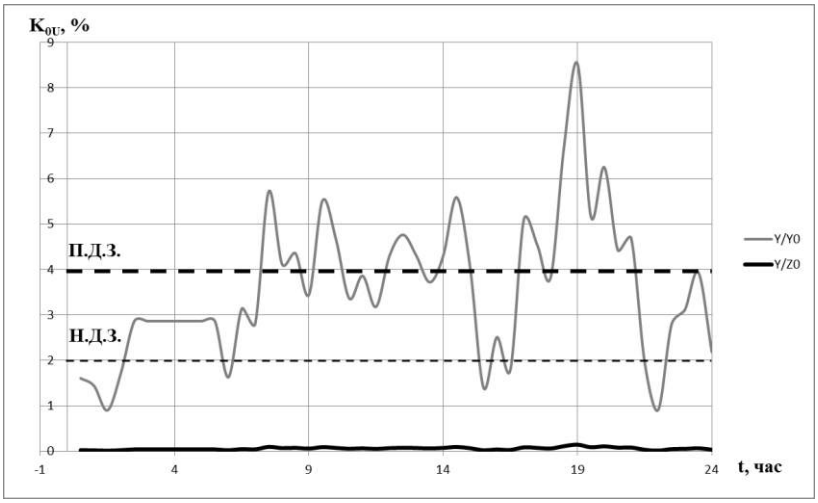


Рисунок 2.15 – График изменения коэффициента несимметрии напряжений нулевой последовательности

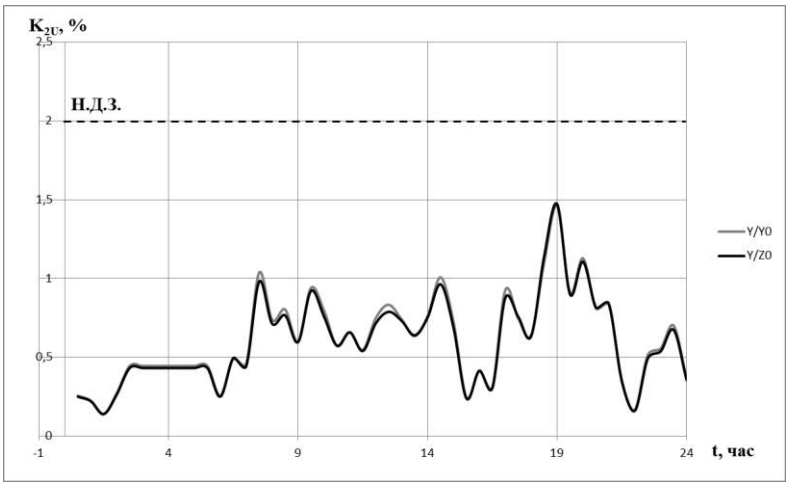


Рисунок 2.16 – График изменения коэффициента несимметрии напряжений обратной последовательности

Произведена оценка экономической целесообразности установки трансформатора со схемой соединения обмоток Y/Z_0 по сравнению с трансформатором, схема соединения которого Y/Y_0.

Как уже отмечалось ранее производство трансформатора со схемой соединения Y/Z_0 требует на 15% больше материала, чем для трансформатора со схемой соединения Y/Y_0. Стоимость трансформатора ТМ-630/10/0,4 со схемой соединения Y/Y_0 составляет 230 000 руб. [61]. Для примерной оценки

стоимости трансформатора со схемой Y/Z_0 стоимость трансформатора со схемой соединения Y/Y_0 увеличена на 15% [62].

Примерная стоимость трансформатора со схемой соединения Y/Z_0:

$$C_{тр(Y/Z_0)} = 1{,}15 \cdot 230000 = 264500 \ \ рублей, \quad (2.12)$$

Разница в стоимости трансформаторов:

$$\Delta C_{тр} = 264500 - 230000 = 34500 \ \ рублей, \quad (2.13)$$

Срок службы трансформатора при нормальных условиях составляет 25 лет. Экономия средств, вследствие уменьшения потерь ЭЭ, при использовании трансформатора со схемой соединения Y/Z_0 (за 25 лет):

$$\begin{gathered} \Delta C = (\Delta W_{A(Y/Y_0)} - \Delta W_{A(Y/Z_0)}) \cdot 365 \cdot 25 \cdot C_{нас} \\ \Delta C = (204{,}076 - 192{,}538) \cdot 2{,}28 \cdot 365 \cdot 25 = 236889{,}56 \ \ рублей \end{gathered}, \quad (2.14)$$

где $C_{нас}$=2,28 руб./кВт·ч стоимость 1 кВт·ч ЭЭ для населения Томской области [63].

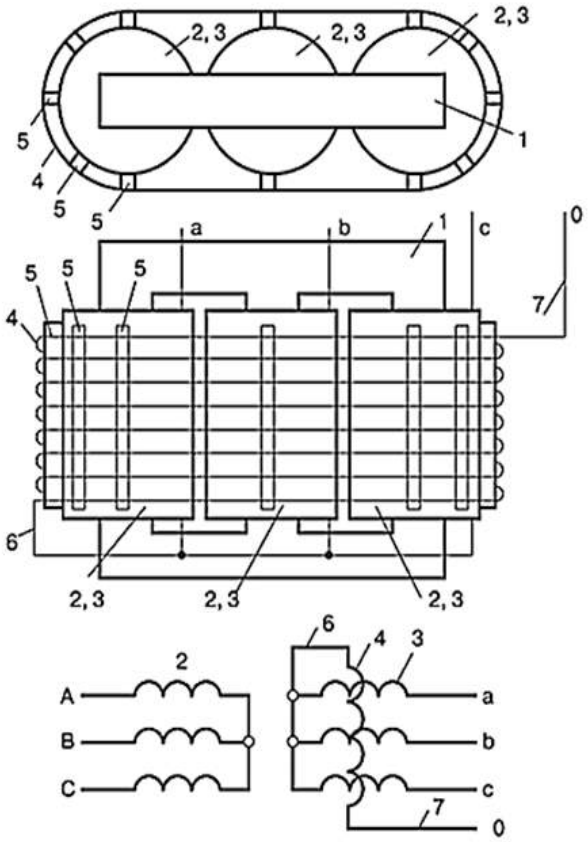
Экономическая выгода установки трансформатора со схемой Y/Z_0 вместо трансформатора со схемой соединения Y/Y_0 с учетом расходов на его содержание (из опыта эксплуатации эта величина равна примерно 30% от стоимости трансформатора) составляет:

$$\Delta C_{\Sigma} = \Delta C - \Delta C_{тр} - \Delta C_{сод} = 236889{,}56 - 34500 - 79350 = 123039{,}56 \ \ рублей \quad (2.15)$$

Анализируя полученные результаты, установка трансформатора со схемой соединения Y/Z_0 на исследуемой подстанции позволяет значительно снизить потери ЭЭ (активной на 5,65%, реактивной на 11,8%), а также повысить качество электроснабжения, а именно: средний коэффициент несимметрии по нулевой последовательности снизился с 3,59% до 0,06% (рис. 2.15), коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности снизился незначительно с 0,61% до 0,6% (рис. 2.16).

2.2 Применение СУ, встроенного трансформатор со схемой соединения обмоток Y/Y_0

Снижения величины потерь ЭЭ и повышения качества ЭЭ в городских распределительных сетях 0,38 кВ можно добиться также путем применения специального СУ, которое встраивается в трансформатор со схемой Y/Y_0 (рис. 2.17).



1. Трехстержневой магнитопровод трехфазного трансформатора.
2. Обмотки высокого напряжения.
3. Обмотки низкого напряжения.
4. Обмотка из компенсационных витков.
5. Дистанционные клинья.
6. Конец компенсационной обмотки, подключаемой к нейтрали обмоток низкого напряжения.
7. Конец компенсационной обмотки, который выводится наружу.

Рисунок 2.17 – Схемы включения основных и дополнительной обмоток трансформатора

СУ представляет собой отдельную обмотку, которая укладывается в виде бандажа поверх обмоток высокого напряжения трансформатора со схемой соединения обмоток Y/Y_0. Обмотка СУ рассчитана на полную номинальную однофазную нагрузку, т.е. на длительное по времени протекание номинального тока трансформатора.

Обмотка СУ включается в рассечку нулевого провода трансформатора с той целью, что при возникновении несимметричной нагрузки и появлении тока в нулевом проводе, в рабочих обмотках трансформатора будут полностью компенсированы потоки нулевой последовательности, создаваемые в магнитопроводе, противоположно направленными потоками нулевой последовательности от СУ. В конечном счете это приводит к предотвращению перекоса фазных напряжений. Важным фактором при изучении городских РС является то, что сеть в целом сильно недогружена – трансформаторы работают при условии 20-40% загруженности, что неизбежно приводит к значительно малой величине нагрузочных потерь по сравнению с величиной постоянных потерь (потери XX). Энергетические характеристики трансформатора от использования СУ не меняются, но при этом наблюдается значительное сокращение потерь электроэнергии в сети за счет снижения постоянных потерь в трансформаторе. Симметрирование системы фазных напряжений при неравномерной нагрузке в данном случае аналогично симметрированию при схеме соединения обмоток Y/Z_0.

На рисунке 2.18 представлена ТП 159 с установленным в ней трансформатором типа ТМГСУ (силовой масляный трехфазный герметичный трансформатор, оснащенный симметрирующим устройством).

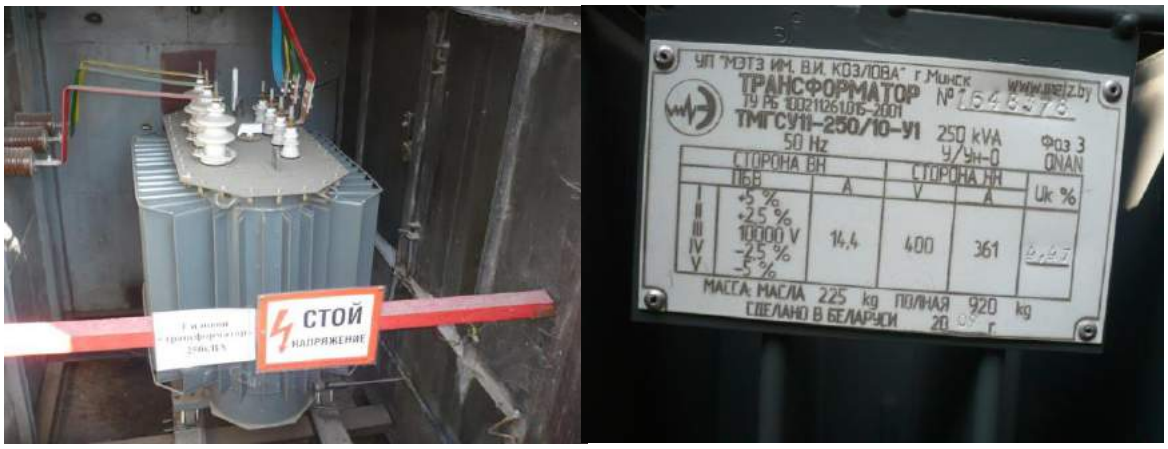


Рисунок 2.18 –Трансформатор типа ТМГСУ11

Ниже приведены значения фазных токов и напряжений до и после установки трансформатора с СУ в ТП 159 (табл.4).

Таблица 4. Значения фазных токов и напряжений до и после установки трансформатора с СУ в ТП 159

Фаза	А	В	С	«ноль»
ТМ 250/10				
Напряжение, В	215	244	233	
Ток, А	352	92	268	154
ТМГСУ 250/10				
Напряжение, В	234	230	231	
Ток, А	301	90	271	150

Для получения результатов была использована схема, представленная в Приложении Б, с изменениями в части типов трансформаторов; в данном случае установлены трансформаторы со встроенным СУ.

В таблице 5 представлены итоговые сравнительные результаты расчетов, которые аналогичны расчетам представленным в Приложении В с изменениями, связанными лишь в типе установленных трансформаторов.

Таблица 5. Потери ЭЭ за сутки при установке различных типов трансформатора

	Y/Y_0		Трансформатор с СУ	
	ΔW_A, кВт·ч	ΔW_P, кВАр·ч	ΔW_A, кВт·ч	ΔW_P, кВАр·ч
Потери ЭЭ в трансформаторах	74,21	309,74	59,71	272,59
Потери ЭЭ в КЛ-0,4 кВ	89,05	17,36	91,32	18,77
Суммарные потери ЭЭ	163,26	327,10	151,03	291,36

По полученным результатам видно, что эффект в части снижения величины потерь активной и реактивной энергии в трансформаторе со

встроенным симметрирующим устройством аналогичен результатам, полученным после установки трансформаторов со схемой соединения Y/Z_0. Несмотря на увеличение потерь в кабельных линях 0,4 кВ, обусловленное малой величиной сопротивления нулевой последовательности и общей недогруженностью сети, для данного участка сети мероприятие по замене трансформатора является также эффективным, поскольку увеличение не превышает 5%, тогда как суммарные потери ЭЭ уменьшаются (активной на 7,49%, реактивной на 10,13%). Уменьшение потерь и симметрирование напряжения ко всему прочему благоприятно сказывается на двигательной нагрузке потребителей, которая в данных условиях начинает выдавать, заявленную производителем мощность тем самым увеличивая коэффициент полезного действия (КПД) (рис. 2.19). Кроме этого, такая замена трансформаторов позволяет снизить коэффициент несимметрии напряжения по нулевой последовательности (с 3,59% до 0,04%), повысив тем самым, качество ЭЭ.

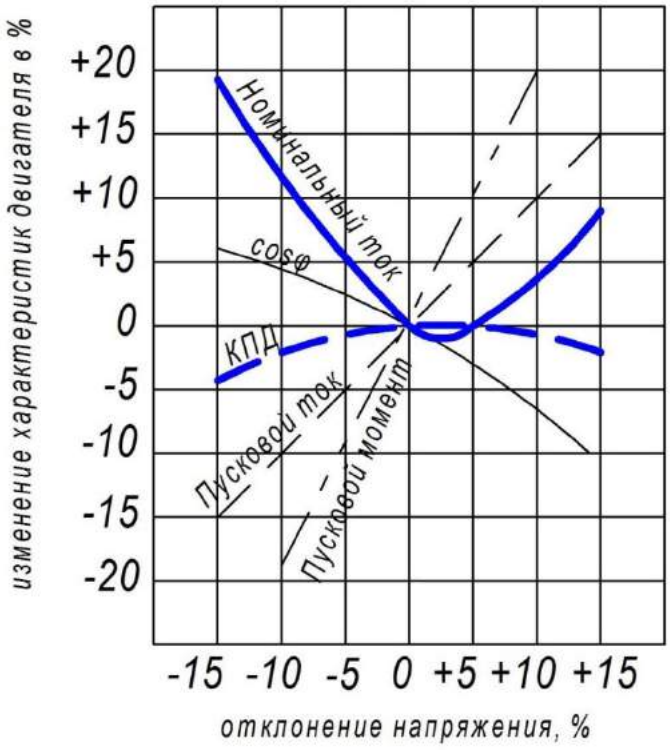


Рисунок 2.19 – Зависимость изменения характеристик двигателя от отклонений напряжения

Экономическая выгода установки трансформатора со встроенным СУ вместо трансформатора без СУ определяется по аналогии с расчетами, приведенными в разделе 2.1. Разница в стоимости трансформаторов составляет порядка 80000 руб. [61, 64], экономия средств вследствие уменьшения потерь – 254424,345 руб., в результате:

$$\Delta C_{\Sigma} = 254424,345 - 80000 - 57000 = 117424,345 \ \ рублей, \qquad (2.16)$$

Таким образом, установка трансформатора со встроенным СУ является равнозначным мероприятием установке трансформатора со схемой соединения Y/Z_0, что выражается в эквивалентном снижении суммарных потерь ЭЭ (активной на 7,49%, реактивной на 10,13%) и уменьшении коэффициента несимметрии по нулевой последовательности (с 3,59% до 0,04%).

2.3 Автоматические устройства переключения однофазной нагрузки

Одним из способов снижения несимметрии напряжений является разработка автоматизированной системы контроля и управления несимметрией в РС, с помощью которой предполагается в автоматическом режиме устранять несимметрию трехфазной системы при прогнозных данных об ее появлении путем равномерного перераспределения однофазных нагрузок по фазам на питающем фидере 0,4 кВ.

Для ТП 459 был разработан алгоритм программы переключения однофазной нагрузки. Однофазная переключаемая нагрузка задается случайной величиной в диапазоне от 1 до 20% нагрузки каждой фазы, что является своего рода обязательным условием – с фазы на фазу можно переключить не больше 20% однофазной нагрузки [65]. Алгоритм работы и структурная схема устройства представлена на рисунке 2.20 [66]. С помощью запрограммированного микроконтроллера осуществляется анализ данных, по результатам которых на вентильные ключи подается управляющий сигнал, и нагрузка переключается на наименее загруженную фазу. Для разработки и тестирования алгоритма была использована *SCADA* система *TRACE MODE*. Данный алгоритм был построен на языке программирования функциональных блоков *(FBD),* в результате чего получен программно-аппаратный комплекс, выполняющий функцию согласующего устройства (СУ). Пример частей алгоритма, построенного на *FBD* блоках представлен на рисунке 2.21.

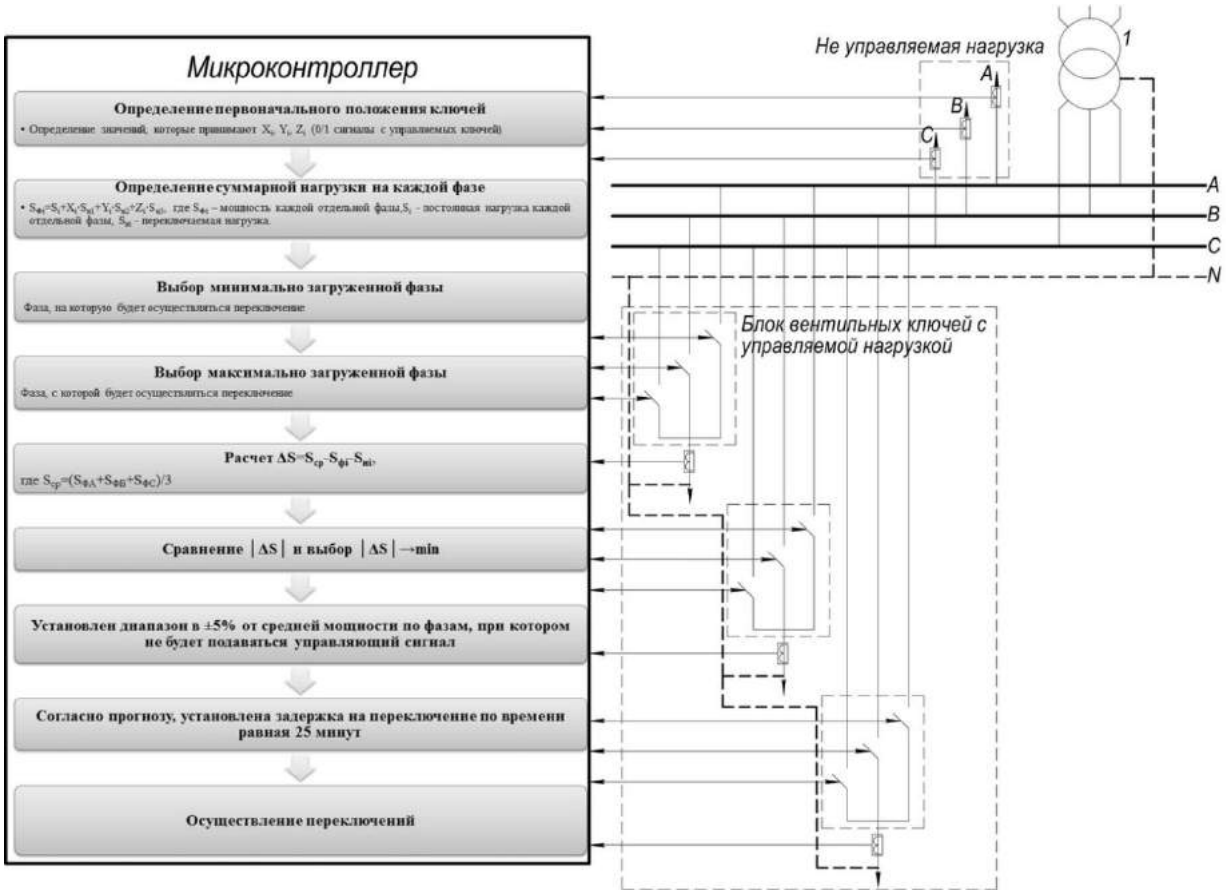


Рисунок 2.20 – Алгоритм работы и структурная схема устройства автоматического переключения однофазных нагрузок

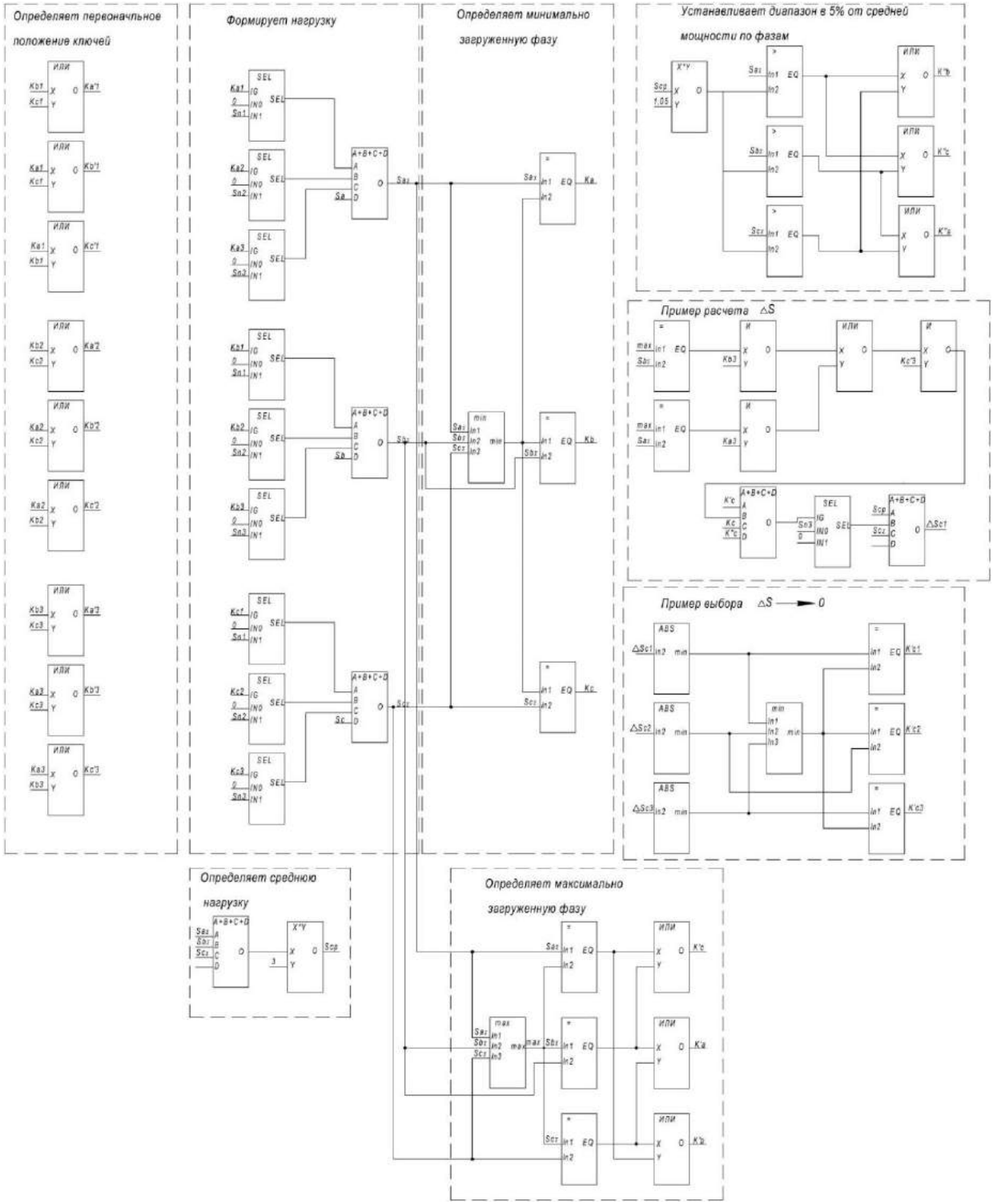


Рисунок 2.21 – Пример частей алгоритма построенных на *FBD* блоках

Первый функциональный блок запрограммирован на определение первоначального положения ключей, т.е. на определение значений, которые принимают X_i, Y_i, Z_i. Второй блок выполняет функцию определения суммарной нагрузки на каждой фазе, которая вычисляется следующим образом:

$$S_{фi}=S_i+X_i\cdot S_{н1}+Y_i\cdot S_{н2}+Z_i\cdot S_{н3}, \quad (2.17)$$

где $S_{фi}$ – мощность каждой отдельной фазы;

S_i – постоянная нагрузка каждой отдельной фазы;

$S_{нi}$ – переключаемая нагрузка

По результатам вычислений последующие два блока выбирают минимально и максимально загруженные фазы для осуществления переключения нагрузки (с максимальной на минимальную). Функциональный блок расчета потерь оперирует следующим математическим аппаратом:

$$\Delta S=S_{ср}-S_{фi}-S_{нi}, \quad (2.18)$$

где $S_{ср}=(S_{фA}+S_{фB}+S_{фC})/3$

Далее блок сравнения осуществляет соответствующую операцию и выбирает наименьшую ($|\Delta S\rightarrow min|$). На одном из последних этапов алгоритма функциональный блок запрограммирован на установку диапазона ±5% от средней мощности по фазам. В данном диапазоне на вентильные ключи управляющий сигнал не будет подаваться. Завершается алгоритм блоком, осуществляющим непосредственно само переключение.

С помощью внедренного в алгоритм прогнозного аппарата определяется длительность и значимость несимметрии. Данные, полученные в ходе реализации алгоритма, построенного на *FBD* блоках, являются накопительными благодаря чему формируется и пополняется база данных для осуществления прогноза. Горизонт прогноза 25 минут. Анализ полученных данных позволяет избежать лишних переключений, которые не оправданы ни с экономической, ни с технической точки зрения. Внедрение в алгоритм блока, запрограммированного на установку задержки на переключение по времени равную горизонту прогноза, позволяет использовать данные, полученные в ходе реализации прогнозного аппарата.

В качестве прогнозного аппарата используется метод *autoregressive moving-average model (ARMA(p, q))/Generalized autoregressive conditional heteroscedasticity (GARCH(p, q))*, который является весьма мощным

инструментом для построения точных прогнозов с малым горизонтом предсказания [67].

Линейная модель, предложенная ещё в 20-х-30-х годах прошлого века [68, 69] нашла широкое применение в области финансового прогнозирования. Модель *ARMA* обобщает две более простые модели временных рядов — модель авторегрессии (*AR*) и модель скользящего среднего (*MA*). Данная модель базируется на предположениях, что любой ряд зависит от прошлых значений, ошибок и значений ошибок в прошлые моменты времени.

Модель *ARMA(p, q)* описывается следующим уравнением [41]

$$y_t = C + \varepsilon_t + \sum_{i=1}^{p} \varphi_i \cdot y_{t\text{-}i} + \sum_{j=1}^{q} \theta_j \cdot \varepsilon_{t\text{-}j} \tag{2.19}$$

где p и q – целые числа, задающие порядок модели;

C – константа;

$\{\varepsilon_t\}$ – белый шум; последовательность независимых и одинаково распределенных случайных величин (как правило, нормальных) с нулевым средним;

φ_i и θ_j – действительные числа, авторегрессионные коэффициенты и коэффициенты скользящего среднего, соответственно [70].

GARCH процесс, предложенный Т. Боллерслевом [71] моделирует тот факт, что на текущую условную дисперсию влияют как предыдущее изменение потребления ЭЭ, так и предыдущие оценки условной дисперсии (т.н. "старые новости").

С помощью модели *GARCH(p, q)* определяют условную дисперсию, уравнение которой $\sigma_t^2 = E_{t-1}\left(\varepsilon_t^2\right)$ имеет вид:

$$\sigma_t^2 = K + \sum_{i=1}^{p} G_i \sigma_{t\text{-}i}^2 + \sum_{j=1}^{q} A_j \varepsilon_{t\text{-}j}^2 \tag{2.20}$$

с ограничениями $\sum_{i=1}^{p} G_i + \sum_{j=1}^{q} A_j < 1,\ K > 0,\ G_i \geqslant 0,\ A_j \geqslant 0,$

где p – количество предшествующих оценок изменения потребления ЭЭ, влияющих на текущую;

q – количество последних изменений потребления ЭЭ, влияющих на текущее потребление;

K – константа;

G_i – весовые коэффициенты, определяющие степень влияния предыдущих оценок изменений потребления ЭЭ на текущее значение;

A_i - весовые коэффициенты, определяющие степень влияния предыдущих изменений потребления ЭЭ на текущее значение потребления;

ε – предыдущие изменения потребления ЭЭ.

Для построения модели прогноза использованы возможности программного обеспечения *MATLAB*, которые позволяют оценить общую модель *GARCH* [72]. Результаты прогнозирования представлены на рисунке 2.22.

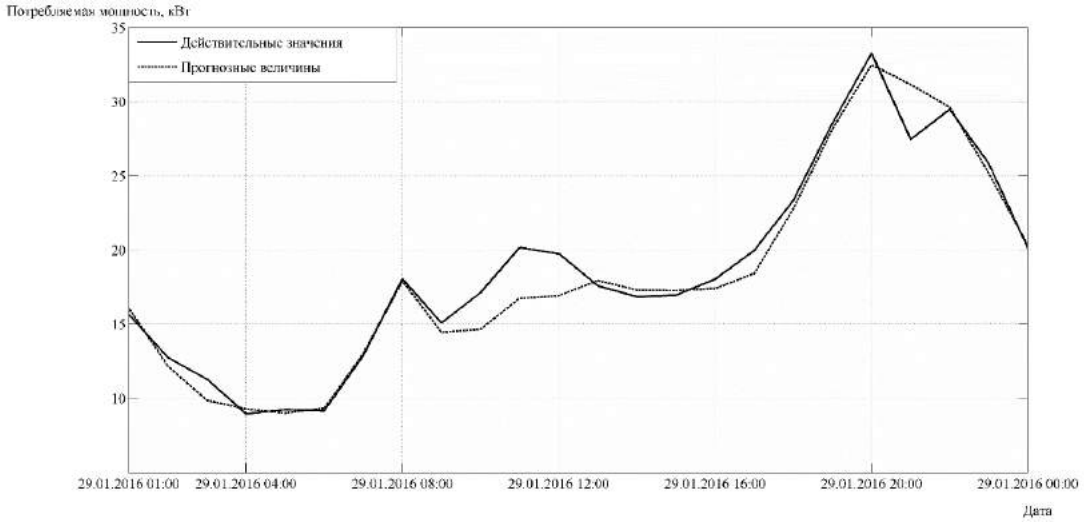


Рисунок 2.22 – Прогнозирование потребления электроэнергии

В ходе расчетов были получены результаты, представленные в таблице 6.

Таблица 6. Потери ЭЭ за сутки при установке СУ

	Без СУ		СУ	
	ΔW_A, кВт·ч	ΔW_P, кВАр·ч	ΔW_A, кВт·ч	ΔW_P, кВАр·ч
Потери ЭЭ в трансформаторах	92,76	386,97	82,56	353,46
Потери ЭЭ в кабельных линиях 0,4 кВ	111,31	21,69	105,93	20,99
Суммарные потери ЭЭ	204,08	408,66	188,49	374,46

Из таблицы 6 видно, что установка СУ способствует уменьшению потерь активной и реактивной энергии в трансформаторе на 12% и 9% соответственно, в кабельных линиях – на 5% и 3% соответственно. На рисунках 2.23 и 2.24 представлены диаграммы уменьшения потерь активной и реактивной ЭЭ за сутки.

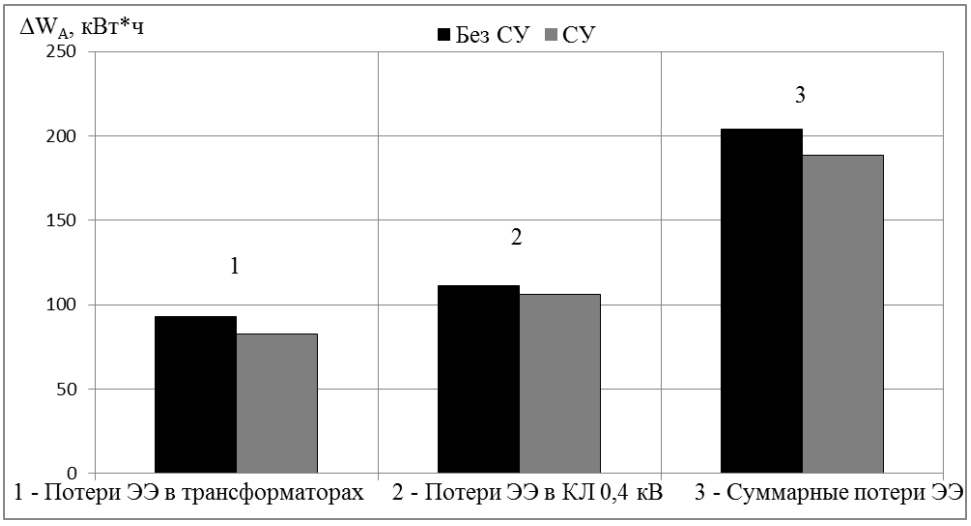


Рисунок 2.23 – Диаграмма уменьшения потерь активной ЭЭ за сутки

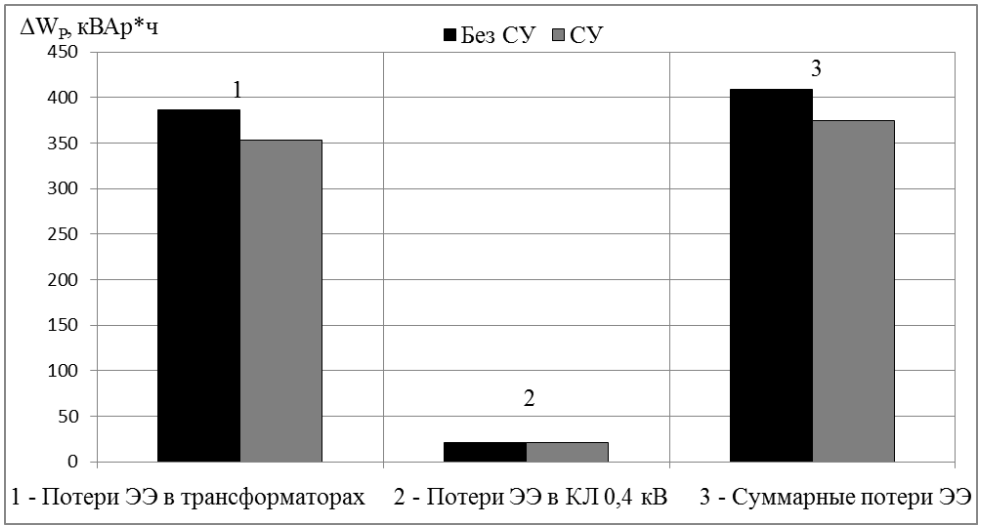


Рисунок 2.24 – Диаграмма уменьшения потерь реактивной ЭЭ за сутки

Качество ЭЭ при использовании данного СУ улучшилось. Наблюдается уменьшение коэффициента несимметрии нулевой последовательности [73]. На рисунках 2.25, 2.26 представлены графики изменения коэффициентов несимметрии напряжений прямой и обратной последовательности.

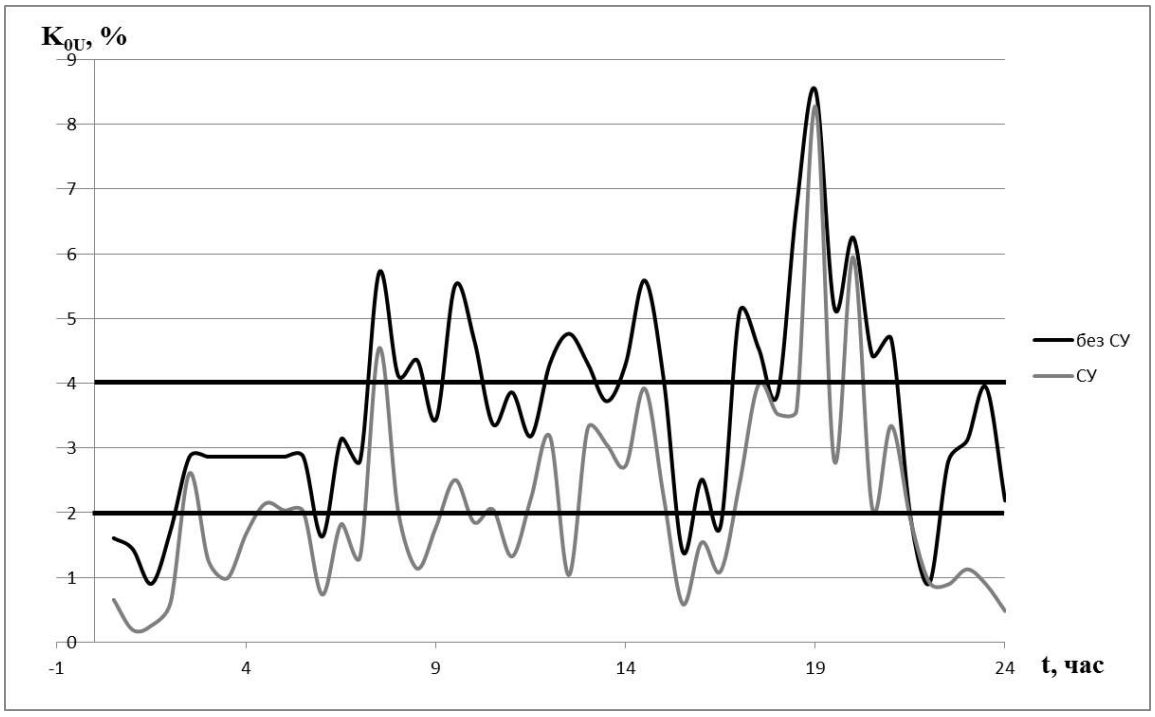


Рисунок 2.25 – График изменения коэффициента несимметрии напряжений нулевой последовательности

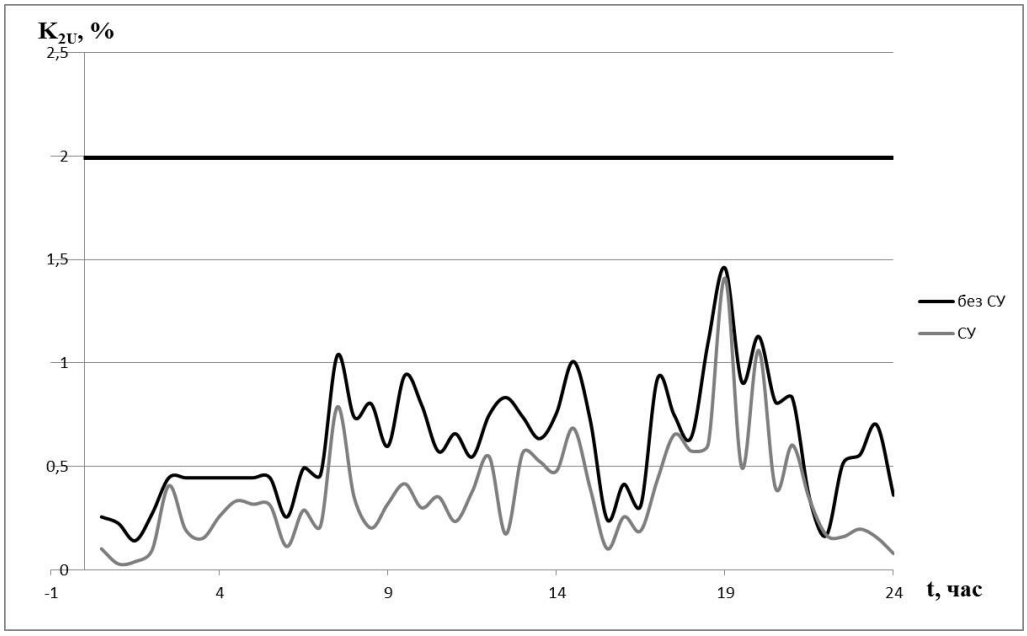


Рисунок 2.26 – График изменения коэффициента несимметрии напряжений обратной последовательности

Оценивается экономическая целесообразность установки автоматического устройства переключения однофазной нагрузки. Комплектующие, необходимые для реализации данного устройства, представлены в таблице 7 [74, 75, 76].

Таблица 7. Комплектующие, необходимые для реализации устройства автоматического переключения однофазных нагрузок

Оборудование	Количество, шт.	Стоимость за шт., руб.	Общая стоимость, руб.
Трехфазное твердотельное реле *IMPULS GTH12048ZD3(120 A)*	3	7500	22500
Контроллер *Mitsubishi FX2N-4DA*	1	41427	41427
Датчик тока *CSNB131*	6	2517	15102
Итого:			79029

Экономия ЭЭ за сутки таблица 7:

$$\Delta W_A^{Э} = \Delta W_A - \Delta W_A^{СУ} = 204,1 - 188,49 = 15,58 \ кВт \cdot ч, \quad (2.21)$$

Экономия ЭЭ за сутки (руб.):

$$\Delta C_{СУ} = \Delta W_A^{СУ} \cdot C_{нас} = 15,58 \cdot 2,11 = 32,9 \ руб., \quad (2.22)$$

Срок окупаемости использования СУ:

$$T = \frac{C_{СУ}}{\Delta C_{СУ} \cdot 365} = \frac{79023}{32,9 \cdot 365} = 6,6 \ лет, \quad (2.23)$$

Основными элементами данного устройства являются твердотельное реле и микроконтроллер. Срок службы последнего при нормальных условиях эксплуатации равен 10 лет [77], а твердотельное реле рассчитано более чем на миллиард коммутаций [78], что в рассматриваемых условиях работы во много раз превысит срок службы контроллера. Таким образом, применение устройства автоматического переключения однофазных нагрузок является экономически эффективным способом снижения уровня несимметрии в городских РС. Использование данного устройства на исследуемой подстанции позволяет добиться снижения потерь ЭЭ (активной на 7,63%; реактивной на 8,37%), а также – повысить качество электроснабжения потребителей. Для исследуемой подстанции средний коэффициент несимметрии по нулевой последовательности снизился с 3,59% до 2,13% (рис. 2.25), а коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности снизился с 0,61% до 0,36% (рис. 2.26).

2.4 Выводы

В данной главе рассматривались способы повышения энергетической эффективности систем электроснабжения в городских РС по средством устранения несимметричных режимов работы ТП и низковольтной распределительной сети. Предложены следующие способы снижения несимметрии для исследуемого участка сети:

1. Плановая замена трансформаторов со схемой соединения Y/Y_0, сопротивление нулевой последовательности которых характеризуется большой величиной, на трансформаторы с малым сопротивлением (трансформаторы со схемой соединения Y/Z_0) и применение СУ, встроенного в трансформатор со схемой соединения обмоток Y/Y_0. В результате потери ЭЭ для исследуемого участка снижаются на 12,59%, а коэффициент нулевой последовательности напряжений снизился до значения 0,04%, что не превышает регламентируемое ГОСТом нормально допустимое значение отклонения и в целом близко к нулю, что характерно для симметричного режима. Эффективность предложенных вариантов подтверждается тем, что «Горсети» уже производят замену старых трансформаторов на трансформаторы со встроенным СУ, кроме этого, запланирована закупка трансформаторов со схемой соединения Y/Z_0.

2. Разработан алгоритм для устройства автоматического переключения однофазных нагрузок. Эффективность использования данного устройства подтверждена результатами моделирования его работы на примере исследуемой ТП и распределительной сети 0,4 кВ. Использование устройства позволяет снизить потери ЭЭ (активной на 7,63%; реактивной на 8,37%) и повысить качество электроснабжения потребителей: средний коэффициент несимметрии по нулевой последовательности снизился с 3,59% до 2,13%, а коэффициент несимметрии напряжения по обратной последовательности снизился с 0,61% до 0,36%.

ГЛАВА 3. РАЦИОНАЛЬНОЕ ПОСТРОЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

3.1 Расчет режимов максимальных и минимальных нагрузок

Для выявления участков сети, характеризующихся высоким уровнем потерь, низкой загрузкой оборудования, пониженным напряжением и т.д. осуществлен расчет установившегося режима, который соответствует зимнему максимуму нагрузок. Расчетная модель исследуемого участка ЭС представлена на рисунке Г.1. Результаты расчета режима максимальных нагрузок (РМН) представлены в таблицах Г.1-Г.4.

В таблице 8 представлена информация о величине потребляемой из сети мощности, а также о суммарных ее потерях для данного режима.

Таблица 8. РМН до регулирования напряжения

P, МВт	*Q*, МВАр	*S*, МВА	*ΔP*, МВт	*ΔQ*, МВАр	*ΔS*, МВА	*ΔP`*, %
3,221	1,67	3,63	**0,37**	0,19	0,42	**12,92**

По результатам расчета РМН видно, что величина активных потерь в данном режиме составляют 12,9% (в Томске величина потерь для разных сетевых компаний утверждена на уровне 8%). Отклонения напряжения на 16-ти шинах превышают предельно-допустимые 10% [14]. Регулированием напряжения при помощи переключения ответвлений без возбуждений (ПБВ) удалось добиться уменьшения количества шин, характеризующихся заниженным напряжением, до 7, однако при этом произошло увеличение потребления из сети на 167 кВт, а также увеличение величины потерь на 20 кВт (относительно потребляемой из сети мощности, потери составили 11,57%).

Наиболее значительное отклонение напряжения (более 10%) наблюдается на шинах НН трансформаторов Т457.1 и Т768.1, при этом применение

трансформаторов с ПБВ позволяет изменить коэффициент трансформации не более чем на 5% [79], чего в данном случае не достаточно для того чтобы величина напряжения вошла в допустимый диапазон, поэтому данным потребителям в качестве регулятора напряжения следует использовать УКРМ, стабилизаторы напряжения и т.п., при условии экономической целесообразности их установки.

В таблице 9 представлена информация о величине потребляемой из сети мощности, а также о суммарных ее потерях для режима с уже отрегулированным напряжением. Полная информация по полученным результатам расчета представлена в таблицах Г.5-Г.8.

Таблица 9. РМН после регулирования напряжения

P, МВт	*Q*, МВАр	*S*, МВА	*ΔP*, МВт	*ΔQ*, МВАр	*ΔS*, МВА	*ΔP`*, %
3,388	1,75	3,81	**0,39**	0,2	0,44	**11,57**

В таблице Г.7 представлена реальная загрузка трансформаторов. Максимально загруженный Т481.1 загружен на 57%. Средняя нагрузка трансформаторов не превышает 25%.

Исходя из анализа загрузки ЭО видно, что существует возможность значительного увеличения нагрузки данного участка (хороший запас по статической устойчивости), к ЭС могут быть присоединены новые потребители без необходимости замены трансформаторного оборудования.

Поскольку изменение сезона влечет за собой изменение потребляемой мощности, параметры режима могут значительно отличаться друг от друга в разных режимах. Для оценки состояния системы, при потребляемом минимуме мощности (летний минимум) необходимо произвести моделирование режима минимальных нагрузок для данного участка городской РС. Для этого исходные значения нагрузки потребителей задаются равными 70% от их максимальных значений, согласно первоначальным данным.

Полная информация по полученным результатам расчета представлена в таблицах Г.9-Г.12. В таблице 10 представлена информация о потребляемой из сети мощности и суммарных потерях мощности для рассматриваемого режима.

Таблица 10. Режим минимальных нагрузок до регулирования напряжения

P, МВт	*Q*, МВАр	*S*, МВА	*ΔP*, МВт	*ΔQ*, МВАр	*ΔS*, МВА	*ΔP`*, %
2,34	1,21	2,63	**0,19**	0,1	0,22	**8,2**

По результатам расчета видно, что потери активной мощности в данном режиме составляют 8,2% (в Томске величина потерь для разных сетевых компаний утверждена на уровне 8%). Отклонения напряжения на 7-ми шинах превышают предельно-допустимые 10% [14]. Регулированием напряжения при помощи переключения ответвлений без возбуждений (ПБВ) удалось добиться уменьшения количества шин, характеризующихся заниженным напряжением, до 2, однако при этом произошло увеличение потребления из сети на 80 кВт, а также увеличение величины потерь на 8 кВт (относительно потребляемой из сети мощности, потери составили 8,3%). Максимальное отклонение напряжения наблюдается на шинах НН ТП 786.

В таблице 11 представлена информация о величине потребляемой из сети мощности, а также о суммарных ее потерях для режима с уже отрегулированным напряжением. Полная информация по полученным результатам расчета представлена в таблицах Г.13-Г.16.

Таблица 11. Режим минимальных нагрузок после регулирования напряжения

P, МВт	*Q*, МВар	*S*, МВА	*ΔP*, МВт	*ΔQ*, МВар	*ΔS*, МВА	*ΔP`*, %
2,418	1,249	2,721	**0,201**	0,1	0,225	**8,313**

Загрузка трансформаторов в режиме летнего минимума представлена в таблице Г.15. Максимально загруженный трансформатор установлен в ТП 481 (Т481.1), загрузка которого составляет 42%. Средняя нагрузка трансформаторов не превышает 18%.

Сравнивая два режима нагрузок видно, что на рассматриваемом участке сети имеются шины, напряжение на которых ниже требуемой ГОСТом величины не зависимо от периода, однако в период минимального потребления напряжение в целом по сети выше, а количество шин с заниженным напряжением меньше. Как и напряжение, величина потерь мощности не удовлетворяет нормам, утвержденным для сетевых компаний по Томской области, в обоих рассматриваемых периодах, однако в режиме минимальных нагрузок уровень потерь в целом ниже. Смена зимнего сезона на летний сопровождается снижением потребления мощности на 970 кВт (величина получена при сравнении максимальной нагрузки зимы с максимальной нагрузкой лета), потерь мощности на 191 кВт, а также снижением средней загрузки трансформаторов с 25 до 18%.

Таким образом, использование имеющихся средств регулирования напряжения (устройство ПБВ) не позволяет достичь уровня напряжения, регламентируемого ГОСТ, что делает необходимым для потребителя использование УКРМ, которые обеспечат необходимыми параметрами сети для функционирования ЭП. Снижение величины потерь мощности при уменьшении нагрузки обусловлено наличием нагрузочных потерь, поэтому регулирование напряжения с помощью устройства ПБВ приводит к увеличению потерь. Значение средней загрузки трансформаторов не превышает 25%, что свидетельствует о нерациональном использовании установленного оборудования и возможности значительного роста нагрузки без реконструкции сети и замены ЭО.

3.2 Моделирование суток зимнего максимума

Рассмотренные режимы работы сложили общую картину о функционировании рассматриваемого участка сети – низкая степень загрузки, высокий уровень потерь и т.д. Однако стоит отметить, что суточные графики нагрузки на каждой из ТП разные и в реально функционирующей сети рассмотренный РМН существует только в качестве идеальной модели. Для повышения точности исследования следует рассмотреть РМН сети с учетом суточного графика нагрузки, что позволит определить суточное энергопотребление и величину потерь ЭЭ, определить зависимость величины потерь от потребляемой мощности, отследить ее изменение за сутки, а также рассмотреть возможность отключения части ЭО для обеспечения рациональной загрузки ЭО и снижения потерь.

В таблице 12 представлен суточный график нагрузки сети, потери мощности, а также уровень потерь в процентах ($\Delta P` = \frac{\Delta P \cdot 100}{P}$,%).

Таблица 12. Суточный график нагрузки с учетом потерь мощности

t, с	*P*, МВт	*Q*, МВар	*S*, МВА	*ΔP*, МВт	*ΔQ*, МВар	*ΔS*, МВА	*ΔP`*, %	*ΔQ`*, %	*ΔS`*, %
0-1	***1,68***	***0,86***	***1,89***	***0,1***	***0,05***	***0,11***	***5,73***	***5,56***	***5,69***
1-2	2,53	1,31	2,85	0,22	0,11	0,25	8,65	8,35	8,59
2-3	2,92	1,50	3,28	0,29	0,15	0,33	9,98	9,64	9,91
3-4	3,08	1,59	3,46	0,32	0,16	0,36	10,50	10,15	10,43
4-5	3,36	1,73	3,78	0,38	0,19	0,43	11,44	11,03	11,35
5-6	**3,39**	**1,75**	**3,81**	**0,39**	**0,2**	**0,44**	**11,57**	**11,16**	**11,48**
6-7	3,36	1,73	3,78	0,38	0,19	0,43	11,44	11,03	11,35
7-8	3,36	1,73	3,78	0,38	0,19	0,43	11,44	11,03	11,35
8-9	3,36	1,73	3,78	0,38	0,19	0,43	11,44	11,03	11,35
9-10	3,36	1,73	3,78	0,38	0,19	0,43	11,44	11,03	11,35

Таблица 12. Продолжение

10-11	3,33	1,72	3,74	0,38	0,19	0,42	11,34	11,00	11,26
11-12	3,33	1,72	3,74	0,38	0,19	0,42	11,34	11,00	11,26
12-13	3,33	1,72	3,74	0,38	0,19	0,42	11,34	11,00	11,26
13-14	3,33	1,72	3,74	0,38	0,19	0,42	11,34	11,00	11,26
14-15	3,33	1,72	3,74	0,38	0,19	0,42	11,34	11,00	11,26
15-16	3,33	1,72	3,74	0,38	0,19	0,42	11,34	11,00	11,26
16-17	3,12	1,60	3,50	0,33	0,16	0,37	10,59	10,24	10,52
17-18	2,82	1,46	3,17	0,27	0,14	0,30	9,64	9,28	9,57
18-19	2,60	1,34	2,92	0,23	0,12	0,26	8,90	8,60	8,84
19-20	2,44	1,26	2,74	0,20	0,10	0,23	8,34	8,05	8,28
20-21	2,17	1,12	2,45	0,16	0,08	0,18	7,45	7,17	7,39
21-22	2,01	1,04	2,26	0,14	0,07	0,11	5,73	5,56	5,69
22-23	1,84	0,95	2,07	0,12	0,06	0,25	8,65	8,35	8,59
23-24	1,74	0,90	1,96	0,10	0,05	0,33	9,98	9,64	9,91

*Полужирное начертание соответствует максимуму в рассматриваемый период, полужирный курсив – минимуму.

Как видно из таблицы 12 при изменении мощности происходит изменение уровня потерь: в течение суток потребляемая из системы активная мощность изменяется от 1,68 до 3,39 МВт, при этом потери активной мощности изменяются от 5,56% до 11,16%. (*Q* изменяется: 0,864÷1,748 МВАр, а *ΔQ`*: 5,69÷11,48%; *S* изменяется: 1,89÷3,81 МВА, а *ΔS`*: 5,69÷11,48%). В среднем уровень потерь мощности в течение суток составляет 10%. На рисунке 3.1-3.3 представлены графики зависимости уровня потерь от потребляемой мощности $\Delta P`=f(P)$, $\Delta Q`=f(Q)$, $\Delta S`=f(S)$ соответственно.

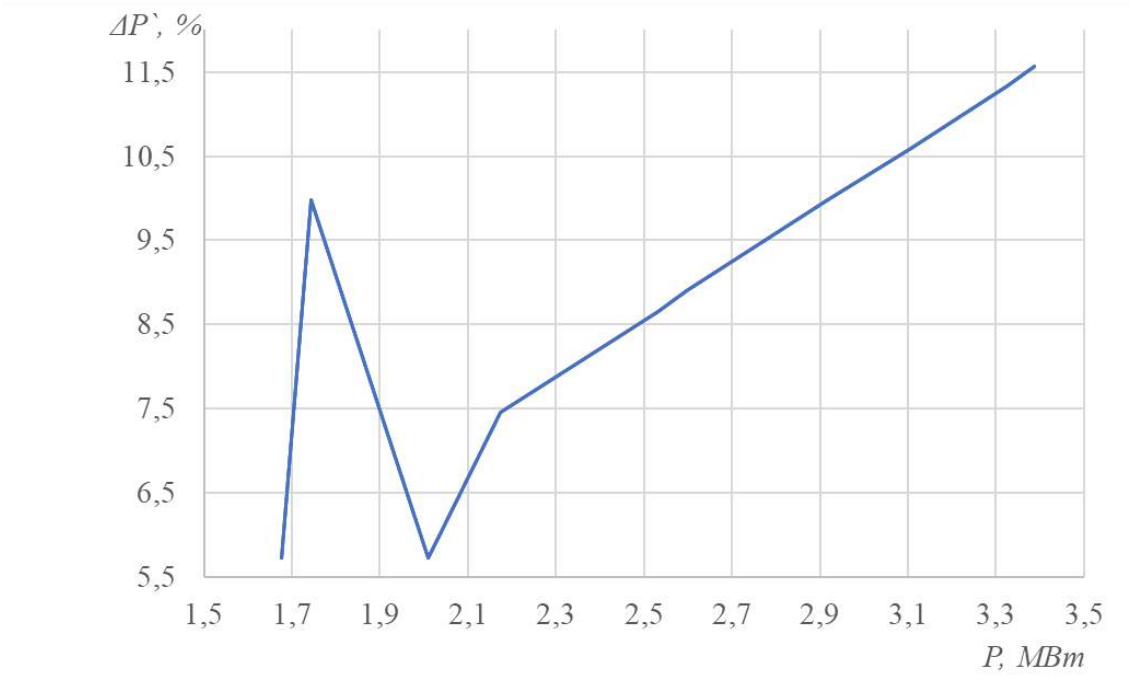


Рисунок 3.1 – Зависимость изменения потерь активной мощности от активной нагрузки системы

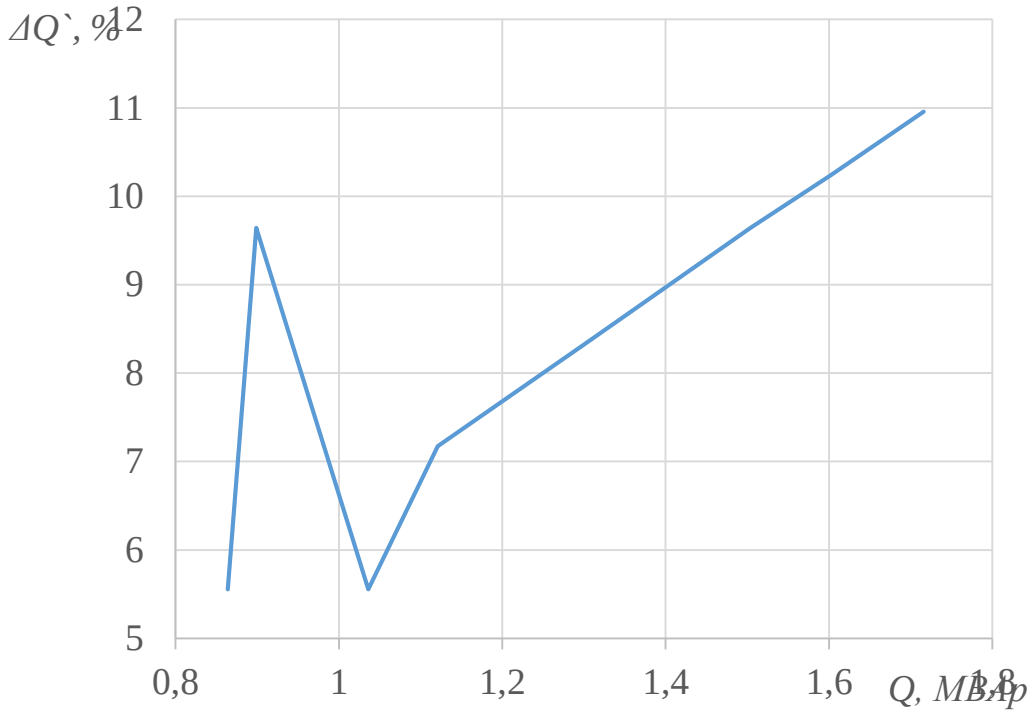


Рисунок 3.2 – Зависимость изменения потерь реактивной мощности от реактивной нагрузки системы

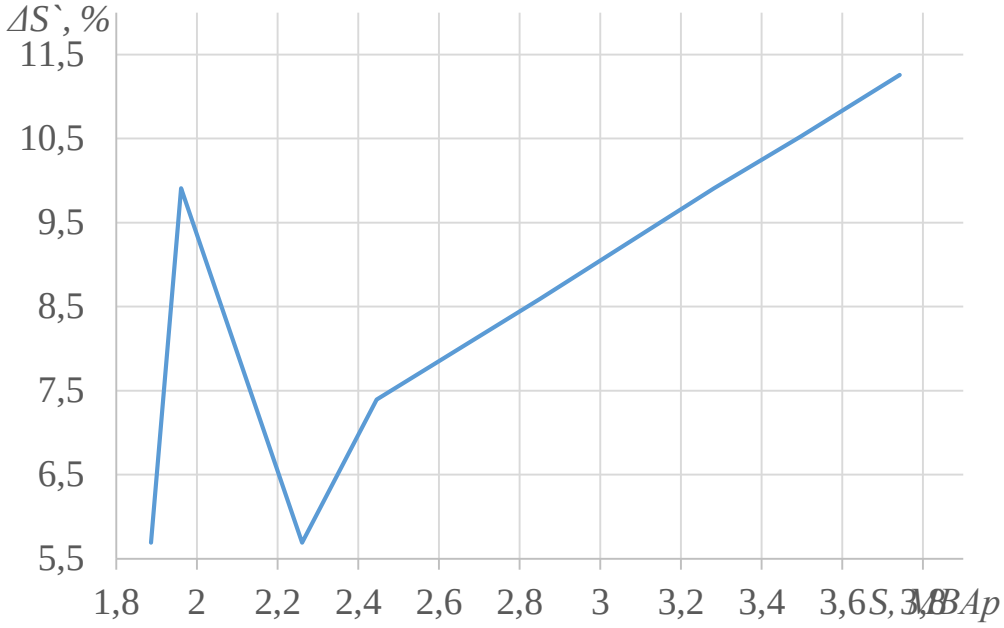


Рисунок 3.3 – Зависимость изменения потерь полной мощности от увеличения нагрузки системы

Так как нагрузка задана в виде статических характеристик – изменение нагрузки сопровождается изменением напряжения, следовательно, и изменением потерь мощности, что и подтверждается приведенными выше графиками. Активные потери, как в кабельных линиях (КЛ), так и в трансформаторах являются нагрузочными, т.е. пропорциональны квадрату тока:

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot I^2 = \frac{(P^2 + Q^2) \cdot R}{U^2} \quad (3.1)$$

Исходя из выражения, следует, что нагрузочные потери будут увеличиваться пропорционально увеличению нагрузки. С учетом потерь ХХ, суммарные потери мощности будут иметь следующий вид:

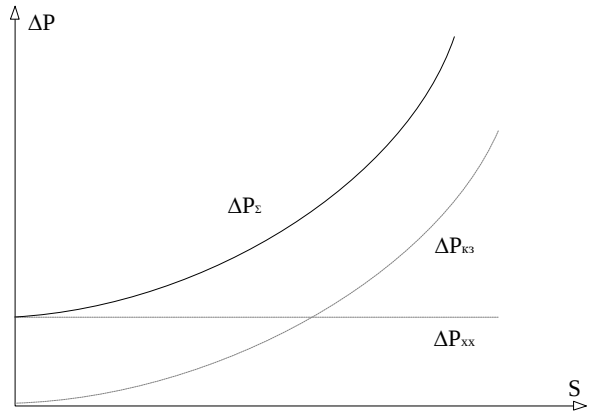


Рисунок 3.4 – Потери мощности в трансформаторах

Для трансформатора характерно минимальное значение удельных потерь, следовательно, максимальное значение КПД достигается при равенстве потерь на намагничивание (ХХ) и потерь в обмотках (переменные/нагрузочные). Таким образом, оптимальная загрузка трансформаторов может быть определена из выражения 3.2.

$$\Delta P_{XX} = \Delta P_{НАГР} = \Delta P_{КЗ} \cdot \frac{S^2}{S_{НОМ}^2} = \Delta P_{КЗ} \cdot \beta^2 \Rightarrow \beta = \sqrt{\frac{\Delta P_{XX}}{\Delta P_{КЗ}}} \qquad (3.2)$$

Тогда график зависимости изменения КПД трансформатора от увеличения степени загрузки, с учетом потерь ХХ и нагрузочных будет иметь следующий вид.

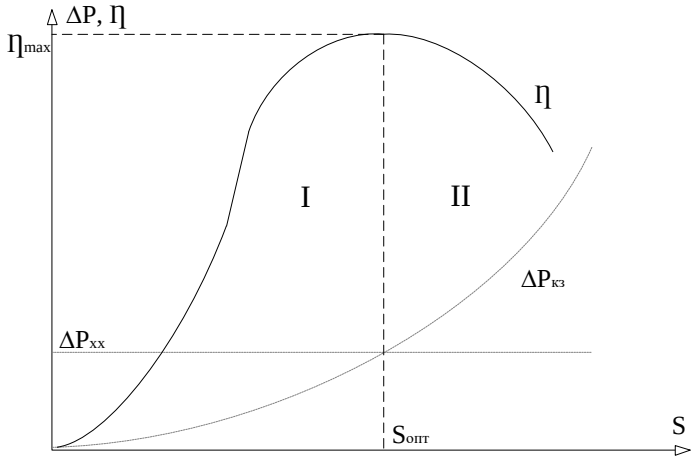


Рисунок 3.5 – Изменение КПД трансформатора в зависимости от загрузки

Согласно представленным графикам на рисунке 3.5, для каждого трансформатора в зависимости от его паспортных данных (потерь ХХ и КЗ) существует оптимальный уровень загрузки, который соответствует максимальному значению КПД. В таблице 13 представлены оптимальные уровни загрузки трансформаторов, согласно которым оптимальная загрузка оборудования соответствует уровню в 50%. Целесообразность использования, например, двух наполовину загруженных трансформаторов вместо одного полностью загруженного, может быть определена только по результатам технико-экономического сравнения вариантов. Однако в большинстве случаев стоимость покупки нового трансформатора во много превышает стоимость увеличения затрат на потери.

Таблица 13. Оптимальная загрузка трансформаторов

Тип ТР	№ТП и число трансформаторов	β,%
ТМ-160	2хТП-351	44,24
ТМ-400	1хТП-347; 2хТП-327,1хТП-395	44,72
ТМ-630	ТП-481,459,457,585,587,770,768,343,1-395	44,55
ТМ-1000	2 х ТП-145	40,24

Исходя из данных по загрузки трансформаторов в РМН (таблица Д.7) следует, что для рассматриваемого случая характерна область I (см. рис. 3.5, область при $0<S_{нагр}<S_{опт}$), следовательно, увеличение нагрузки приведет к снижению уровня потерь относительно потребляемой из сети мощности. В данной области (отрезок $0\text{-}S_{опт}$), постоянные потери меньше или равны переменным, а далее (отрезок от $S_{опт}$) постоянные потери становятся малыми по сравнению с величиной переменных потерь, более того при увеличении значения протекаемого тока происходит увеличение температуры нагрева проводников, за счет чего, скорость увеличения потерь растет. Стоит отметить, что на графиках отображены суммарные потери мощности в системе

– потери, возникающие в трансформаторах и КЛ, но в КЛ потери ХХ отсутствуют, поэтому влияние увеличения нагрузки будет отличаться от приведенного на рисунке 3.4. Чтобы получить графики, аналогичные представленным на рисунке 3.5, следует построить зависимость потерь мощности от нагрузки в именованных единицах. На рисунках 3.6-3.8 представлены графики зависимости потерь мощности от потребляемой мощности.

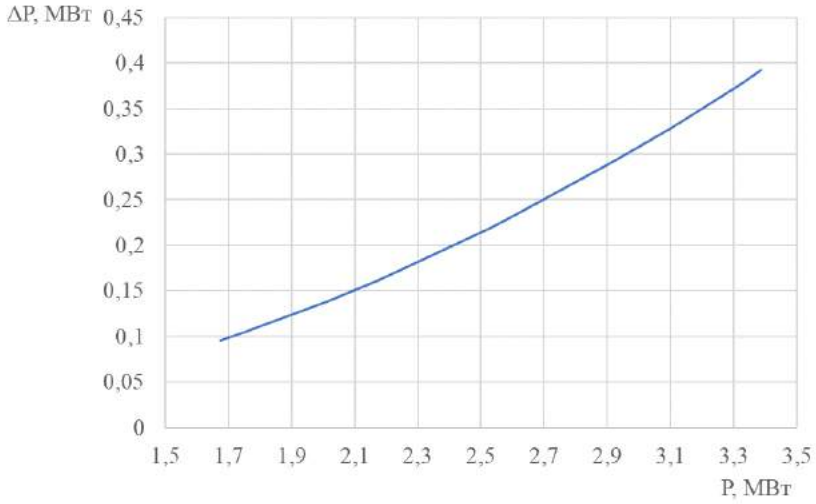


Рисунок 3.6 – Зависимость изменения потерь активной мощности от увеличения нагрузки системы

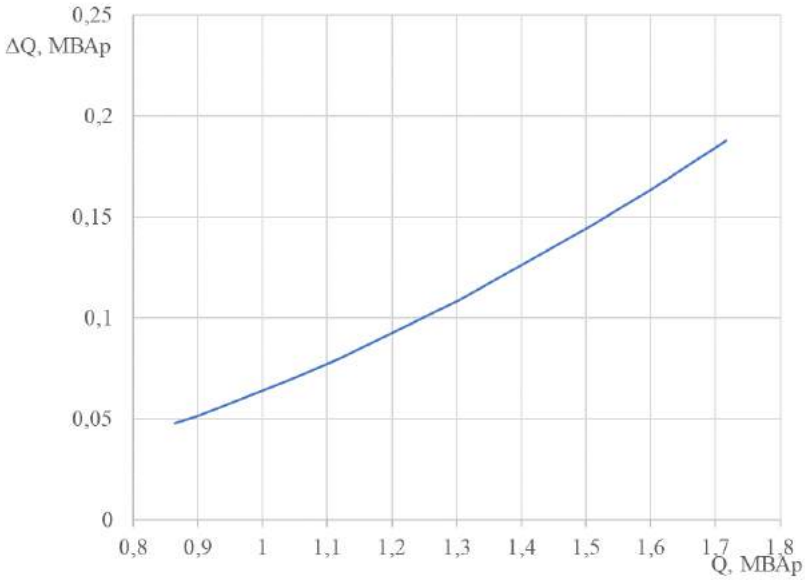


Рисунок 3.7 – Зависимость изменения потерь реактивной мощности от увеличения реактивной нагрузки системы

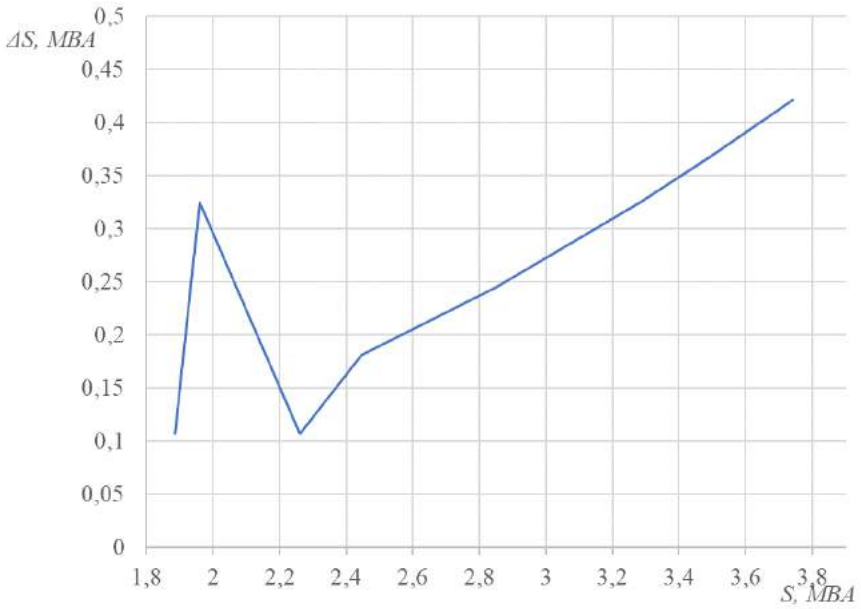


Рисунок 3.8 – Зависимость изменения потерь полной мощности от увеличения нагрузки системы

Рассмотрев графики зависимости *ΔP=f(P)*, *ΔQ=f(Q)*, *ΔS=f(S)*, представленные на рисунках 3.6-3.8 можно сделать предположение о том, что скорость роста потерь при увеличении нагрузки практически не изменяется. Таким образом, возможно при увеличении потребляемой мощности из сети произойдет относительное снижение уровня потерь мощности, т.к. влияние нагрузочных потерь незначительное и ЭО работает на ХХ. Поскольку данное оборудование имеет низкий КПД, то на сегодняшний день практически происходит простой оборудования. В таблице 14 представлена степень загрузки трансформаторов в течение суток. Средняя загрузка трансформаторов составляет 25%, т.е. все трансформаторы не загружены даже на половину своей мощности, многие не загружены и на треть мощности, а загруженность таких трансформаторов как Т351.1, Т351.2, Т786.2 и Т457.2 в течение суток не превышает 10% от номинала, что прежде всего свидетельствует о нерациональном использовании оборудования.

Таблица 14. Суточная загрузка трансформаторов

t	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
T145.1	18,1	28,3	33	35	38,6	39	38,6	38,6	38,6	38,6	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	35,4	31,9	29,1	27,1	24	22	20,1	18,9
T145.2	18,1	28,3	33	35	38,6	39	38,6	38,6	38,6	38,6	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	38,2	35,4	31,9	29,1	27,1	24	22	20,1	18,9
T327.1	15,5	23,4	27	28,4	31	31,2	31	31	31	31	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	28,7	26,1	24	22,5	20,1	18,6	17,1	16,1
T327.2	7,1	10,9	12,6	13,3	14,6	14,7	14,6	14,6	14,6	14,6	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	13,4	12,2	11,2	10,5	9,3	8,6	7,9	7,4
T343.1	17	25,7	29,5	31,1	33,9	34,2	33,9	33,9	33,9	33,9	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	31,4	28,6	26,3	24,7	22,1	20,4	18,7	17,7
T343.2	10,2	15,5	17,9	18,9	20,6	20,8	20,6	20,6	20,6	20,6	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	20,4	19,1	17,3	15,9	14,9	13,3	12,2	11,2	10,6
T347.1	5,2	8	9,3	9,8	10,7	10,8	10,7	10,7	10,7	10,7	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	9,9	8,9	8,2	7,7	6,8	6,3	5,8	5,4
T347.2	11,8	18	20,7	21,8	23,8	24	23,8	23,8	23,8	23,8	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	23,6	22	20	18,4	17,3	15,4	14,2	13	12,3
T351.1	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
T351.2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
T395.1	11,4	17,3	19,9	21	22,9	23,1	22,9	22,9	22,9	22,9	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	22,7	21,2	19,3	17,7	16,6	14,8	13,7	12,5	11,8
T395.2	9,5	14,4	16,7	17,6	19,2	19,4	19,2	19,2	19,2	19,2	19	19	19	19	19	19	17,7	16,1	14,8	13,9	12,4	11,4	10,5	9,9
T457.1	26,4	39,5	45,2	47,5	51,6	52,1	51,6	51,6	51,6	51,6	51,2	51,2	51,2	51,2	51,2	51,2	48	43,8	40,5	38	34,1	31,6	29	27,5
T457.2	2,4	3,8	4,4	4,6	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5	5	5	5	5	5	4,7	4,2	3,7	3,6	3,2	3	2,7	2,5
T459.1	22,5	34,7	40,3	42,6	46,8	47,2	46,8	46,8	46,8	46,8	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3	46,3	43,1	38,9	35,7	33,3	29,6	27,3	24,9	23,5
T481.1	29,1	43,4	49,6	52,2	56,6	57,1	56,6	56,6	56,6	56,6	56,2	56,2	56,2	56,2	56,2	56,2	52,7	48,1	44,5	41,8	37,5	34,8	32	30,3
T585.1	15,7	23,7	27,3	28,7	31,3	31,6	31,3	31,3	31,3	31,3	31	31	31	31	31	31	29	26,4	24,3	22,8	20,4	18,8	17,3	16,3
T587.1	15,7	23,7	27,2	28,7	31,2	31,5	31,2	31,2	31,2	31,2	31	31	31	31	31	31	29	26,3	24,3	22,8	20,3	18,8	17,2	16,3
T768.1	25,8	38,4	43,9	46,2	50,1	50,6	50,1	50,1	50,1	50,1	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7	49,7	46,6	42,6	39,4	37	33,2	30,8	28,3	26,8
T768.2	3,7	5,7	6,6	6,9	7,6	7,7	7,6	7,6	7,6	7,6	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7	6,3	5,8	5,4	4,8	4,4	4,1	3,8
T784.1	6,5	10	11,6	12,2	13,4	13,5	13,4	13,4	13,4	13,4	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	12,3	11,2	10,3	9,6	8,6	7,9	7,2	6,8
T784.2	9	13,8	16	16,9	18,4	18,6	18,4	18,4	18,4	18,4	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	17	15,4	14,2	13,3	11,8	10,9	10	9,4
T786.1	17,6	26,3	30,2	31,7	34,5	34,8	34,5	34,5	34,5	34,5	34,2	34,2	34,2	34,2	34,2	34,2	32,1	29,2	27	25,3	22,7	21	19,3	18,2

Таблица 14. Продолжение

Т786.2	5,8	8,2	9,2	9,6	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	9,7	9	8,4	8	7,2	6,8	6,3	6
Т788.1	9,2	14	16,1	17	18,6	18,8	18,6	18,6	18,6	18,6	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	18,4	17,2	15,6	14,3	13,4	12	11	10,1	9,6
Т788.2	5,8	8,2	9,2	9,6	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	9,7	9	8,4	8	7,2	6,8	6,3	6

– максимум в рассматриваемый период

– минимум в рассматриваемый период

Увеличение потребляемой мощности приведет к загрузке трансформаторов, повышению КПД оборудования, а также к снижению уровня потерь относительно потребляемой мощности из сети. Однако такой способ решения проблемы не может быть реализован в короткое время, поскольку рост нагрузки в коммунально-бытовой зоне – это длительный по времени процесс.

При увеличении потребляемой мощности и загрузки оборудования наблюдается снижение напряжения. В рассматриваемых сутках нагрузки небольшие соответственно и падение напряжение не значительное (однако из-за удаленности от источника питания в некоторых местах, и оно превышает 10%). При значительном увеличении нагрузки может произойти ощутимая просадка напряжения, а так как к исследуемому участку сети присоединены потребители 1-2 категории, то для них должна быть предусмотрена мера по стабилизации уровня напряжения (например, использование УКРМ или система гарантированного электропитания (СГЭП)).

Следует отметить, что нагрузка в разных узлах ТП разная – есть узлы с нагрузкой большой по величине, а есть практически на ХХ, что отображено в таблице 14. На рисунке 3.9 представлена схема исследуемого участка сети, входящие в него ТП, состав трансформаторов, установленных на ТП, реальный уровень загрузки данных трансформаторов и оптимальный с точки зрения их КПД. Зеленым выделены трансформаторы с допустимой загрузкой, красным – с значительной недо/перегрузкой.

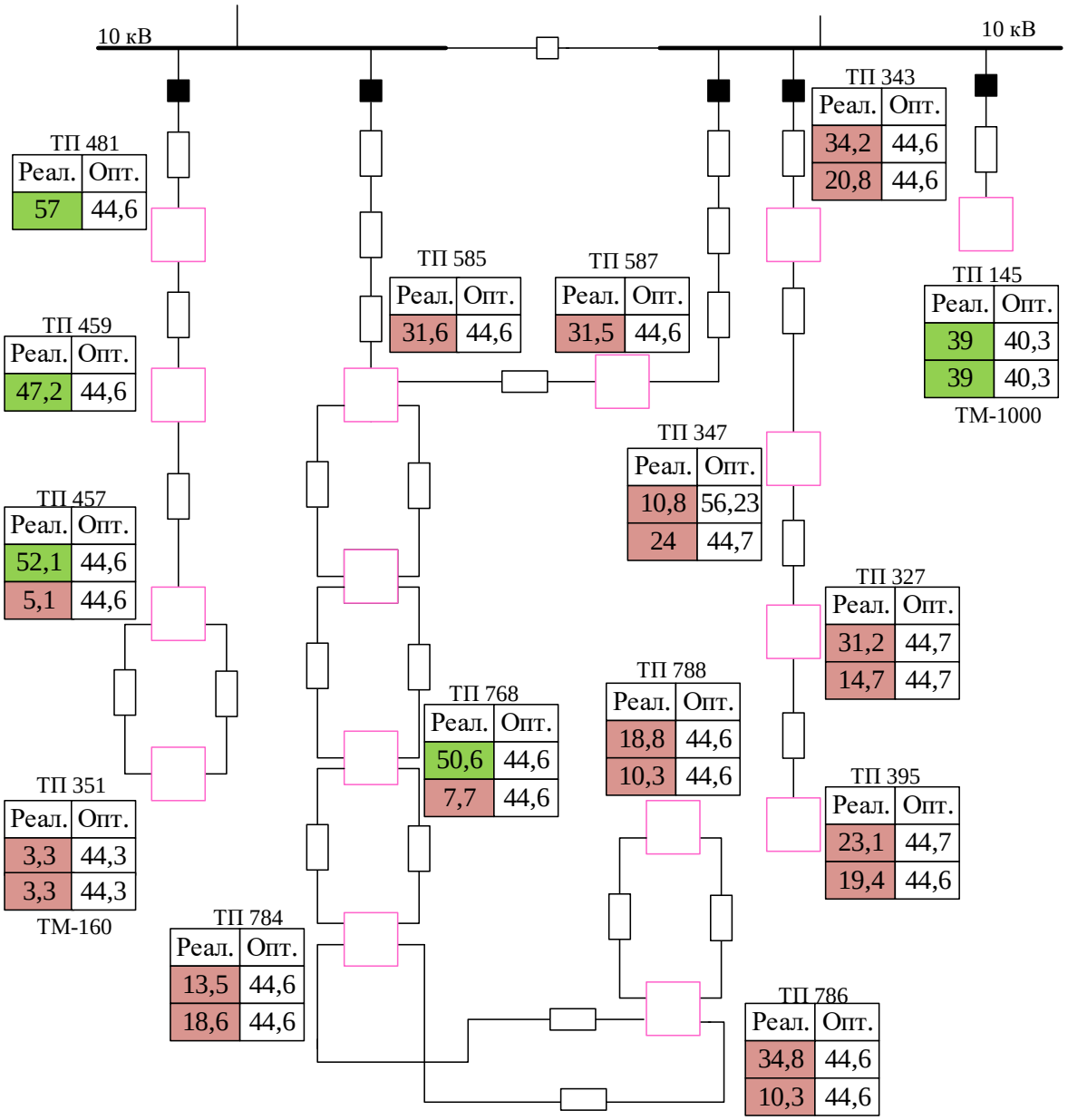


Рисунок 3.9 – Загрузка трансформаторов

3.3 Отключение части оборудования

Поскольку характерной особенностью рассматриваемого участка сети является низкая степень загрузки ЭО, то с целью уменьшения величины потерь мощности, увеличения степени загрузки и КПД трансформаторов предлагается рассмотреть вариант отключения части ЭО.

У трансформаторов большой мощности большие по величине потери мощности ХХ, поэтому в случаях нецелесообразной загрузке трансформаторов есть вариант использования только одного из двух, установленных на ТП трансформаторов, при этом при нормальной загрузке незначительно увеличатся потери КЗ, но в свою очередь уменьшатся потери ХХ. Преднамеренное отключение трансформаторов, с целью экономии энергоресурсов, ни в коем случае не должно отрицательно сказываться на надежности электроснабжения присоединенных к сети потребителей.

В качестве критерия оптимальности в данном случае выступает оптимальная загрузка трансформатора, когда $\Delta P_{XX}=\Delta P_{K3}$. Для определения значения мощности нагрузки, при которой работа одного трансформатора будет экономически целесообразнее параллельной работе (а также раздельной) двух трансформаторов, произведем следующий расчет:

$$\Delta P_{нагр} = \Delta P_{K3} \cdot \frac{S^2}{S_{ном}^2} \tag{3.3}$$

Потери мощности при работе одного трансформатора:

$$\Delta P_{TP} = \Delta P_{xx} + \Delta P_{K3} \cdot \frac{S^2}{S_{ном}^2} \tag{3.4}$$

Потери мощности при параллельной работе трансформаторов:

$$\Delta P_{TP} = \Delta P_{xx} \cdot n + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{K3} \cdot \frac{S^2}{S_{ном}^2} \tag{3.5}$$

Для того, чтобы определить ожидаемое значение мощности нагрузки необходимо приравнять правые части выражений 3.4-3.5 и выразить мощность нагрузки *S*:

$$S \geq S_{ном} \cdot \sqrt{\frac{n \cdot \Delta P_{xx}}{\Delta P_{КЗ}}} \quad (3.6)$$

Информация по установленным трансформаторам и их параметрам представлена в таблице А.1. Полученные результаты расчетов представлены в таблице 15.

Таблица 15. Мощность нагрузки, до достижения которой целесообразна работа одного трансформатора

Тип трансформатора	$S_{опт.}$
ТМ-160	100,111 кВА
ТМ-320	250,522 кВА
ТМ-400	252,982 кВА
ТМ-630	396,923 кВА
ТМ-1000	569,043 кВА

Определение целесообразности отключения части ЭО производилась по средствам компьютерного моделирования с учетом критерия оптимальной загрузки трансформаторов. Результат моделирования представлен на рисунке 3.10, где зеленые кружки выделяют ТП, в которых произошли изменения от первоначальных параметров, представленных в Д.2. Результаты расчет данного режима работы показали, что активные потери составляют 493 кВт (14,76%), отклонения напряжения на 14-ти шинах превышают предельно допустимые 10%. В таблице 16 представлена информация о потребляемой мощности и ее суммарных потерях. Полная информация по результатам расчетов представлена в таблицах Д.3-Д.6.

Таблица 16. Режим участка сети с отключенным оборудованием

P, МВт	*Q*, МВАр	*S*, МВА	*ΔP*, МВт	*ΔQ*, МВАр	*ΔS*, МВА	*ΔP`*, %	*ΔQ`*, %	*ΔS`*, %
3,34	1,71	3,75	**0,49**	0,24	**0,55**	14,76	14,22	14,67

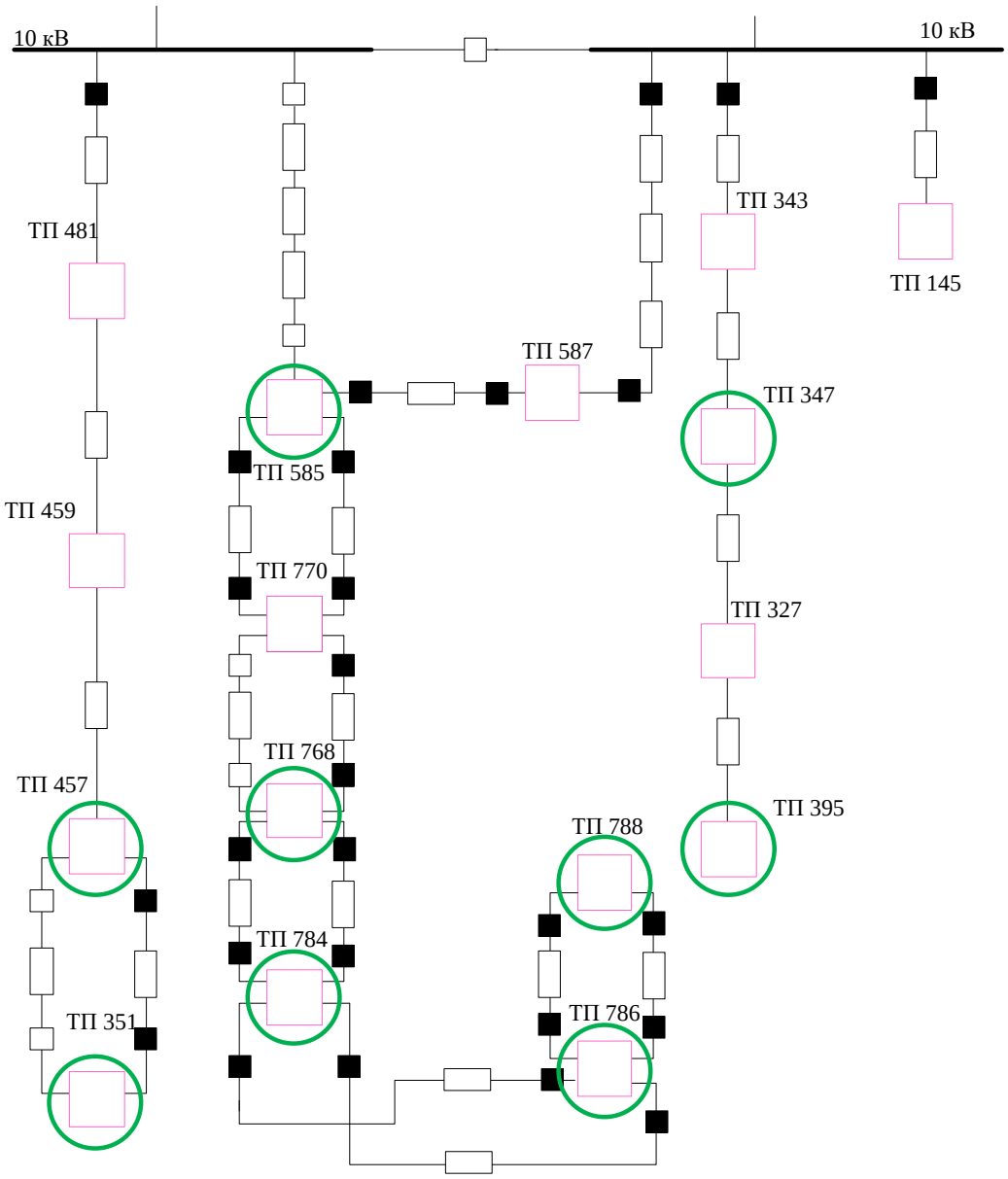


Рисунок 3.10 – Принципиальная схема участка сети с отключенным оборудованием

С помощью устройства ПБВ трансформаторов отрегулировать напряжение не удалось, однако удалось уменьшить его отклонение. В результате расчета активные потери мощности в данном режиме составляют 497 кВт (14,54%). В таблице 17 представлена информация о потребляемой мощности и ее суммарных потерях. Полная информация по результатам расчетов представлена в таблицах Д.7-Д.10. На рисунке 3.11 представлена загрузка трансформаторов после отключения части оборудования.

Таблица 17. Режим участка сети с отключенным оборудованием после регулирования напряжения

P, МВт	*Q*, МВар	*S*, МВА	*ΔP*, МВт	*ΔQ*, МВар	*ΔS*, МВА	*ΔP`*, %	*ΔQ`*, %	*ΔS`*, %
3,42	1,75	3,84	**0,50**	0,25	**0,55**	14,54	14,00	14,32

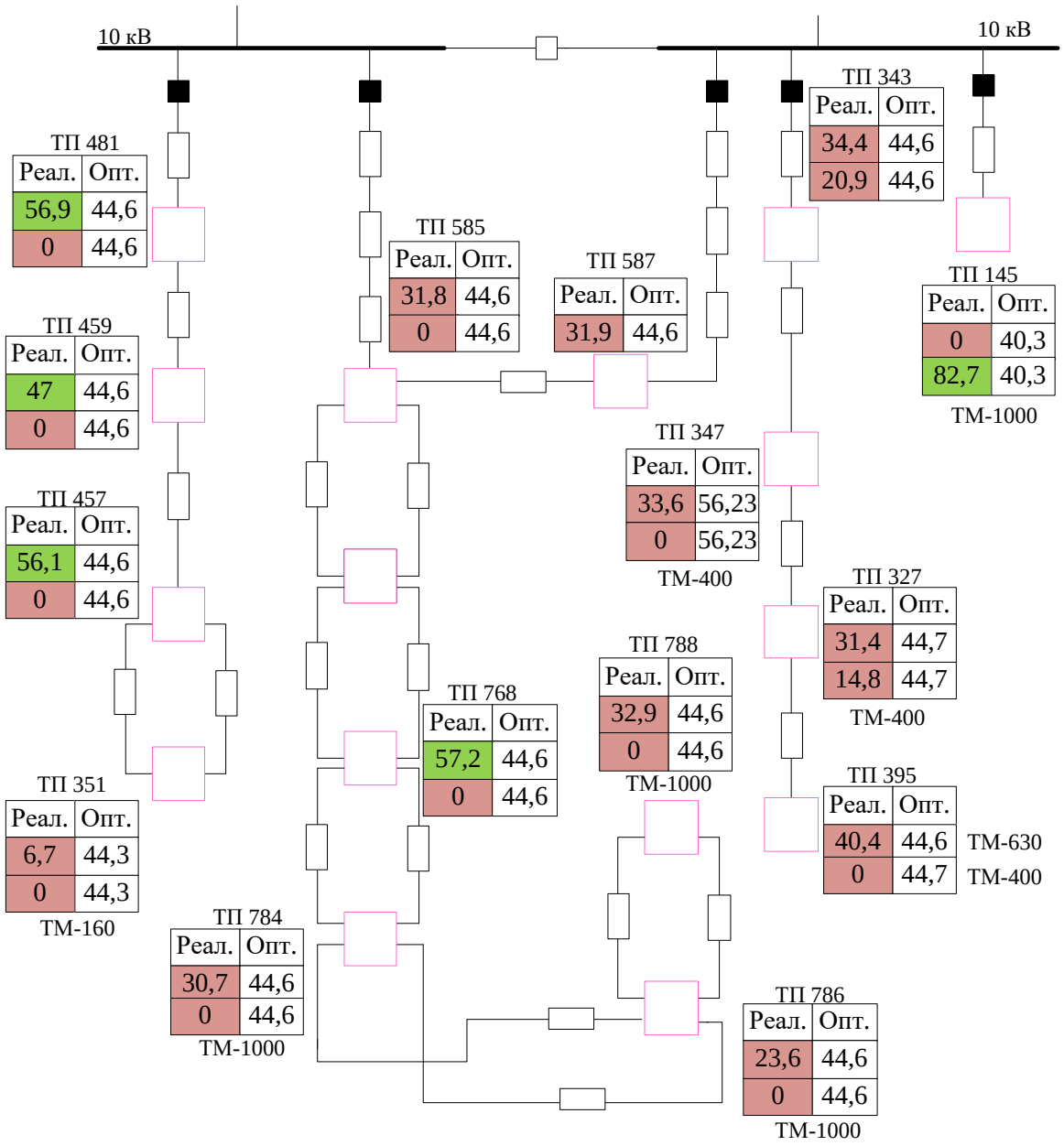


Рисунок 3.11 – Загрузка трансформаторов после отключения части оборудования

Анализируя полученные результаты видно, что отключение части оборудования приводит к значительному увеличению загрузки оборудования, что в свою очередь приводит к снижению потерь ХХ из-за отключенных трансформаторов и к значительному увеличению нагрузочных потерь в оставшихся в работе трансформаторах и КЛ. Увеличение последних обусловлено протеканием по КЛ большей по величине тока, что приводит к увеличению падения напряжения на рассматриваемом участке сети, а снижение напряжения приводит к еще большему увеличению передаваемого тока, поскольку мощность ЭП, присоединенных к сети практически не меняется (СХН), тем самым увеличивая нагрузочные потери. Таким образом, отключение части ЭО приводит к увеличению мощности, потребленной из сети (на 30 кВт) и снижению степени работоспособности ЭП (рис.2.19). Кроме того, из-за уменьшения числа параллельно работающих трансформаторов снижается общая надежность системы. Однако данный режим не характеризуется простоем функционирующего оборудования, большее количество трансформаторов имеет оптимальную степень загрузки, а, следовательно, и максимальный или близки по значению к нему КПД. Рассматривая данный режим работы с этой точки зрения, то в условиях минимальной нагрузки он может оказаться эффективным, но снижения уровня потерь мощности данным способом для рассматриваемого участка сети получить не удастся.

3.4 Определение мест размыкания сети 6(10) кВ

Целью оптимизации мест размыкания ЭС 6(10) кВ является снижение потерь ЭЭ в ЭС, снижение потребляемой энергии системой и др. Методы выбора оптимальных мест размыкания ЭС могут быть разделены на 2 группы. Для методов, относящихся к первой группе характерно наличие замкнутого начального состояния сети, когда все коммутаторы вначале включены. Точками размыкания сети принимаются точки потокораздела (или близкие к ним) в некотором оптимальном режиме сложнозамкнутой схемы сети. Данные методы имеют ряд сложностей, а именно сложности в определении задающих параметров оптимизируемого режима и в принятии решений по размыканию. Для методов второй группы характерно разомкнутое начальное состояние сети, например, рабочее. В данном случае выполнение расчётов для сложнозамкнутой схемы сети не требуется. Новые точки размыкания определяются, исходя из критерия снижения суммарных потерь энергии в двух смежных фидерах. Конечным результатом такого попарного анализа схем фидеров является этап, когда большего снижения потерь мощности достигнуть не удаётся.

Задача оптимизации решается с помощью программного комплекса на основе генетических алгоритмов. Оптимальным считается режим, который обеспечивает минимум суммарных потерь мощности (энергии, энергопотребления из сети и др.):

$$F = \sum \Delta P_{ij} \to \min, \tag{3.7}$$

где ΔP_{ij} – потери мощности на участке сети ij.

В общем случае рассматриваемый алгоритм можно описать следующим образом:

1) Процесс формирования начальной популяции методом случайной генерации в диапазоне допустимых значений. На данном этапе в программе задается непосредственно количество хромосом, которые участвуют в

популяции и количество генов, которые входят в состав хромосомы (состояния системы);

2) Процесс вычисления для хромосом начальной популяции значения функции приспособленности, равное значению целевой функции, которая определена как суммарные потери мощности в сети. При этом для каждой хромосомы каждого из поколений производится расчет установившегося режима ЭС. Программа, на базе которой реализуется генетический алгоритм, для расчета энергораспределения обращается к программному модулю. Хромосома представляется как 1 и 0, где нули в хромосоме означают разрыв. Если программа встречает нулевое значение в хромосоме, то в области исходных данных программы убирается индекс L перед началом соответствующей строки и запускается расчет энергораспределения. Далее программа запоминает полученные значения потерь ЭЭ и сохраняет их в базе данных. Если на последней итерации не может быть обеспечена требуемая точность или решение в принципе невозможно, на хромосому накладывается так называемая штрафная функция, которая исключает ее из популяции и заносит необходимые сведения об этой хромосоме в базу данных;

3) Процесс проверки условия прекращения алгоритма. В качестве критерия для прекращения рассматривается случай, когда выполнение алгоритма к улучшению уже достигнутого ранее результата. Кроме этого, алгоритм может быть запрограммирован на остановку генерацией заданного количества поколений. При выполнении условия остановки, производится переход к завершающему этапу, который заключается в выборе «наилучшей» хромосомы. В противном случае следующим шагом выполняется селекция;

4) Реализация жизненного цикла популяции в виде набора генетических операторов:

- Выбор родительской пары, т.е. хромосом, участвующих в формировании новой популяции с помощью оператора «метод рулетки»;

- Скрещивание определенных хромосом с целью получения новых решений. Для вещественных переменных применяется арифметический кроссовер с вероятностью P_{cr};
- В соответствии с оператором равномерной мутации осуществляется мутация одного выбранного случайным образом гена в каждой из хромосом с заданной вероятностью P_{mut};

5) Процесс формирования новой популяции. В состав новой популяции включаются хромосомы, которые были получены в результате применения генетических операторов к хромосомам временной родительской популяции. Таким образом, формируется текущая популяция для данной итерации генетического алгоритма. После завершения данного процесса необходимо вернуть на этап вычисления значений функции приспособленности для хромосом начальной популяции.

6) Процесс выбора «наилучшей» хромосомы, который наступает в случае выполнения условия прекращения алгоритма. Для этого следует вывести результаты работы, т.е. показать искомое решение.

Блок-схема генетического алгоритма представлена на рисунке 3.12 [80].

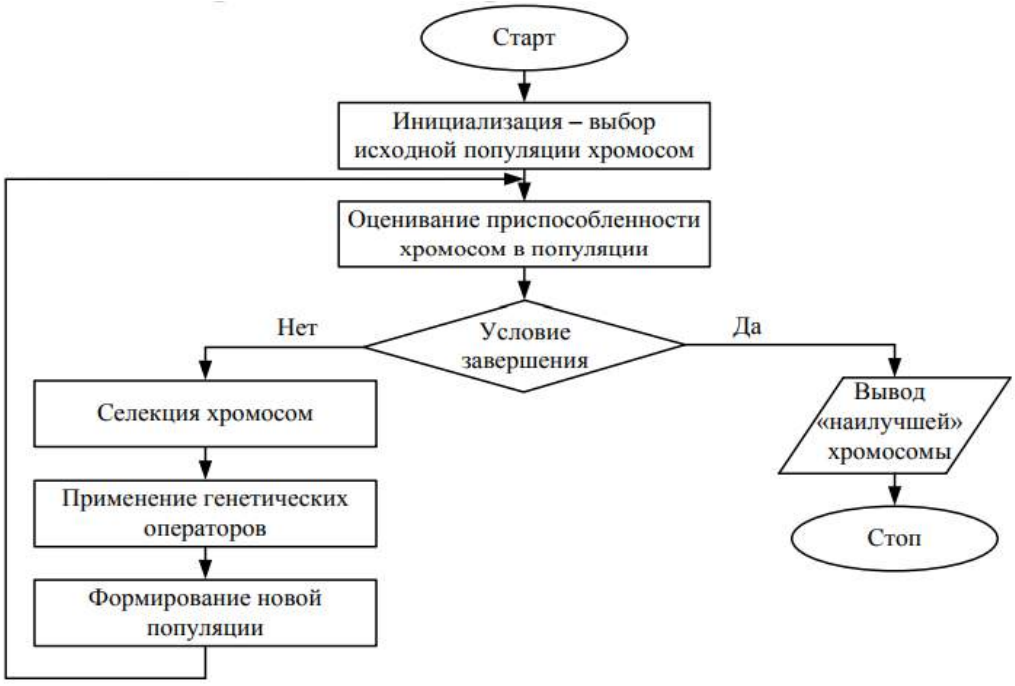


Рисунок 3.12 – Блок-схема генетического алгоритма

Для рассматриваемого участка сложнозамкнутой сети определение оптимальных мест размыкания было проведено на основании вышеописанного алгоритма. Из оптимизации исключены те выключатели, отключение которых может привести к недоотпуску ЭЭ потребителям, поэтому наиболее привлекательными для изучения являются сложнозамкнутые участки, отмеченные контуром. Также в данном модуле параллельно рассматривается отключение/включение ЭО для достижения задачи оптимизации.

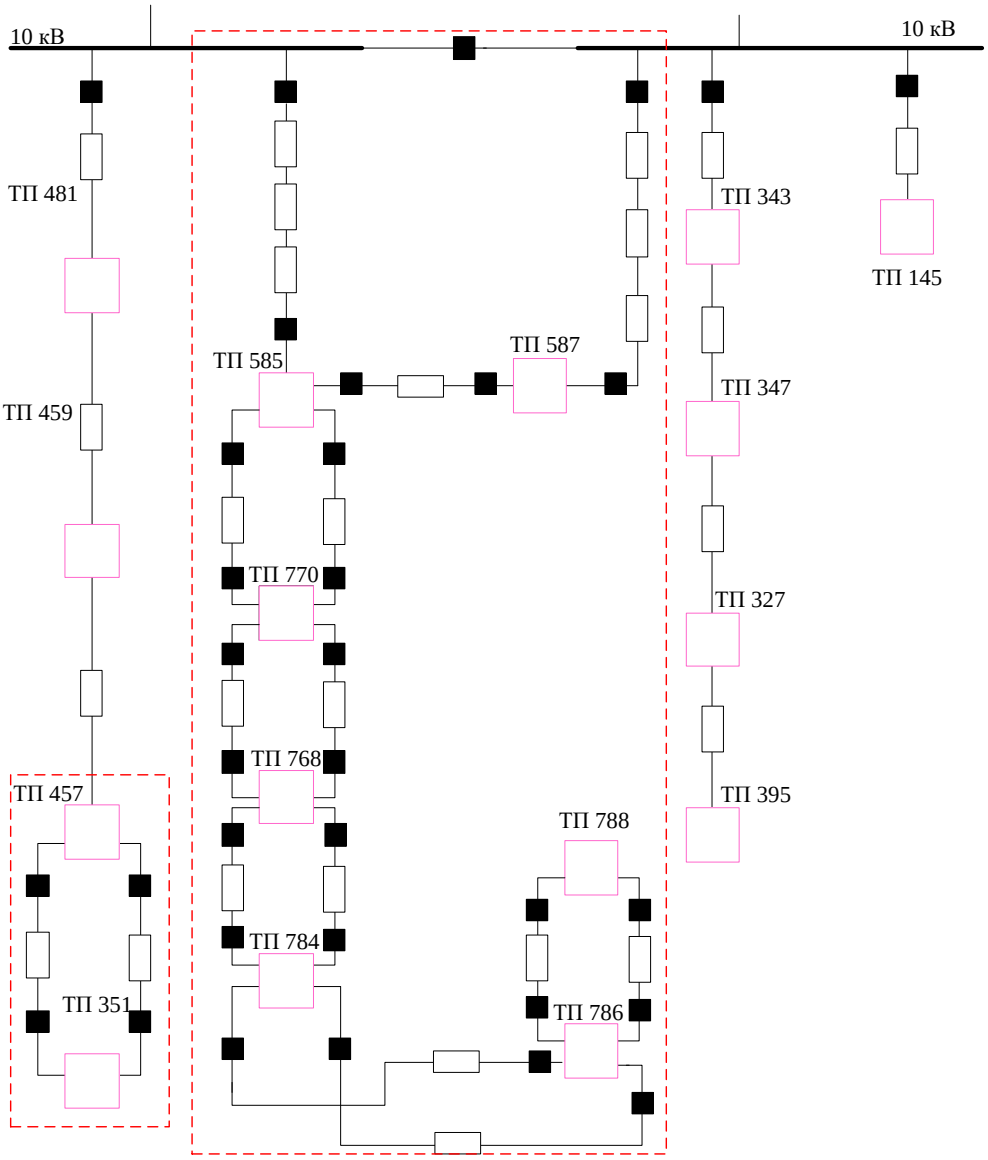


Рисунок 3.13 – Принципиальная схема участка сети после оптимизации

Оптимизация мест размыканий сети с двухсторонним питанием производилась с помощью компьютерного моделирования по критерию

минимума потерь мощности, согласно которому состояние сети при всех замкнутых выключателях является оптимальным, рисунок 3.13. В таблице 18 представлена информация о потребляемой мощности и ее суммарных потерях в данном режиме. Полная информация о результатах расчета представлена в таблицах Е.1-Е.4.

Таблица 18. РМН после оптимизации

P, МВт	*Q*, МВАр	*S*, МВА	*ΔP*, МВт	*ΔQ*, МВАр	*ΔS*, МВА	*ΔP`*, %	*ΔQ`*, %	*ΔS`*, %
3,44	1,77	3,87	**0,32**	0,16	0,35	9,16	8,77	9,08

Согласно полученным результатам, к равномерной загрузке всего работающего ЭО приводит полностью замкнутое состояние системы. Равномерная загрузка в свою очередь обеспечивает снижение нагрузочных потерь в функционирующих трансформаторах и КЛ. В результате оптимизации потери снизились по отношению к первоначальному состоянию на 19,6%. Протекание по КЛ тока меньшей величины привело к снижению падения напряжения на рассматриваемом участке сети, что в свою очередь привело к повышению потребляемого тока нагрузкой (СХН) на 127 кВт, что отражено в таблице 19. Снижение падения напряжения прежде всего обусловлено изменением конфигурации сети, т.к. потребление активной мощности в данном случае увеличивается сильнее, чем реактивной. В комплексе все это привело к тому, что в данном режиме отсутствуют шины с отклонениями напряжения, превышающими регламентированные 10%, что свидетельствует о должном качестве ЭЭ по данному показателю.

Полностью замкнутое состояние сети приводит к повышению надежности электроснабжения, однако данная конфигурация характеризуется отсутствием возможности размыкания для ограничения токов КЗ. При возникновении аварии, существует вероятность перехода ее в более тяжелое

состояние и как следствие привести к отключению большего числа потребителей.

Таблица 19. РМН после оптимизации

Режим	*P*, МВт	*Q*, МВАр	*S*, МВА	*cosφ/tgφ*	*ΔP*, МВт	*ΔP`*, %
Максимальных нагрузок (отрегулированный)	3,388	1,748	3,812	0,89/0,52	0,392	11,57
Оптимальный (минимум потерь)	3,438	1,767	3,866	0,89/0,51	0,315	9,16
|Δ|	**0,050**	0,019	0,054	0,93/0,38	**0,077**	2,41

3.5 Определение стоимости потерь электроэнергии

Для определения экономического эффекта от внесенных изменений требуется оценить стоимость потерь ЭЭ, для чего необходимо знать тариф на ЭЭ и количество ЭЭ, расходующейся на потери.

Полная информация по результатам расчета суток для режимов максимальных и минимальных нагрузок до и после оптимизации, представлены в таблицах Ж.1-Ж.2. В таблице 20 представлена сравнительная информация о потребляемой мощности в двух этих режимах.

Таблица 20. Режимы максимальных и минимальных нагрузок до и после оптимизации

	До оптимизации, кВт	После оптимизации, кВт	Разница, кВт
Режим максимальных нагрузок	294	237	57
Режим минимальных нагрузок	152	126	26

Поскольку в Томске отапливаемый период больше неотапливаемого, для определения средней величины потерь применяются коэффициенты усреднения: 0,7 для зимы и 0,3 для лета. Таким образом, среднегодовое значение потерь, следующее:

$$\Delta P_{ср.год} = 57 \cdot 0,7 + 26 \cdot 0,3 = 47,7\,\text{кВт} \quad (3.8)$$

$$C_Э = C_{УЭ} \cdot \Delta W = C_{УЭ} \cdot \Delta P_{ср.год} \cdot 8760 = 3,54 \cdot 47,7 \cdot 8760 = 1479196\,\text{руб}, \quad (3.9)$$

где $C_{УЭ}$ – удельная стоимость ЭЭ ($C_{УЭ}$=3,54 руб/кВт)

ΔW – потери энергии.

3.6 Выводы

В данной главе произведен расчет режимов максимальных и минимальных нагрузок, согласно которым на рассматриваемом участке сети имеется большое количество шин с заниженным напряжением (от 7 в режиме минимальных нагрузок до 16 в режиме максимальных), а также у большинства трансформаторов средняя загрузка не превышает 25%, что прежде всего свидетельствует о нерациональном использовании установленного ЭО. Были предложены следующие мероприятия по снижению падения напряжения и уровня потерь мощности, а также по обеспечению необходимой загрузки трансформаторов и повышению КПД ЭО:

- Отключение части ЭО, что позволило добиться оптимальной степени загрузки (≈40%) большего количества трансформаторов, что в свою очередь привело к увеличению потерь активной мощности до 14,76%. Количество шин с заниженным напряжением увеличилось до 14.
- Определение оптимальных мест размыкания позволило снизить потери до величины 9,16%, что по отношению к первоначальному состоянию ниже на 19,6%, и привело к отсутствию шин с отклонением напряжения, превышающим регламентированные ГОСТом 10%. Таким образом, уровень напряжения в сети нормализован, потери мощности снижены, кроме этого, режим не характеризуется простоем установленного оборудования. Экономический эффект в данном случае составляет 1479196 руб.

ГЛАВА 4. КОМПЕНСАЦИЯ ВЫСШИХ ГАРМОНИК В ГОРОДСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

4.1 Источники высших гармоник и их негативное влияние в распределительной сети

Причиной возникновения гармонических искажений напряжений и токов в электрических сетях является наличие элементов или оборудования с нелинейной вольт-амперной характеристикой [85]. В случаях, когда мощность нелинейных потребителей не превышает 10-15 % от мощности всех электроприемников, каких-либо особенностей в эксплуатации системы электроснабжения не возникает [86]. При доле нелинейной нагрузки свыше 25% могут проявиться последствия протекания несинусоидальных токов, приводящие к искажению синусоидальности питающего напряжения, сокращению срока службы ЭО из-за интенсификации теплового и электрического старения изоляции и ложному срабатыванию аппаратуры защиты [87, 88]. В распределительных сетях данная цифра выше допустимых пределов, следовательно, гармонические искажения и связанные с этим проблемы в электрических сетях становятся все более превалирующими.

Прежде всего, для уменьшения влияния наличия высших гармоник на ЭО необходимо знать природу их возникновения и источник, а также зону их действия, поскольку высшие гармоник отрицательно влияют на работу энергетических установок [87].

К основным источникам гармоник относятся преобразователи всех типов, насыщенные магнитные цепи (трансформаторы), вращающиеся машины, аппараты, использующие электрический разряд или аппараты с электрической дугой (дуговые печи, сварочные машины, люминесцентное освещение и т. д.).

Развитие энергосберегающих технологий и быстрое распространение различных типов полупроводниковых преобразователей приводит к

появлению большого числа распределенных нелинейных нагрузок с небольшой по величине мощности, характеристики которых могут быстро изменяться.

Нелинейные нагрузки изменяют синусоидальный характер переменного тока, в результате чего возникает поток гармонических токов в силовой сети переменного тока, который создаёт помехи в коммуникационных цепях и разных типах оборудования. Гармонические токи, которые протекают в ЭС, создают падения напряжений на полных сопротивлениях ЭС [88, 89]. Кроме этого, отличие рекомендованных значений такого ПКЭ, как коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения, от действительных значений является индикатором наличия дополнительных потерь в линиях и трансформаторах, которые на сегодняшний день не отнесены ни к одной из общепринятых групп потерь, и как результат ЭС характеризуется заниженной энергоэффективностью передачи и распределения ЭЭ.

4.2 Интенсивность и спектр гармоник в распределительной сети 0,4 кВ

Источники гармонических искажений следует разделять на источники гармонических напряжений и источники гармонических токов. Рассматривая пассивную сеть, находящуюся под воздействием гармонических напряжений, будет характерно появление в ней гармонических токов (и наоборот).

Гармоники, которые можно обнаружить в системах, обычно имеют малый порядок. Так, в основном, наибольший коэффициент имеет гармоника 3-го порядка, если способ соединения обмоток трансформаторов не препятствует ее распространению.

Интенсивность и спектр гармоник по группам источников можно представить как:

1. *Вращающиеся машины* – двигатели и генераторы, вращающееся поле которых не характеризуется идеально синусоидальной формой по причине несинусоидальности напряжения. Причины, которые вызывают появление гармоник напряжения, различны, равно как и различны их характеристики:

- гармоники ЭДС (усиленные непосредственно реакцией якоря) − нечетные гармоники, коэффициенты которых уменьшаются с ростом порядка;
- гармоники порядка h, среди которых кратные трем являются гармониками нулевой последовательности, а остальные образуют прямую и обратную системы;
- зубцовые гармоники относительно высокого порядка, группирующиеся парами (порядки $h=6n+1$) и имеющие одинаковые амплитуды;
- гармоники, которые появляются из-за асимметрии магнитного поля, имеют нечетные порядки, и величина их коэффициентов убывает с ростом порядка.

2. *Насыщенные магнитные цепи*. Симметричный вид петли гистерезиса позволяет считать, что в данном случае существуют только нечетные гармоники. Разложение в ряд Фурье напряжений на зажимах каждой из фаз,

которые предполагаются идеально симметричными, приводит к следующим выражениям:

$$U_1 = u_1 \cos(\omega t - \varphi_1) + u_3 \cos(3\omega t - \varphi_3) + u_5 \cos(5\omega t - \varphi_5) + \ldots; \quad (4.1)$$

$$U_2 = u_1 \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3} - \varphi_1) + u_3 \cos(3\omega t - \frac{6\pi}{3} - \varphi_3) + u_5 \cos(5\omega t - \frac{10\pi}{3} - \varphi_5) + \ldots; \quad (4.2)$$

$$U_3 = u_1 \cos(\omega t - \frac{4\pi}{3} - \varphi_1) + u_3 \cos(3\omega t - \frac{12\pi}{3} - \varphi_3) + u_5 \cos(5\omega t - \frac{20\pi}{3} - \varphi_5) + \ldots \quad (4.3)$$

Исключая члены, кратные двум, устанавливаем, что каким бы ни было h=0, 1, 2 и т.д.:

- гармоники порядка K=6k+1 являются образующими прямую систему;
- гармоники порядка h=6n-1 являются образующими обратную систему;
- гармоники порядка h=(n+1)^3 являются образующими систему нулевой последовательности.

С ростом порядка амплитуды этих гармоник убывают и зависят от состояния насыщения сердечников. Величина коэффициентов гармоник 3-го, 5-го и 7-го порядков достигает существенных значений, например 30% и более. Гармоники 3-го порядка могут быть исключены путем соединения обмотки в «треугольник», создавая таким образом для них короткое замыкание, поскольку они униполярны.

3. *Преобразователи* всех типов. Пусть p − число фаз выпрямителя, в основном, p=6 или p=12. Выпрямитель, установленный на стороне постоянного тока, может быть рассмотрен как источник гармоник напряжения порядка h, кратного p, имеющих переменную амплитуду в зависимости от режима.

Установленный выпрямитель со стороны переменного тока уэе рассматривается как источник гармоник токов порядка h=np+1 (соответственно и прямых и обратных), коэффициент которых равен 1/h. Эти токи выступаю источниками гармоник напряжения в полных сопротивлениях системы, изменяющиеся в зависимости от величины потребляемой

выпрямителем нагрузки. В случае, когда величина нелинейной нагрузки мала по сравнению с общей нагрузкой системы, гармоники напряжения будут незначительными. Типичный вид спектра изображен на рисунке 4.1.

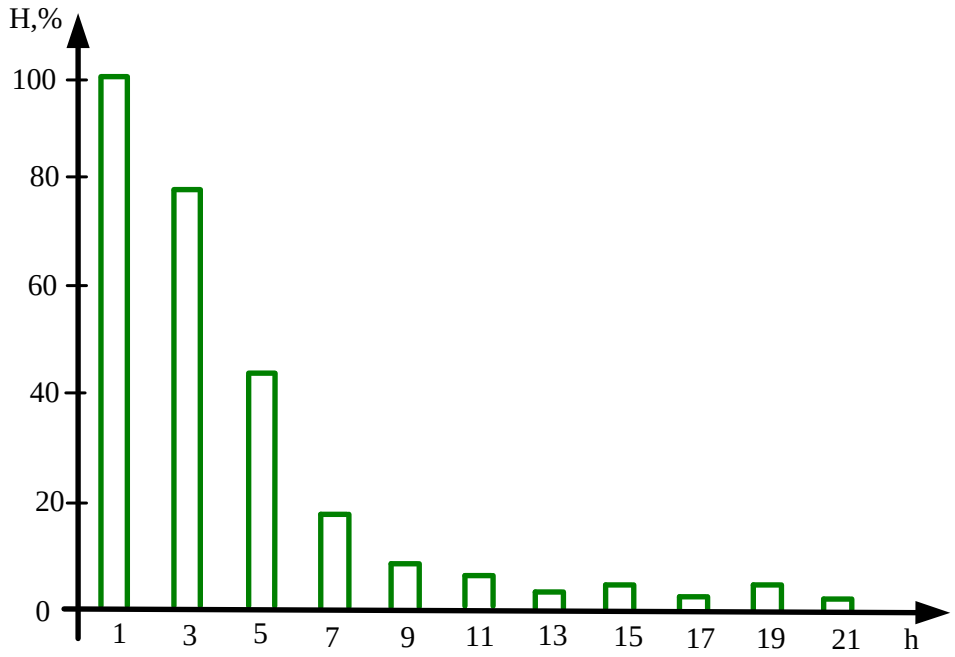


Рисунок 4.1 - Нескомпенсированный спектр нагрузок ПК-типа

4. *Аппараты, в которых образуется электрическая дуга или аппараты, которые используют электрический разряд,* являются источниками гармоник не стабильных во времени. Обычно их коэффициенты с ростом порядка быстро убывают. При 3-й и 5-й гармониках величина коэффициентов может достичь опасных значений.

Иногда таким аппаратам свойственно появление несимметрии при работе во время полупериодов, которые характеризуются обратными полярностями, что обуславливается наличием гармоник четных порядков (например, 4-й и 10-й).

4.3 Обзор норм и стандартов в области обеспечения качества электрической энергии

Гармонические искажения в ЭС регламентируются различными утвержденными стандартами и нормами: стандартами обеспечения совместимости РС, нормативными требованиями к ЭО, которые являются источниками гармоник, рекомендациями энергоснабжающих компаний, которые применяются непосредственно к электроустановкам [14, 90-97].

В большинстве промышленно развитых стран разработаны стандарты, технические регламенты и технологические правила, регламентирующие основные параметры, характеризующие качество электроэнергии, а также методы измерения и контроля этих параметров. В России и странах СНГ нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения регламентируются ГОСТ 32144-2013 [14]. Согласно данному стандарту, под качеством электрической энергии понимается (КЭ) «степень соответствия характеристик электрической энергии в данной точке электрической системы совокупности нормированных показателей КЭ». К нормируемым показателям относят показатели, которые имеют непосредственное отношение к характеристикам напряжения электропитания, которые в свою очередь относятся к частоте, форме и значениям напряжения, а также к симметрии напряжений в трехфазных СЭС [14].

Настоящий стандарт содержит список проблем, связанных с качеством электроэнергии. Основной ущерб идёт от высших гармоник, а именно: отклонения напряжения, колебания напряжения, отклонение частоты, несимметрии напряжения, несинусоидальности напряжения, провалов напряжения, временных перенапряжений и импульсов напряжения. В ГОСТ 32144−2013 гармоники тока явно не нормируются. КЭ контролируется, сетевыми организациями, только до точки разграничения балансовой принадлежности. Согласно [14] нормально допустимые значения искажения кривой напряжения для сетей 6-20 кВ составляют 5%, а предельные − 8%. При

этих искажениях получены следующие значения потерь мощности, приведенные в таблице 21.

Таблица 21. Дополнительные потери трансформаторов 10/0,4 кВ номинальной мощностью $S_{ТРном}$ при различном уровне коэффициента гармоник

Тип трансформатора	Дополнительные потери, % от номинальной мощности	
	K_U=5%	K_U=8%
ТМ 25-10/0,4	10,431	27,131
ТМ 40-10/0,4	9,441	24,573
ТМ 63-10/0,4	8,810	22,931
ТМ 100-10/0,4	8,573	22,301
ТМ 160-10/0,4	6,820	17,762
ТМ 250-10/0,4	6,341	16,510
ТМ 400-10/0,4	5,673	14,741
ТМ 630-10/0,4	3,321	8,862

ГОСТ 30804.4.7-2013 действует в отношении средств измерений, предназначенных для осуществления измерений спектральных составляющих напряжения и тока в диапазоне частот до 9 кГц, наложенные на основные составляющие в СЭС частотой 50 и 60 Гц. Данный стандарт регламентирует характеристики средств измерения, которые предназначены для измерений параметров гармонических токов и напряжений в действующих СЭС, а также для проведения испытаний отдельных образцов технических средств с целью определения их соответствия нормам эмиссии низкочастотных кондуктивных помех, которые в свою очередь устанавливаются в соответствующих стандартах (например, нормам эмиссии гармонических составляющих потребляемого тока в соответствии с ГОСТ 30804.3.2) [90].

Стандарт применяется при измерениях КЭ в ЭС:

- СЭС общего назначения, которые присоединены к Единой энергетической системе;

- изолированных СЭС общего назначения;

- СЭС промышленных предприятий и других объектов народного хозяйства, которые не относятся к системам общего назначения, а также в ЭС, которые находятся в собственности потребителей ЭЭ, подключенных к указанным СЭС.

Методы измерений изложены применительно к отдельным показателям КЭ для получения достоверных и повторяемых результатов независимо от средств измерений, используемых в соответствии с этими методами. Методы измерений установлены для проведения измерений на местах эксплуатации электрооборудования [91].

Стандарт IEEE 519-1992 содержит рекомендации по конструированию фильтров для фильтрации гармоник в электрических системах. Основные требования уровня гармоник, установленные в стандарте, приведены в таблицах 22 и 23 [92].

В таблице 22 приведены максимальные напряжения гармоник в процентах от номинального напряжения питания для нагрузок, подключенных к точке общего присоединения в зависимости от характера нагрузки. При этом, характер нагрузки численно отображается отношением максимального тока короткого замыкания ISC к максимальному току потребления IL.

Таблица 22 − Максимальное напряжение отдельной гармоники по току

ISC/ IL	Максимальное напряжение отдельной гармоники, %	Примечание
10	2.5…3.0	Узкоспециализированные системы
20	2.0…2.5	1-2 крупных потребителя
50	1.0…1.5	Несколько сравнительно больших потребителей
100	0.5…1.0	5-20 потребителей среднего масштаба
1000	0.05…0.1	Множество мелких потребителей

Для того чтобы обеспечить уровни напряжения гармоник, указанные в таблице 22, стандарт устанавливает пределы на токи гармоник, достигающие точки общего присоединения в зависимости от характера нагрузок (табл. 23). Кроме того, общий коэффициент нелинейных искажений по току должен быть не более 12%.

Таблица 23 − Максимальные токи нечетных гармоник в процентах от тока нагрузки для сетей с напряжением свыше 120 В

ISC/ IL	Порядок гармоник					Общий коэффициент нелинейных искажений по току
	k <11	11<k<17	17<k<23	23<k<35	35<k	
<20	4	2	1,5	0,6	0,3	5
20<50	7	3,5	2,5	1	0,5	8
50<100	10	4,5	4	1,5	0,7	12
100<1000	12	5,5	5	2	1	15
>1000	15	7	6	2,5	1,4	30

Примечание: токи чётных гармоник ограничиваются на уровне 25% от ближайших нечётных. Искажения, сопровождающиеся возбуждением постоянной составляющей в токе потребления, недопустимы.

При конструировании систем в соответствии с требованиями IEEE Std 519 необходимо либо ограничивать токи гармоник, возбуждаемых нелинейными нагрузками, либо использовать соответствующие фильтры.

4.4 Показатели гармонических искажений

Существуют показатели, позволяющие измерять и оценивать гармонические искажения тока и напряжения, которые также являются необходимым инструментом, используемым для определения возможных корректирующих действий. К таким показателям относят:

Коэффициент амплитуды (крест-фактор) − это отношение пикового значения тока или напряжения к их действующим значениям:

$$k_a = \frac{I_m}{I_{rms}} \quad \text{или} \quad k_a = \frac{U_m}{U_{rms}}, \tag{4.4}$$

где I_m, U_m-пиковое значения тока/напряжения,

I_{rms}, U_{rms} - действующее значение тока/напряжения.

Для сигнала синусоидальной формы данный коэффициент равен $\sqrt{2}$. В противном случае его значение может быть либо больше, либо меньше $\sqrt{2}$.

В случае потребления токов нелинейными нагрузками данный коэффициент значительно превышает $\sqrt{2}$ и может достигать значений, равных 1,5-2 и даже 5 в критических случаях. Очень большой коэффициент амплитуды является индикатором наличия значительных сверхтоков, которые являются причиной ложных отключений, при их обнаружении защитными устройствами.

Мощность искажения. Полная мощность *S* определяется как:

$$S = U_{rms} \cdot I_{rms}, \tag{4.5}$$

где U_{rms} - действующее значение напряжения,

I_{rms} - действующее значение тока.

При наличии гармонических составляющих формула имеет следующий вид:

$$S^2 = \left(\sum_{n=1}^{\infty} U_{rms}^2 \right) \cdot \left(\sum_{n=1}^{\infty} I_{rms}^2 \right) \tag{4.6}$$

Отсюда видно, что при наличии гармоник привычное отношение $S^2 = P^2 + Q^2$ недействительно.

Мощность искажения определяется исходя из выражения $S^2 = P^2 + Q^2 + D^2$, т.е.:

$$D = \sqrt{S^2 - P^2 - Q^2}, \tag{4.7}$$

где $P = \sum_{h=1}^{\infty} U_h \cdot I_h \cdot \cos\varphi_h$ – активная мощность сигнала, в составе которого имеются гармоники, которая представляет собой сумму активных мощностей, порождаемых напряжениями и токами одного и того же порядка.

$Q = U_1 \cdot I_1 \cdot \sin\varphi_1$ – реактивная мощность (РМ), которая определяется только для основной частоты.

Поэтому мощность искажений часто называют РМ второго рода и представляет она из себя сумму отдельных гармоник РМ. Говоря о нормах и стандартах, то данный показатель не имеет конкретного отражения ни в одном из документов, а лишь косвенно через коэффициент нелинейных искажений по напряжению, поэтому на сегодняшний день в экономических расчетах данный показатель не участвует, что приводит к недоучету количества потерь мощности, вызванного существованием мощности искажений.

Частотный спектр – это гистограмма, изображающая амплитуду каждого ряда гармоник по отношению к ее частоте. Для примера, на рисунке 4.2 показан частотный спектр прямоугольного сигнала для напряжения *U(t)*.

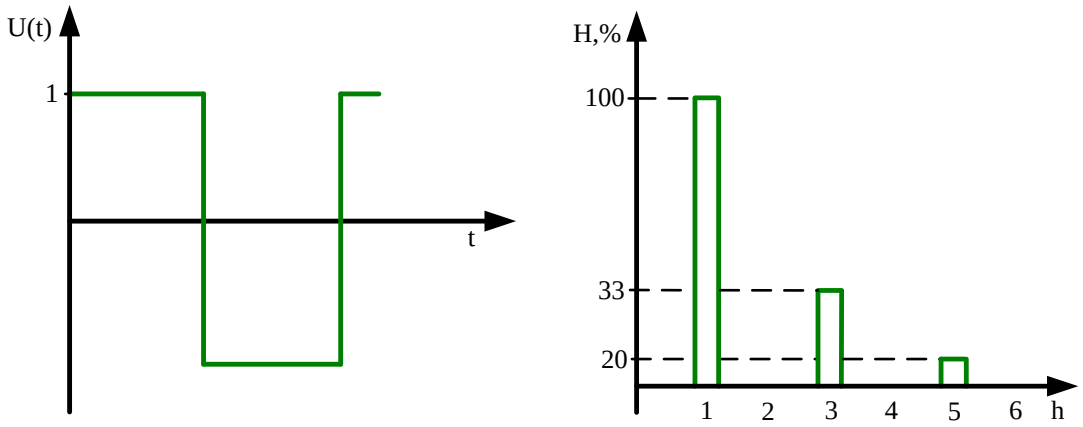


Рисунок 4.2 – Частотный спектр прямоугольного сигнала

Коэффициент мощности (Power Factor – PF). При идеальных синусоидальных зависимостях напряжения и тока справедливо говорить, что коэффициент мощности равен косинусу фи, который учитывает разность фаз между напряжением и током. При условии линейности нагрузки косинус фи определяется, как отношение активной мощности к полной, согласно следующей формуле:

$$PF = \cos\varphi = \frac{P}{S}, \tag{4.8}$$

где $P = U \cdot I \cdot PF$ – активная мощность, Вт; PF – коэффициент мощности; $S = U \cdot I$ – полная мощность, ВА.

Если измеренный коэффициент мощности не равен $\cos\varphi$, то это указывает на наличие в сети значительных гармонических искажений (т.е. *PF* меньше $\cos\varphi$). Для оценки качества потребляемой электроэнергии при отличии формы тока от идеальной синусоиды параметра $\cos\varphi$ становится недостаточно, поскольку необходимо учитывать гармонический состав потребляемого тока. Для этого вводится отличное от $\cos\varphi$ понятие коэффициента мощности и определяется по следующим формулам:

$$PF = \frac{P}{S} \text{ или } PF \approx \frac{\cos\varphi_1}{\sqrt{1+THD_I^2}}, \tag{4.9}$$

где THD_I *(Total Harmonic Distortion* или коэффициент нелинейных искажений (КНИ)) – коэффициент, определяемый отношением действующего значения первой гармоники тока к корню из суммы квадратов высших гармоник [98].

В реально-эксплуатируемых РС *PF* всегда меньше *cosφ*, что свидетельствует о наличии отдельной группы потерь, которые на сегодняшний день не учтены ни в одном из нормируемых ПКЭ, а соответственно и не учитываются при определении суммарных потерь в РС.

Общее гармоническое искажение или КНИ (Total Harmonic Distortion - THD) – это коэффициент, определяемый отношением действующего значения

первой гармоники тока/напряжения к корню из суммы квадратов высших гармоник [98]:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} y_h^2}}{y_1} \tag{4.10}$$

Значение КНИ обычно выражается в процентах и может превышать 1. Согласно стандарту МЭК 61000-2-2, *h* можно ограничить значением 50.

КНИ по току и по напряжению определяются согласно следующим формулам:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \text{ и } THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} U_h^2}}{U_1} \tag{4.11}$$

Если известно суммарное значение, то можно использовать нижеприведенные формулы:

$$THD_I = \sqrt{\left(\frac{I_{rms}}{I_1}\right)^2 - 1} \text{ и } THD_U = \sqrt{\left(\frac{U_{rms}}{U_1}\right)^2 - 1} \tag{4.12}$$

Последствия искажения тока и напряжения различны. Далее приведены последствия работы оборудования при наличии соответствующего процента нелинейных искажений по напряжению [99]:

- <5% – нормальная ситуация, отсутствие сбоев в работе оборудования;
- 5-8% – наличие значительных загрязнений сети гармониками, в результате чего возможны некоторые сбои в работе оборудования;
- 8% – большая степень загрязнения сети гармоническими составляющими, в результате чего возможны сбои в работе оборудования. Требуется проведение тщательного анализа и установки компенсирующих или ФКУ.

А также последствия работы оборудования при наличии соответствующего процента нелинейных искажений по току:

- <10% – нормальная ситуация, отсутствие сбоев в работе оборудования;
- 10-50% – наличие значительных загрязнений сети гармониками с опасностью повышения температуры нагрева кабелей и обусловленной этим

необходимостью замены на кабели большего сечения и переход на более мощные источники питания (данный вариант присущ исследуемому участку городской РС);

• 50% – большая степень загрязнения сети гармониками, в результате чего возможны сбои в работе оборудования. Требуется проведение тщательного анализа и установка компенсирующих или ФКУ.

Среди стандартных изложений последствий работы оборудования нет ни одного упоминания о том, что наличие гармонических искажений по току и напряжению приводит к увеличению тока в сети, снижению пропускной способности и как результат к увеличению нагрузочных потерь, которые являются составной частью суммарных потерь, за которые сетевые компании несут ответственность. Не учет данного фактора можно прежде всего связать с тем, что как уже отмечалось выше потери, вызванные гармоническими искажениями не выделены в отдельную группу и не имеют экономической составляющей при определении суммарных потерь.

Реальные формы тока и напряжения отдельного района сети г. Томска, снятые прибором HIOKI PW3198, представлены на рисунках 4.3 и 4.4 соответственно [100].

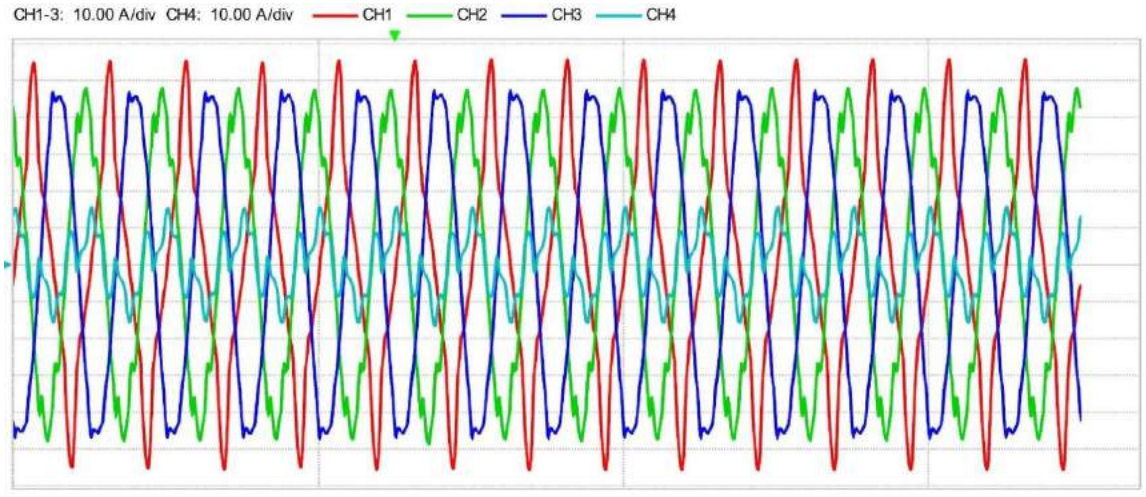


Рисунок 4.3–Токи на шинах потребителей 0,4 кВ ТП 459

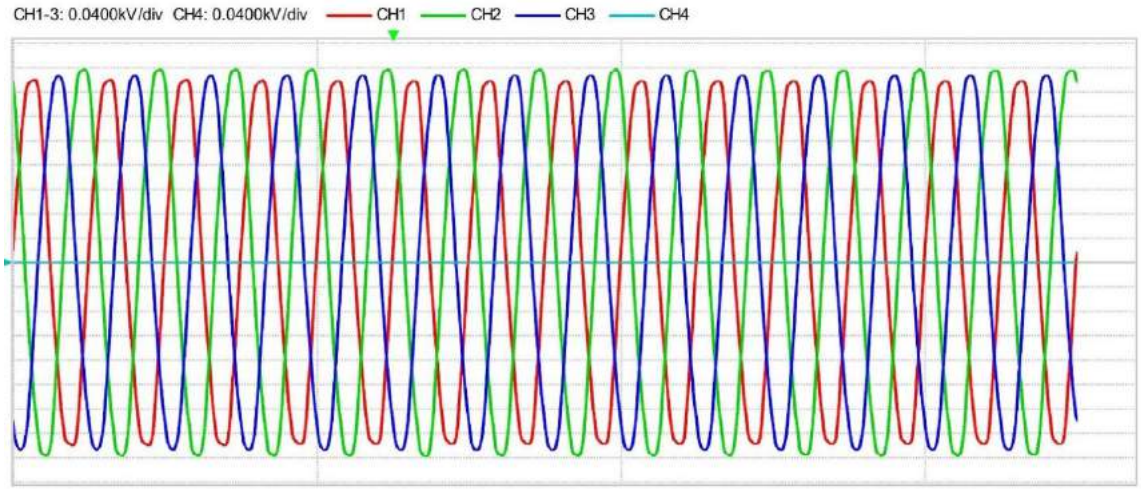


Рисунок 4.4– Напряжения на шинах потребителей 0,4 кВ ТП 459

Зависимости напряжения удовлетворяют предъявляемым требованиям согласно [14], в отличие от зависимости токов, в которых наличие нелинейной нагрузки оказывает существенное влияние на синусоидальную форму сигнала, искажая ее вплоть до треугольника. КНИ по току для исследуемого участка сети достигает значений 30-50%, однако данный показатель на сегодняшний день не имеет отражения ни в одном из утвержденных нормативных документов, поскольку считается что все потребители – это потребители напряжения, а зависимости напряжения как отмечено выше и показано на рисунке 4.4 соответствуют нормам. Стоит отметить, что современный потребитель является первопричиной прогрессирующего тренда на установку нелинейных элементов, в том числе и инверторов тока. Современные технологии позволяют защитить потребителя от низкого качества ЭЭ используя, например, такие элементы как стабилизатор напряжения для защиты от провалов напряжения, который в свою очередь характеризуется наличием нелинейных элементов; от искажения формы тока и напряжения устанавливаются преобразователи с промежуточным звеном постоянного тока. Таким образом потребитель защищен от сети, однако все это приносит в сеть большое количество гармонических искажений по току, которые в свою очередь являются причиной искажения напряжений. Присутствие множества гармонических составляющих, высокое значение КНИ значительно искажают

сигнал, что сказывается на величине передаваемого тока, увеличивая его, снижая пропускную способность сети и увеличивая тем самым нагрузочные потери в линиях и трансформаторах. Следовательно, необходимо снизить содержание гармоник до уровней, удовлетворяющих требованиям электрических сетей, повысив тем самым энергоэффективность передачи и распределения ЭЭ в городских РС.

4.5 Фильтрокомпенсирующее устройство на стороне 0,4 кВ

Мощность искажений носит колебательный характер, т.е. совершает бесполезную работу по замкнутому циклу. На рисунке 4.5 представлены пульсации мгновенной мощности, вызванные нелинейностью нагрузки – работа сети на выпрямитель (мост Ларионова) и активно-емкостную нагрузку. Величина среднего значения активной мощности зависит от величины активного сопротивления нагрузки, а среднего значения РМ − от величины емкостной составляющей нагрузки. Энергия искажений колеблется между фазами и между вторичной обмоткой трансформатора и потребителем, нанося вред обоим: со стороны трансформатора происходит дополнительное подмагничивание магнитопровода, что приводит к росту постоянных потерь и отсутствию возможности работы трансформатора в номинальном режиме, со стороны потребителя – потребляемая мощность становится недоиспользованной. Поэтому для уменьшения потерь и повышения качества ЭЭ имеет место коррекция коэффициента мощности.

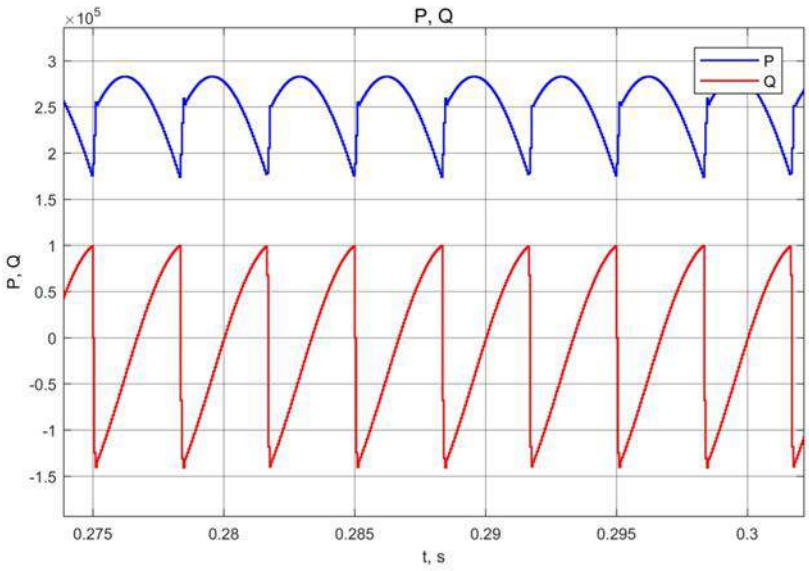


Рисунок 4.5 − Энергетические процессы в нелинейной трехфазной цепи с активно-емкостной нагрузкой

Коррекции коэффициента мощности можно добиться с помощью пассивной коррекции, при которой компенсация РМ достигается путем добавления компонента с равным, но противоположным значением РМ. Пассивная коррекция коэффициента мощности хорошо подходит для линейных нагрузок в больших масштабах, где по сравнению с размерами и стоимостью системы в целом, стоимость системы коррекции коэффициента мощности незначительна. В настоящее время большинство энергосистем характеризуется большим числом распределенных нелинейных нагрузок [6].

Однако исходя из практики, пассивные фильтры не обеспечивают достаточной коррекции коэффициента мощности. Рекомендуется применять активные схемы коррекции коэффициента мощности для обеспечения принудительной коррекции тока исходя из параметров напряжения. В РС на стороне 0,4 кВ основное распространение получили активные фильтры.

АФКУ легко регулируются в широком диапазоне частот, при этом качество фильтрации не ухудшается. Высокое входное сопротивление предотвращает чрезмерную нагрузку источника питания, а низкое выходное сопротивление предотвращает воздействие фильтра на нагрузку.

Для исключения возможностей генерации последовательного или параллельного резонанса в системе электропитания активные фильтры могут быть совместно использованы с пассивными фильтрами [101].

4.6 Однофазное АФКУ

Однофазный активный фильтр в литературе [103] также встречается как корректор коэффициента мощности (ККМ).

Произведен анализ и исследование модели установки, запитанной от промышленной однофазной сети переменного тока. На рисунке 4.6 приведена схема исследуемой цепи.

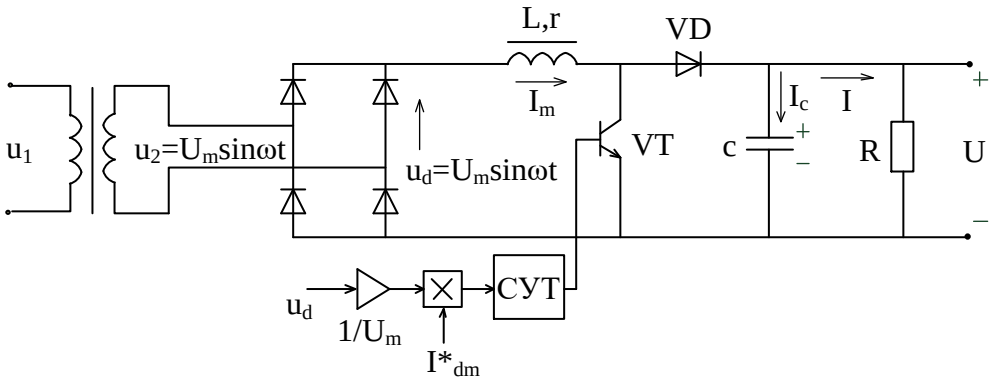


Рисунок 4.6 − Схема корректора коэффициента мощности

ККМ применяются в импульсных источниках питания, которые подключаются к однофазной сети переменного напряжения через двухполупериодный выпрямитель (рис. 4.6).

На сегодняшний день в ККМ реализуются различные алгоритмы управления транзистором импульсного преобразователя [103, 104]:

- Синхронный алгоритм управления с выключением транзистора по заданному максимальному току в накопительном дросселе;
- Синхронный алгоритм управления с выключением транзистора по заданному минимальному току в накопительном дросселе;
- Синхронный алгоритм управления - "токовый коридор".

В зависимости от параметров схемы ККМ могут работать как в режиме непрерывного тока, так и в режиме прерывистого тока с накопительным дросселем.

На рисунке 4.7 показана модель для исследования ККМ в программном комплексе *MATLAB*.

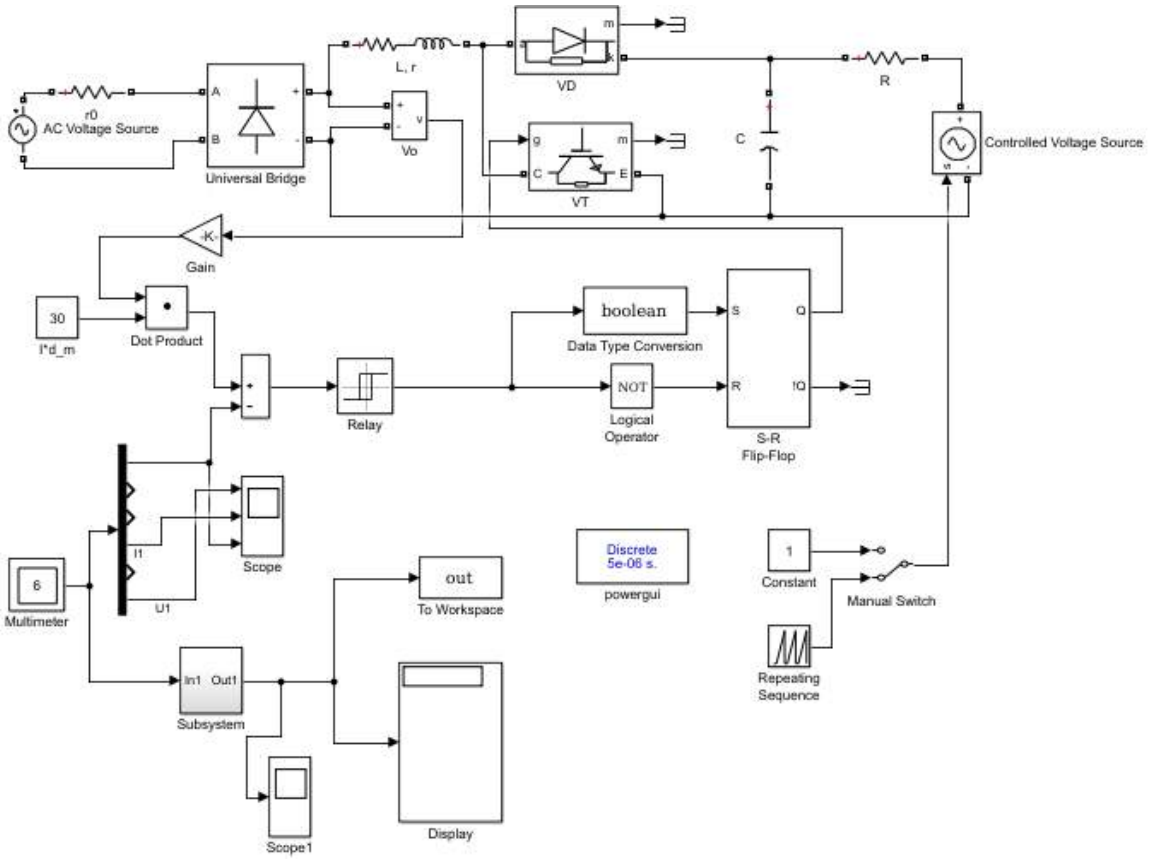


Рисунок 4.7 − Модель для исследования ККМ в *MATLAB*

Модель состоит из силовых блоков, блоков управления, измерения и передачи сигналов, а также рабочей области. Параметры блоков приведены в таблице 24, параметры системы − в таблице 25.

Таблица 24. Параметры блоков

Блок	Параметры блока
Источник синусоидальнонго напряжения (однофазный)	*Peak amplitude (V) – 310* *Phase (deg) – 0* *Frequence (Hz) – 50* *Measurements – Voltage*

Таблица 24. Продолжение

Однофазный выпрямитель	*Number of bridge arms – 2* *Snubber resistance Rs (Ohm) – 1e2* *Snubber capacitance Cs – 1e-6* *Power electronic devices – Diodes* *Ron (Ohm) – 1e-1* *Lon (H) – 1e-4* *Forvard voltage Vf (V) – 0,8* *Measurements – UAB* *Udc voltages*
Силовой диод	*Resistance Ron (Ohm) – 0,1* *Inductance Lon (H) – 0* *Forvard voltage Vf (V) – 1* *Initial current Ic (A) – 0* *Snubber resistance Rs (Ohm) – 1e5* *Snubber capacitance Cs – inf*
Силовой транзистор	*Resistance Ron (Ohm) – 0,1* *Inductance Lon (H) – 0* *Forvard voltage Vf (V) – 1* *Current 10 % nail time Tf (s) – 1e-6* *Current nail time Tf (s) – 2e-6* *Initial current Ic (A) – 0* *Snubber resistance Rs (Ohm) – 1e5* *Snubber capacitance Cs – inf*
Последовательная RLC-цепь	*Branch type – R L* *Resistance Ron (Ohm) – 0,3* *Inductance Lon (H) – 3,3e-3* *Measurements – Branch current*
Конденсатор фильтра и сопротивление нагрузки	*C-Branch type – C* *Capacitance C (F) – 1,3e-3* *Measurements – Branch voltage* *C-Branch type – R* *Resistance R (Ohm) – 40* *Measurements – Branch current*
Управляемый источник противоЭДС	*Source type – DC* *Initial amplitude – 0* *Measurements – None*

Таблица 24. Продолжение

Генератор задания противоЭДС	*Time values – [0; 0,2; 0,71]* *Output values – [1; 1; 1200]*
Измеритель напряжения и тока	*Available Measurements – Ub: C; Uab: Universal Bridge; Udc: Universal Bridge; Usrc: AC; Ib: L, r; Ib: r0; Udc: Universal Bridge;*

В схеме заданную амплитуду и форму тока в дросселе обеспечивают блоки: датчик напряжения *V1*, делитель $1/U_m$ и блок перемножения *DotProduct*. Однофазный двухполупериодный выпрямитель запитывается от однофазного источника синусоидального напряжения, сопротивление включено для измерения тока в сети. В блоке *Subsystem 1* последовательно вычисляются: амплитуда тока в дросселе, среднее напряжение на нагрузке, средний ток нагрузки, амплитуда тока в сети и действующий ток в дросселе.

Таблица 25. Данные для моделирования

Параметр	Величина
Амплитуда входного напряжения	310 В
Частота входного напряжения	50 Гц
Номинальное напряжение нагрузки	400 В
Номинальный ток нагрузки	10 А
Номинальное сопротивление нагрузки	40 Ом
Диапазон изменения сопротивления нагрузки	20-100 Ом
Время симуляции	0,7 с
Шаг дискретизации	10^{-5}

Полученные электромагнитные и энергетические характеристики при изменении тока нагрузки показаны на рис.4.8-4.10.

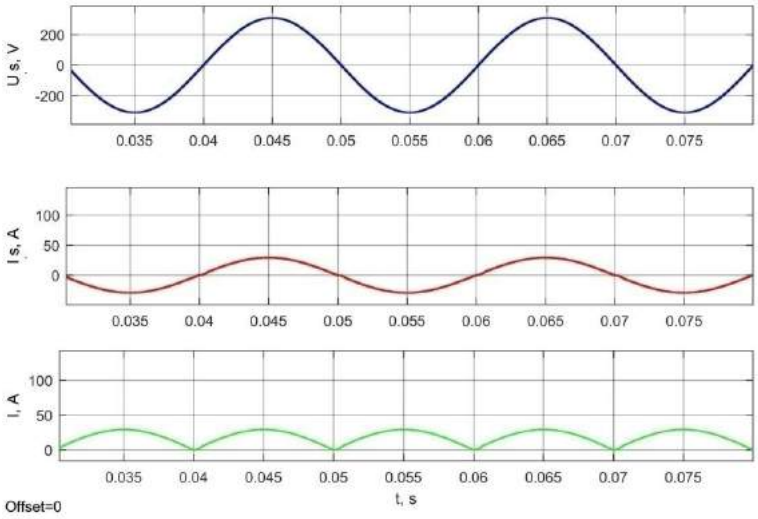


Рисунок 4.8 – Электромагнитные процессы напряжения и тока в сети и тока дросселя

Как видно из рисунка 4.8, сдвиг по фазе между напряжением и током в сети отсутствует.

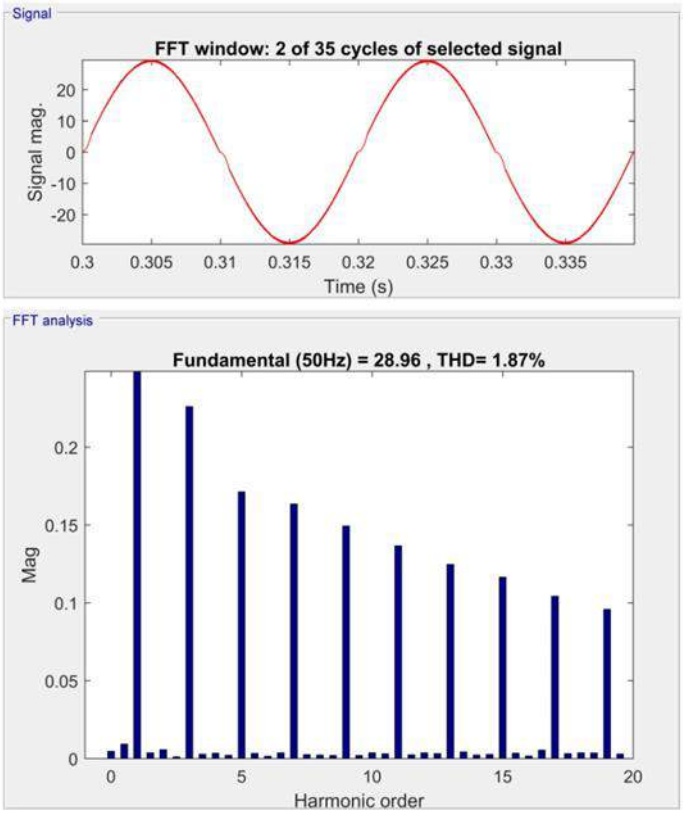


Рисунок 4.9 – Спектральный состав тока сети

Рисунок 4.9 показывает, что коэффициент нелинейных искажений в сети составляет 1,87%. Величина КНИ тока является незначительной,

следовательно, не оказывает большого влияния на уровень потерь и работу оборудования. Форма волны синусоидальная.

На рисунка 4.10 представлены электромагнитные и энергетические характеристики ККМ, для получения которых необходимо в модели установить переключатель (*ManualSwitch*) в нижнее положение.

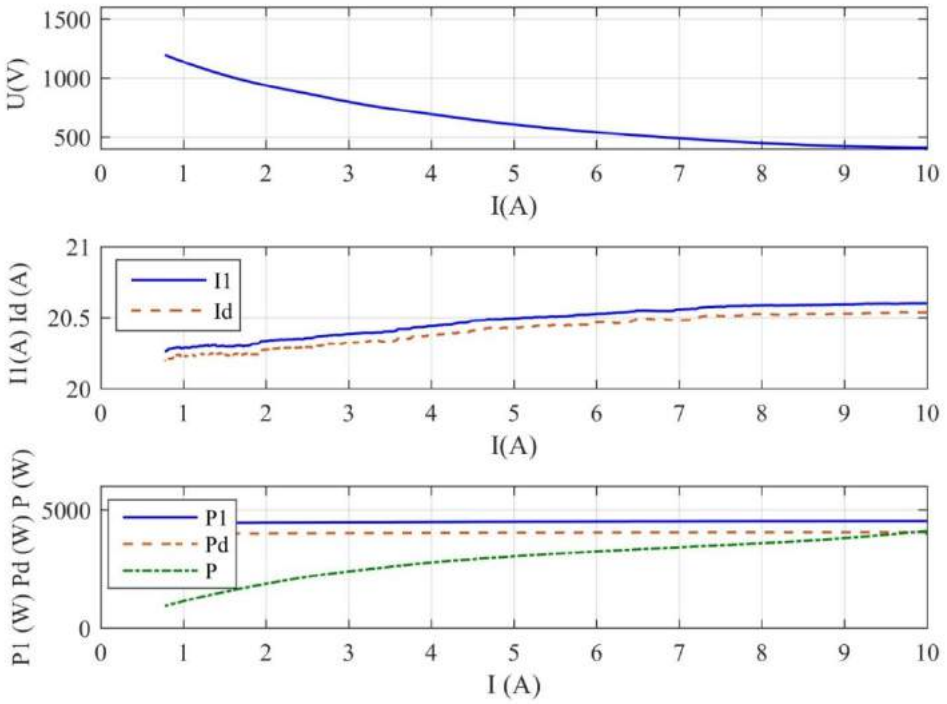


Рисунок 4.10 – Электромагнитные и энергетические характеристики ККМ: U – напряжение на выходе, I_1, I_d – действующий ток в сети и дросселе, P_1 – мощность в сети, I – ток нагрузки, P_d – мощность на выходе выпрямителя, P – мощность на выходе всего преобразователя

Схема осуществляет функции:

- Придание синусоидальной формы току, потребляемому от сети (снижение коэффициента гармоник);
- Ограничение выходной мощности;
- Защиту от КЗ;
- Защиту от пониженного или повышенного напряжений.

Фактически, ККМ можно рассматривать как устройство, снижающее взаимное влияние питающей сети и источника питания.

4.7 *P-Q* - преобразование

Теория *p-q* преобразований является одной из наиболее распространенных теорий, применяемых в области управления активными фильтрами.

Впервые данная теории, ранее известная как теория мгновенной РМ для трехфазных схем, была опубликована в 1984 году в престижном международном журнале профессором Акаги Г. совместно с Канадзава И. и Набэ А. [102].

Первым шагом было введение мгновенных векторных векторов ($\underline{u}$ и $\underline{i}$) путем преобразования трехфазных систем напряжений (u_a, u_b, u_c) и токов (i_a, i_b, i_c) в двухфазные ортогональные стационарные системы отсчета (u_α ,u_β) и (i_α,i_β). Стоит отметить, что при определении матрицы преобразования использовалось преобразование мощности.

Далее мгновенную действительную мощность (p) определяли как:

$$p = u_\alpha \cdot i_\alpha + u_\beta \cdot i_\beta = u_a \cdot i_a + u_b \cdot i_b + u_c \cdot i_c \tag{4.13}$$

Мгновенная мнимая мощность (q) определялась как амплитуда вектора реактивной мощности (q), которая перпендикулярна плоскости α-β и выражается как:

$$\underline{q} = \underline{u}_\alpha \cdot \underline{i}_\beta + \underline{u}_\beta \cdot \underline{i}_\alpha \tag{4.14}$$

Таким образом, исходная матричная форма p и q определений имеет следующий вид:

$$\begin{bmatrix} p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} u_\alpha & u_\beta \\ -u_\beta & u_\alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \tag{4.15}$$

Другой способ введения p и q состоит в рассмотрении их как действительную и мнимую части мгновенной комплексной мощности ($\underline{s}$). Для первоначального принятого силового инвариантного преобразования из *a-b-c* в *α-β*,

$$\underline{s} = \underline{u} \cdot \underline{i}^* = p + jq, \tag{4.16}$$

где:

$$\underline{i}^{*} = i_{\alpha} - j i_{\beta} \tag{4.17}$$

Таким образом, получено выражение для q:

$$q = u_{\beta} \cdot i_{\alpha} + u_{\alpha} \cdot i_{\beta}, \tag{4.18}$$

которое объясняет знак минус в выражении q в (4.15).

При этом для реализации управления активными компенсаторами могут применяться оба выражения (4.15) и (4.18).

Применение теории *p-q* для обеспечения компенсации заключается в том, чтобы выразить компоненты тока как функцию составляющих напряжения *α-β* и мгновенных мощностей *p* и *q*. Если оба компонента *p* и *q* считаются суммой средних компонентов (*P* и *Q*) и осциллирующих компонентов ($p_{\sim}$ и $q_{\sim}$), то можно получить любое разложение тока. Если принять неинвариантное преобразование *a-b-c* в *α-β*, чтобы сохранить величину мгновенных трехфазных величин в виде модуля пространственного вектора, выражение (4.18) принимает следующий вид:

$$\underline{s} = \frac{3}{2} \underline{u} \cdot \underline{i}^{*} = p + jq \tag{4.19}$$

Тогда текущий вектор пространства может быть выражен как

$$\underline{i} = \frac{2}{3} \cdot \frac{\underline{u}}{|u|^2} \cdot \underline{s}^{*} = \frac{2}{3} \cdot \frac{\underline{u}}{|u|^2} \cdot \left(P + p_{\sim} - jQ - jq_{\sim} \right) \tag{4.20}$$

где:

$$|u|^2 = u_{\alpha}^2 + u_{\beta}^2 \tag{4.21}$$

В системах активной фильтрации выражение (4.22) может использоваться либо для вычисления желаемого компенсирующего тока на основе мгновенной комплексной мощности, подлежащей компенсации

$$\underline{i}_{F_ref} = \frac{2}{3} \cdot \frac{\underline{u}}{|u|^2} \cdot \underline{s}_{F}^{*} \tag{4.22}$$

либо для расчета желаемого тока питания после компенсации, из которого необходимо вычесть ток нагрузки, чтобы получить опорный компенсирующий ток.

$$\underline{i}_{s_ref} = \frac{2}{3} \cdot \frac{\underline{u}}{|u|^2} \cdot \underline{s}^*_{supply} \qquad (4.23)$$

На рисунке 4.11 показан замкнутый цикл бесполезной работы, совершаемой мощностью искажения в виду ее колебательного характера. Колебания происходят между потребителем и вторичной обмоткой трансформатора.

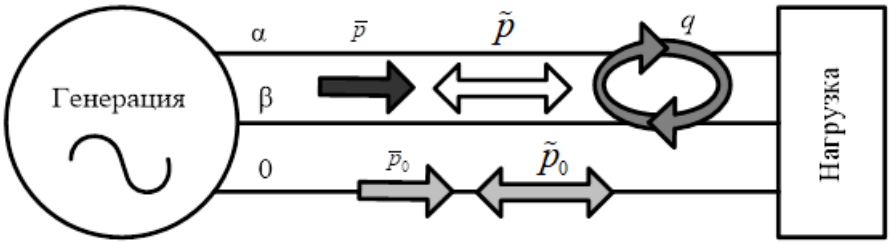


Рисунок 4.11 − Составляющие p-q теории в координатах α-β-0

На рисунке 4.12 показаны составляющие p-q теории в координатах α-β-0 при наличии в схеме активного фильтра. В данном случае происходит перераспределение энергии между нагрузкой и ФКУ.

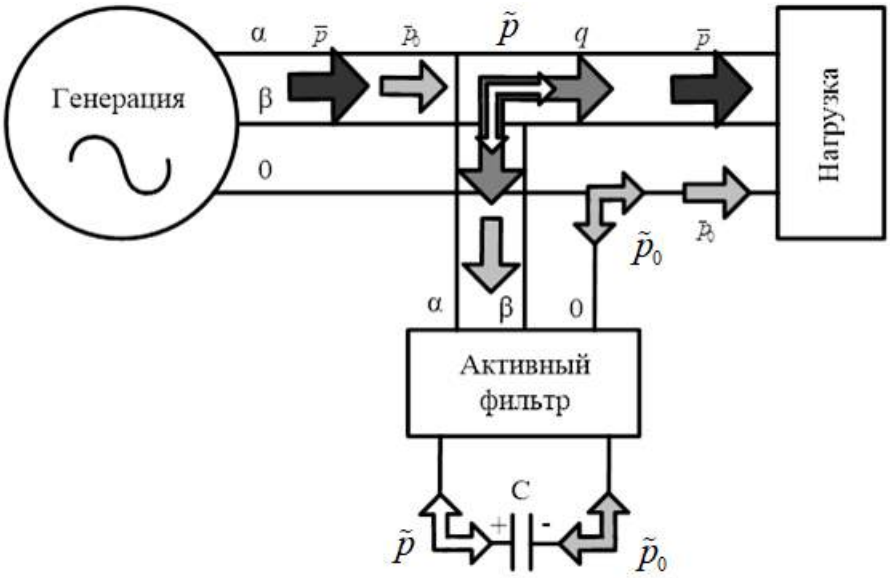


Рисунок 4.12 − Составляющие p-q теории в координатах α-β-0 при наличии активного фильтра

Показанные на рисунках 4.11, 4.12 величины электрической системы, представленной в координатах α-β-0, имеют следующий физический смысл:

$\bar{p}_0$ – среднее значение мгновенной мощности нулевой последовательности, соответствует энергии за единицу времени, передающейся от источника питания к нагрузке через компоненты нулевой последовательности напряжения и тока;

$\tilde{p}_0$ – переменное значение мгновенной мощности нулевой последовательности, соответствует энергии за единицу времени, которая обменивается между источником питания и нагрузкой через компоненты нулевой последовательности. Мощность нулевой последовательности существует только в трехфазных системах с нейтральным проводом. Кроме того, системы должны иметь несимметричные напряжения и токи или гармоники по напряжению или по току.

$\bar{p}$ – среднее значение мгновенной реальной мощности, соответствует энергии за единицу времени, передающейся от источника питания к нагрузке.

$\tilde{p}$ – переменное значение мгновенной реальной мощности, соответствует энергии за единицу времени, которая обменивается между источником питания и нагрузкой.

q – мгновенная мнимая мощность, соответствует мощности, которая перетекает между фазами нагрузки. Данный компонент системы не предполагает переноса или обмена энергией между источником питания и нагрузкой, но отвечает за существование нежелательных токов, циркулирующими между фазами системы. В случае сбалансированной синусоидальной системы напряжения и сбалансированной нагрузки с гармониками или без них среднее значение мгновенной мнимой мощности равно обычной реактивной мощности.

4.8 Трехфазное АФКУ

Произведен анализ и исследование модели установки с активной коррекцией коэффициента мощности, питающейся от промышленной трехфазной сети переменного тока.

Активный фильтр компенсирует гармоники тока, генерируя равный, но противоположный гармонический компенсирующий ток (противогармоники). В этом случае АФКУ работает как источник тока, посылающий гармонические составляющие, генерируемые нагрузкой, но сдвинутые по фазе на 180^0. Этот принцип применим к любому типу нагрузки, рассматриваемому в качестве источника гармоник. Кроме того, с соответствующей схемой управления фильтр активной мощности также может компенсировать коэффициент мощности нагрузки. На рисунке 4.13 приведена схема исследуемой цепи.

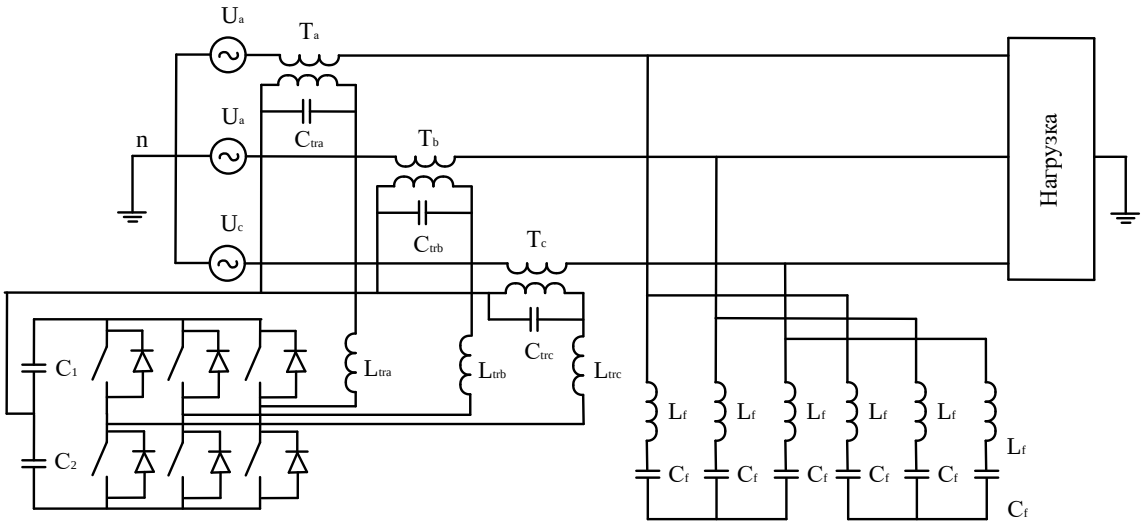


Рисунок 4.13 − Схема корректора коэффициента мощности

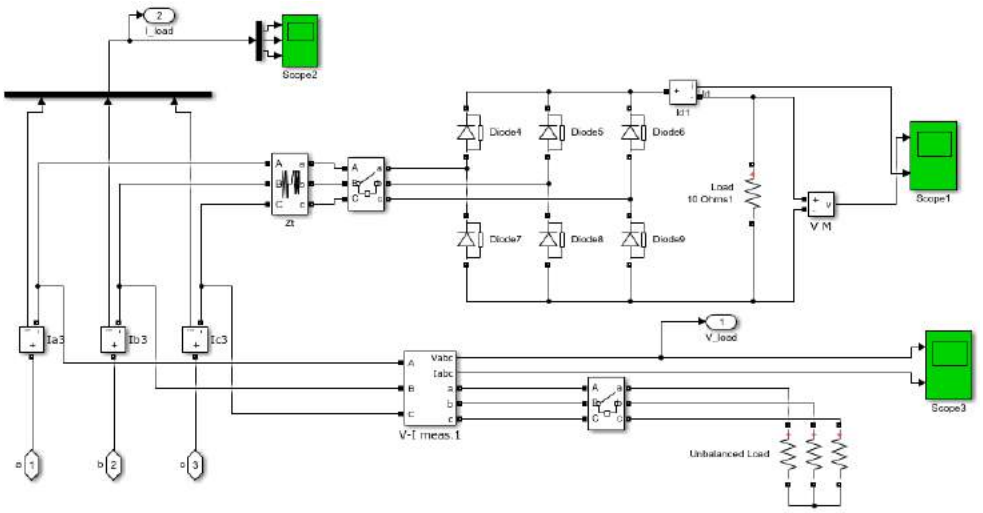


Рисунок 4.14 – Модель для исследования АФКУ в *MATLAB*. Блок нагрузки

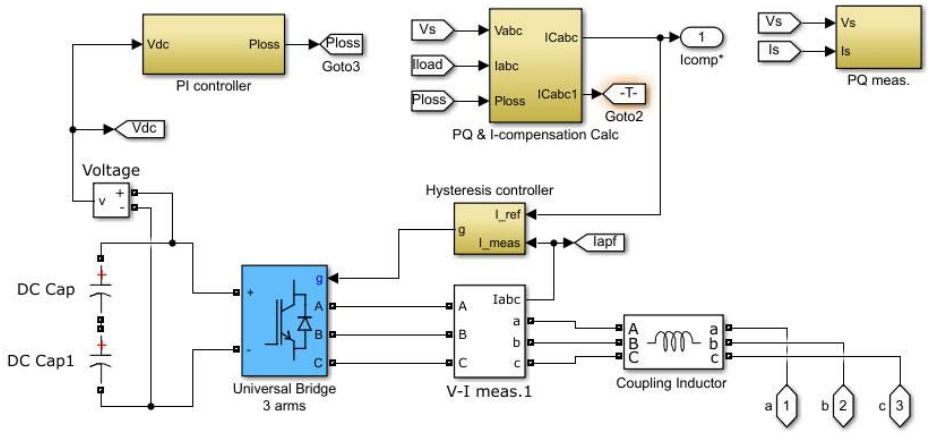


Рисунок 4.15 – Модель для исследования АФКУ в *MATLAB*. Блок ФКУ

Для приведенной схемы рассмотрены 4 случая. Общие условия для каждого случая:

- Время включения в схему активного фильтра − 0,06 с.;
- Общее время моделирования − 0,2 с.

Случай 1 − Нелинейная нагрузка

Для моделирования трехфазной системы с нелинейной нагрузкой необходимо перевести положение соответствующего ключа в блоке нагрузки "*Non-linear load*" (рис. 4.14). В результате, при запуске системы ключ будет закрыт – система работает на холостом ходу, затем через 0,01 с. контакты

ключа замыкаются – подключается нелинейная нагрузка через мост Ларионова, нагруженный на резистор 10 Ом.

Полученные осциллограммы приведены на рис. 4.16-4.20.

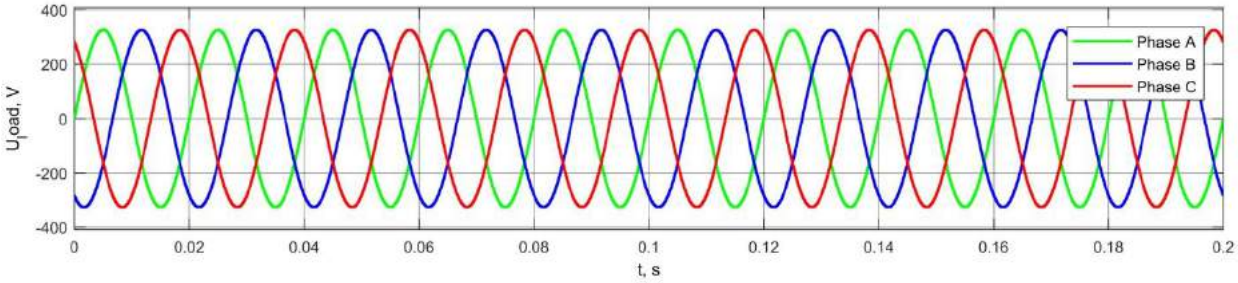


Рисунок 4.16 − Напряжение нагрузки в каждой фазе

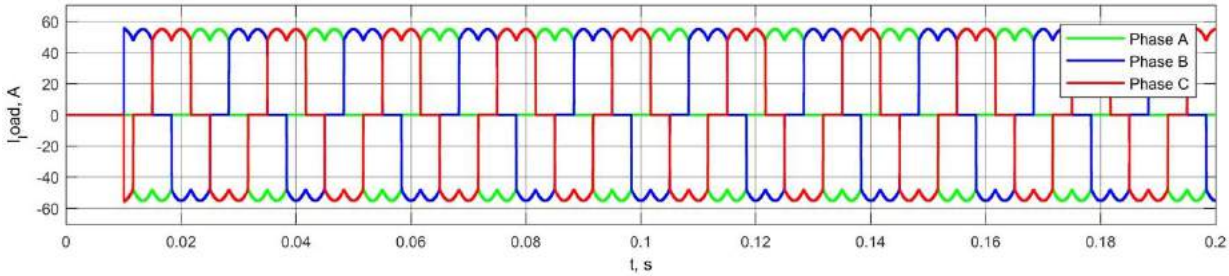


Рисунок 4.17 − Ток нагрузки в каждой фазе

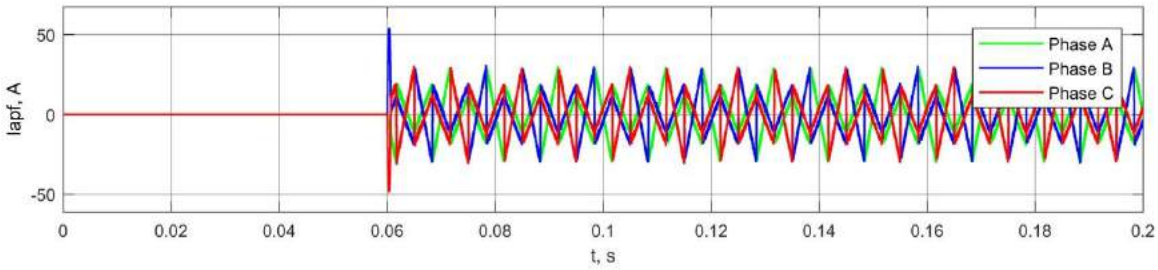


Рисунок 4.18 − Ток активного фильтра в каждой фазе

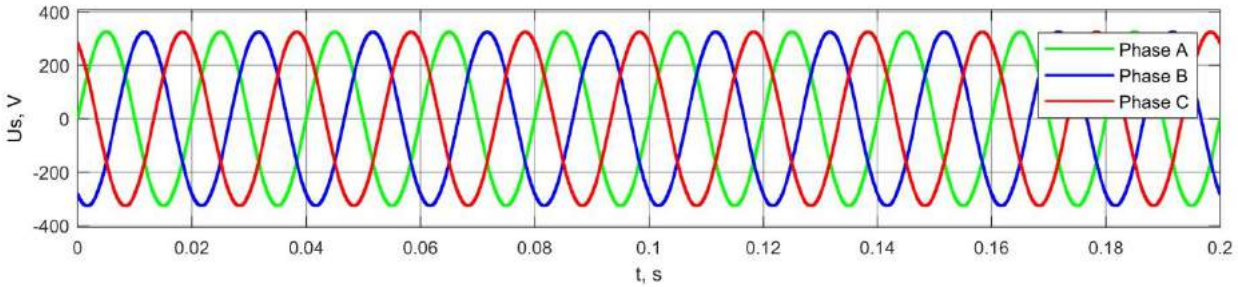


Рисунок 4.19 − Напряжение системы в каждой фазе

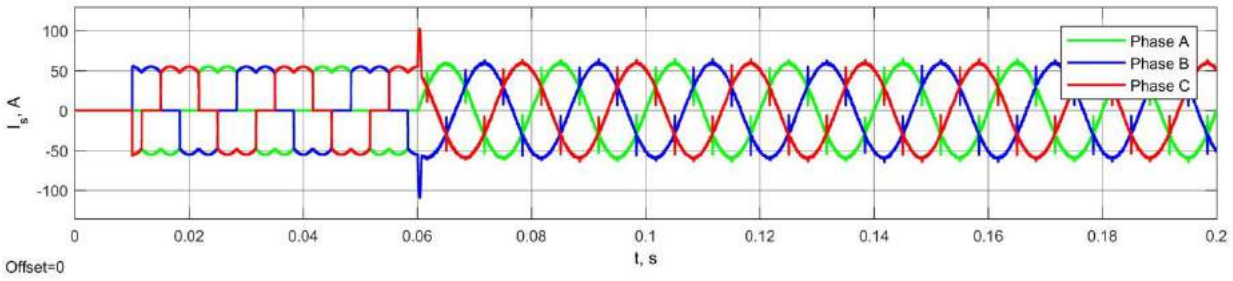


Рисунок 4.20 − Ток системы в каждой фазе

Анализ приведенных осциллограмм показывает, что напряжение до и после включения активного фильтра имеет синусоидальную форму волны с равной амплитудой (рис.4.16, 4.19). В отличие от напряжения форма сигнала тока на нагрузке имеет почти прямоугольную форму (рис. 4.17), что свидетельствует о присутствии гармонических искажений в сети. После 0,06 с. в схему включается активный фильтр, генерируя ток гармоник, находящийся в противофазе нагрузочному току неосновных гармоник. Форма данного тока острая треугольная (рис.4.18).

Результат работы активного фильтра можно наблюдать на рисунке 4.20. Изначально система работает на холостом ходу, затем через 0,01 с. подключается нелинейная нагрузка через мост Ларионова, нагруженный на резистор 10 Ом. В 0,06 с. начинает работать активный фильтр, который подстраиваясь под нагрузку, выравнивает форму тока системы до практически идеальной синусоиды.

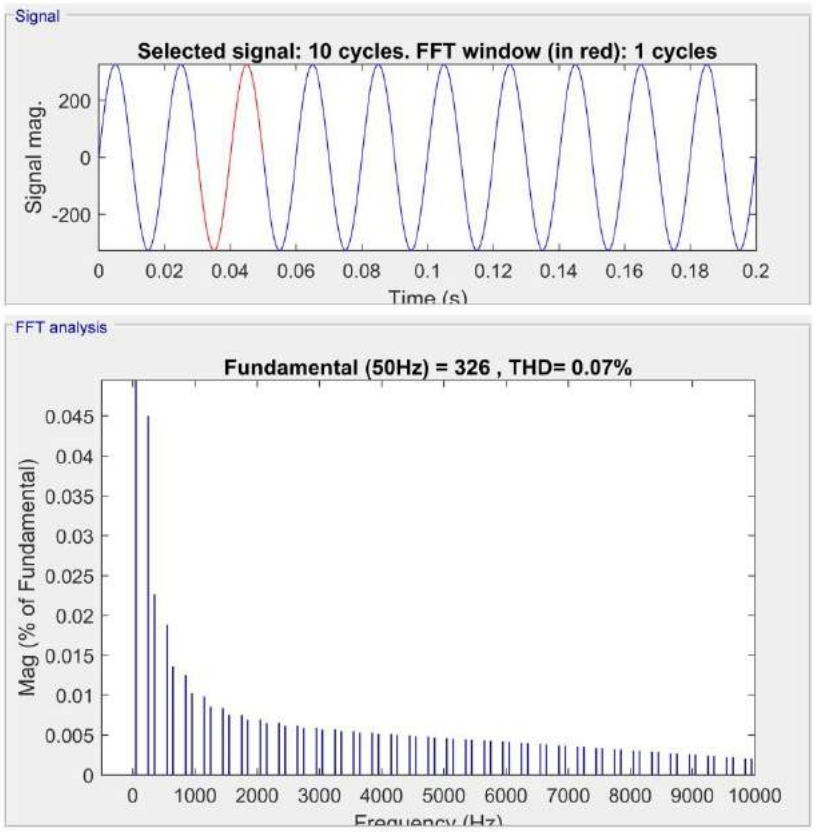


Рисунок 4.21 – Спектральный состав напряжения до и после фильтрации

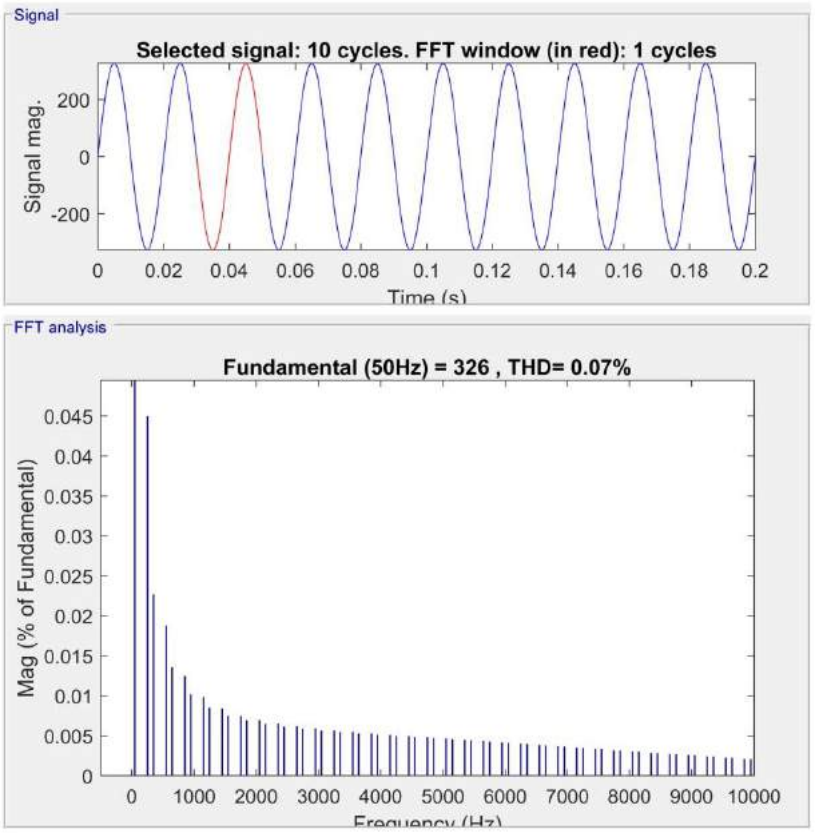


Рисунок 4.22 – Спектральный состав тока до фильтрации

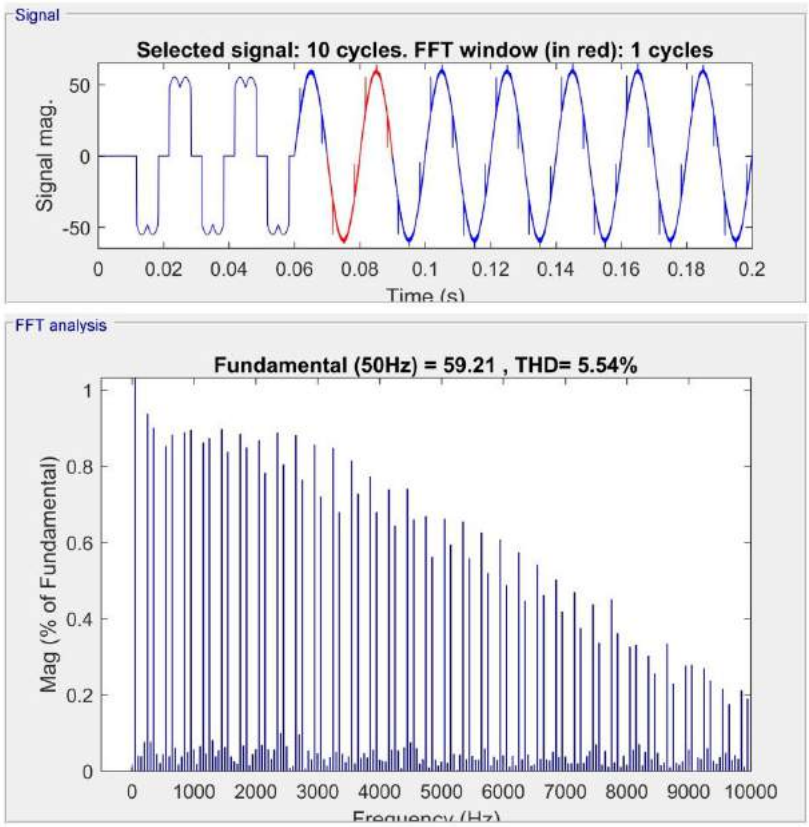


Рисунок 4.23 – Спектральный состав тока после фильтрации

В таблице 26 приведены амплитудные значения по току и по напряжению для нечетных гармоник с 3 по 13 без учета фаз. Четные гармоники не представлены, поскольку не значимы и стремятся к нулю.

Таблица 26. Анализ КНИ по току и по напряжению

Порядок гармоники	**THD_U, %**		**THD_I, %**	
	до АФКУ	после АФКУ	до АФКУ	после АФКУ
H3	0,00	0,00	0,00	0,04
H5	0,04	0,04	22,62	0,94
H7	0,02	0,02	11,30	0,90
H9	0,00	0,00	0,00	0,02
H11	0,02	0,02	9,03	0,85
H13	0,01	0,01	6,44	0,88
	0,07	**0,07**	**30,26**	**5,54**

Как видно из приведенных рисунков 4.21-4.23 и таблицы 26, КНИ по току до включения активного фильтра имеет значение 30,26%, что в 2 раза превышает допустимую норму в 10-15% и свидетельствует о значительном загрязнении сети гармониками, приводящими к различного рода сбоям в работе оборудования. Использование АФКУ позволяет снизить величину КНИ по току почти в 6 раз до 5,54%, в результате чего форма волны приобретает синусоидальный вид (рис. 4.23). При этом значение КНИ по напряжению одинаково для обоих случаев и составляет 0,07%.

Случай 2 − Несимметричная нагрузка

Для моделирования трехфазной системы с несимметричной нагрузкой необходимо перевести положение соответствующего ключа в блоке нагрузки "*Non-linear load*" (рис. 4.14). В результате, при запуске системы ключ будет закрыт – система работает на холостом ходу, затем через 0,001 с. контакты ключа замыкаются − подключается несимметричная нагрузка 2, 10, 14 Ом на соответствующую фазу − a, b, c. Напряжение до и после включения активного фильтра имеет синусоидальную форму волны с равной амплитудой (рис. 4.27).

Полученные осциллограммы приведены на рисунках 4.24-4.30.

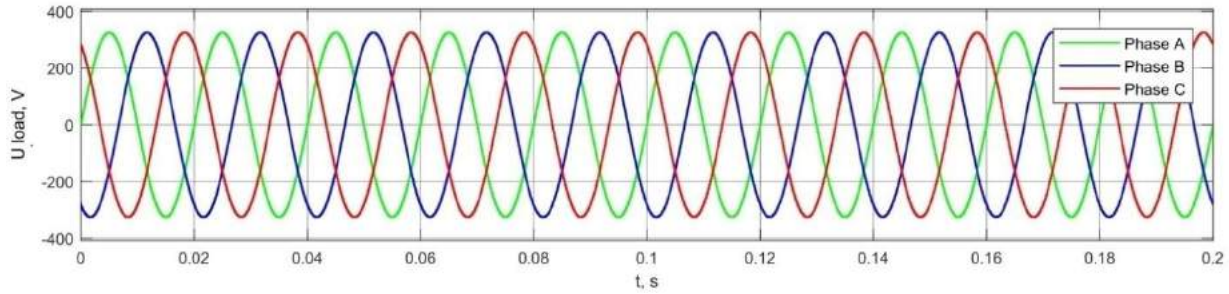


Рисунок 4.24 − Напряжение нагрузки в каждой фазе до и после фильтрации

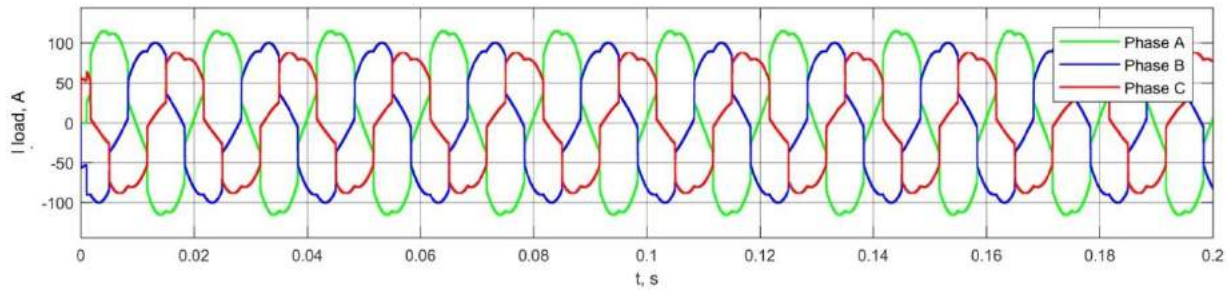


Рисунок 4.25 − Ток нагрузки в каждой фазе

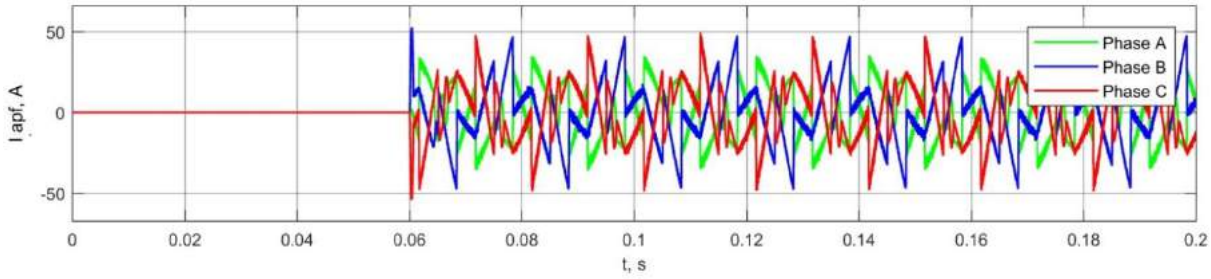


Рисунок 4.26 − Ток активного фильтра в каждой фазе

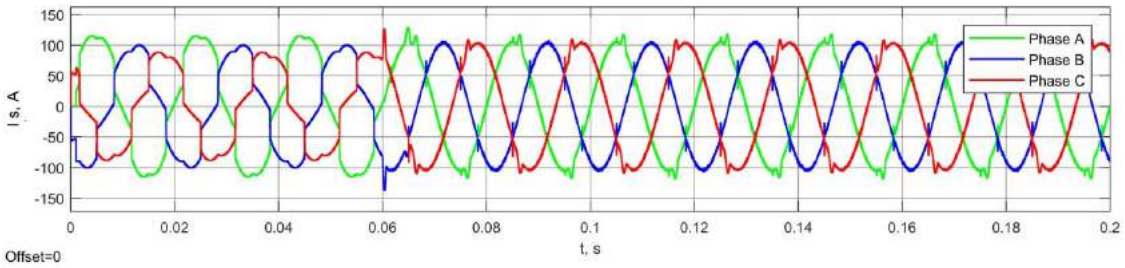


Рисунок 4.27 − Ток системы в каждой фазе после фильтрации

Форма сигнала тока на нагрузке имеет существенную несинусоидальность с различной амплитудой по фазам, колеблющейся от 80 до 110 А (рис. 4.25), что свидетельствует о наличии несимметричной нагрузки и присутствии гармонических искажений в сети. После 0,06 с. в схему включается активный фильтр, генерируя ток гармоник, находящийся в противофазе нагрузочному току неосновных гармоник. Форма данного тока острая треугольная, амплитуда его колеблется от 30 до 50 А (рис. 4.26).

Результат работы активного фильтра можно наблюдать на рисунке 4.27. Изначально система работает на холостом ходу, затем через 0,001 с. подключается несимметричная нагрузка 2, 10, 14 Ом. В 0,06 с. начинает работать активный фильтр, который подстраиваясь под нагрузку, выравнивает форму тока системы до практически идеальной синусоиды.

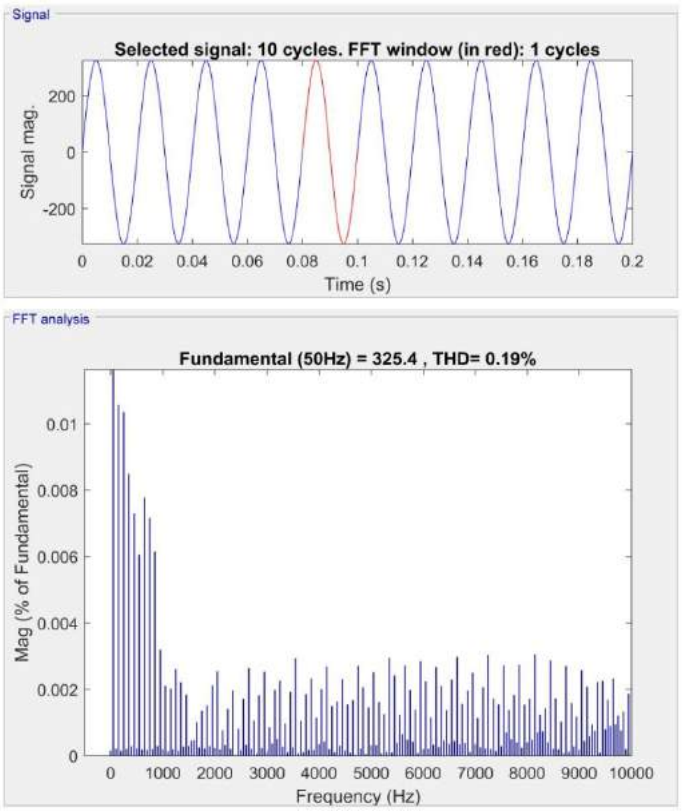


Рисунок 4.28 – Спектральный состав напряжения до и после фильтрации

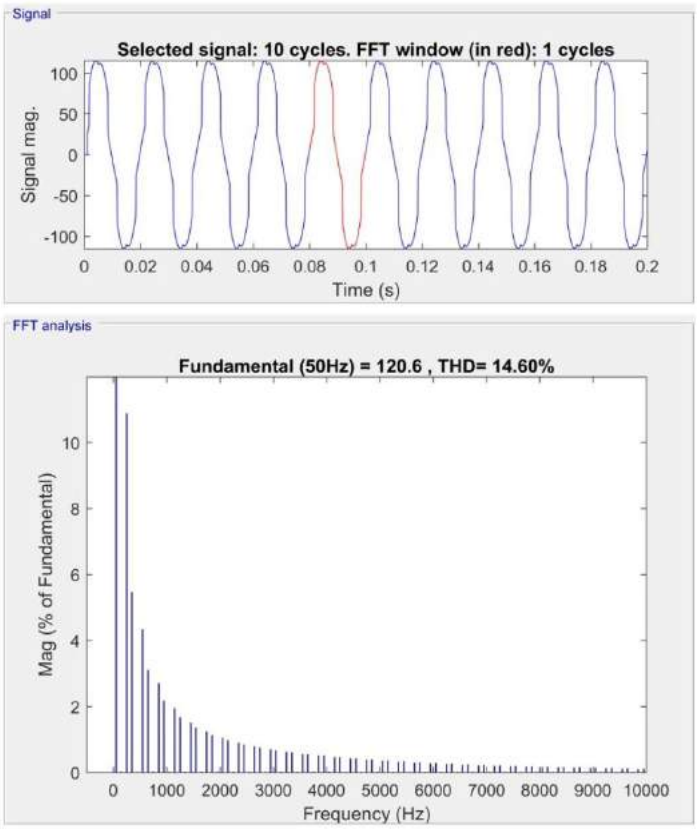


Рисунок 4.29 – Спектральный состав тока до фильтрации

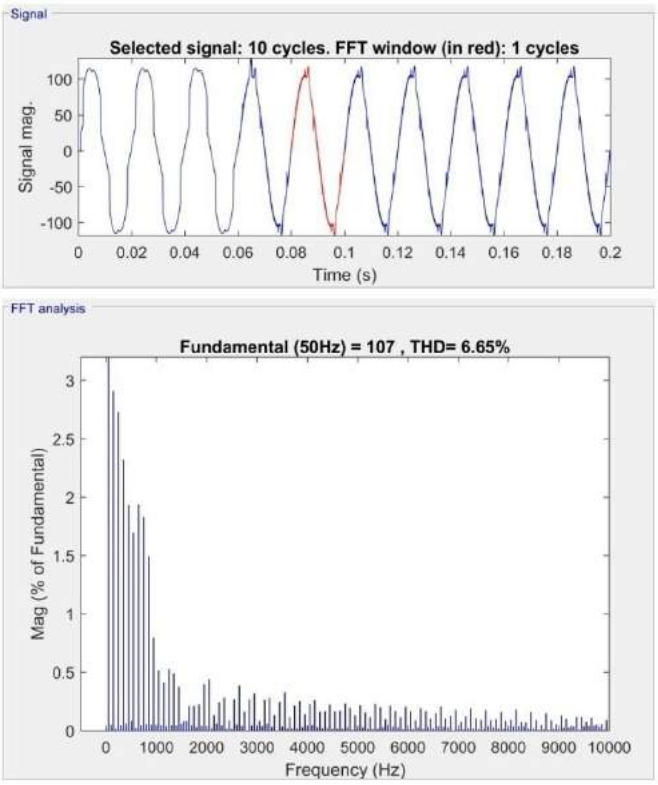


Рисунок 4.30 – Спектральный состав тока после фильтрации

В таблице 27 приведены амплитудные значения по току и по напряжению для нечетных гармоник с 3 по 13 без учета фаз. Четные гармоники не представлены, поскольку не значимы и стремятся к нулю.

Таблица 27. Анализ КНИ по току и по напряжению

Порядок гармоники	**THD_U, %**		**THD_I, %**	
	до АФКУ	после АФКУ	до АФКУ	после АФКУ
H3	0.01	0.01	0.03	2.91
H5	0.01	0.01	10.89	2.73
H7	0.01	0.01	5.47	2.32
H9	0.01	0.01	0.02	1.93
H11	0.01	0.01	4.34	1.70
H13	0.01	0.01	3.12	1.94
	0.19	**0.19**	**14.60**	**6.65**

Как видно из приведенных рисунков 4.28-4.30 и таблицы 27, КНИ по току до включения активного фильтра имеет значение 14,60%, которое входит в допустимую норму 10-15% и свидетельствует об относительно нормальной работе оборудования без возможности появления серьезных повреждений. Тем не менее, несимметрия по фазам присутствует, и использование АФКУ позволяет избавиться от данной несимметрии, нормализуя форму кривой до синусоидальной и снижая величину КНИ по току в 2 раза до 6,65% (рис. 4.27). При этом значение КНИ по напряжению одинаково для обоих случаев и составляет 0,19%, что выше, чем при моделировании нелинейной нагрузки.

Случай 3 − Нелинейная несимметричная нагрузка (вариант 1)

Для моделирования трехфазной системы с нелинейной несимметричной нагрузкой необходимо перевести положение соответствующих ключей в блоке нагрузки "*Non-linear load*" (рис. 4.14). В результате, при запуске системы оба ключа будут закрыты − система работает на холостом ходу, затем через 0,01 с. контакты ключа нелинейной нагрузки замыкаются − подключается нелинейная нагрузка через мост Ларионова, нагруженный на резистор 10 Ом. Далее через 0,01 с. замыкаются контакты ключа несимметричной нагрузки 2, 10, 14 Ом. Полученные осциллограммы приведены на рис. 4.31-4.34. Напряжение до и после включения активного фильтра имеет синусоидальную форму волны с равной амплитудой (рис. 4.31).

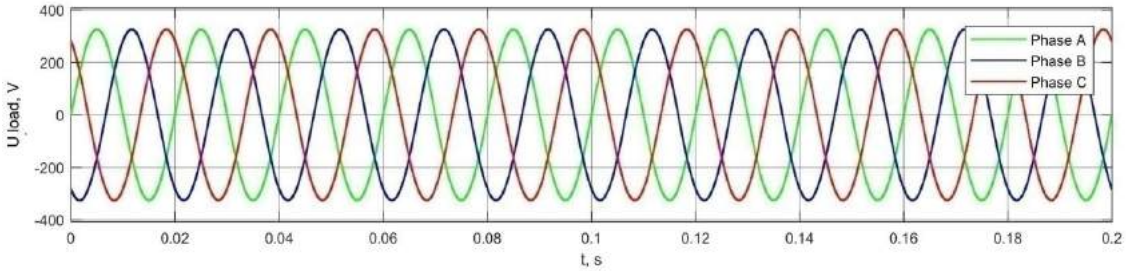


Рисунок 4.31 − Напряжение нагрузки в каждой фазе

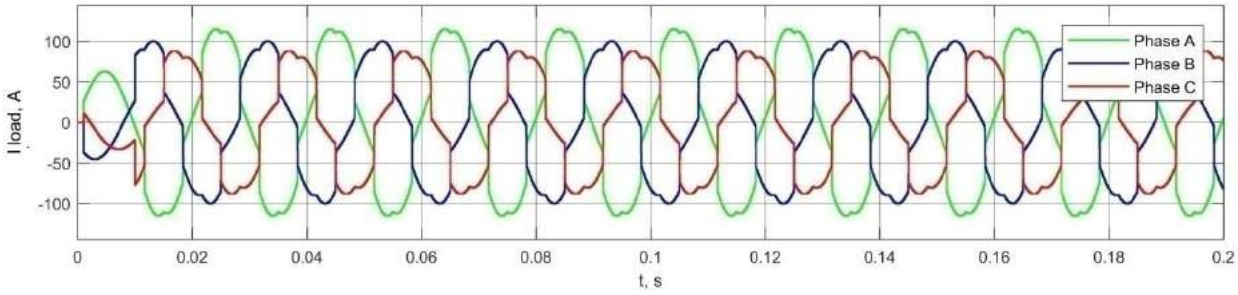


Рисунок 4.32 − Ток нагрузки в каждой фазе

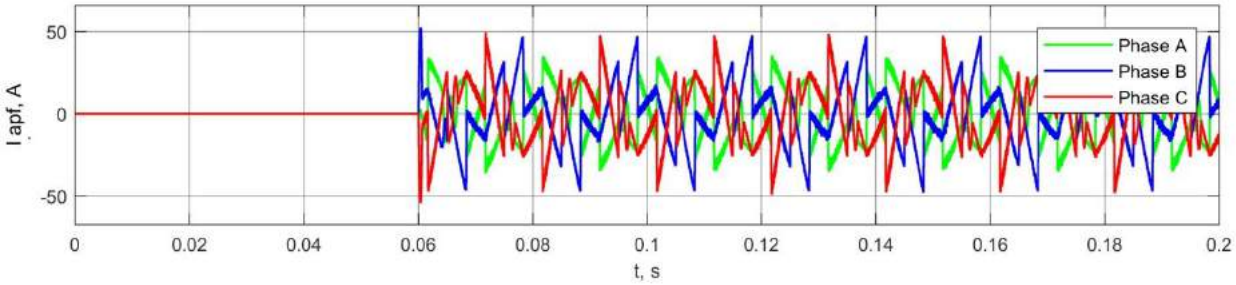


Рисунок 4.33 − Ток активного фильтра в каждой фазе

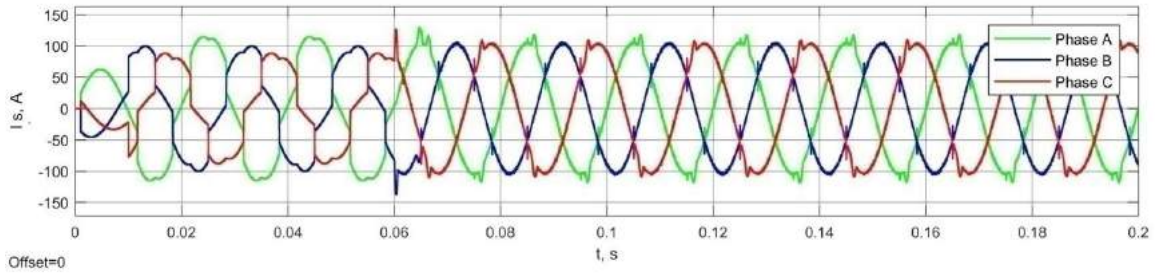


Рисунок 4.34 − Ток системы в каждой фазе

Форма сигнала тока на нагрузке имеет существенную несинусоидальность (рис. 4.32), что свидетельствует о присутствии гармонических искажений в сети. После 0,06 с. в схему включается активный фильтр, генерируя ток гармоник, находящийся в противофазе нагрузочному току неосновных гармоник. Форма данного тока острая треугольная (рис. 4.33).

Результат работы активного фильтра можно наблюдать на рисунке 4.34. Изначально система работает на холостом ходу, затем через 0,001 с. подключается нелинейная нагрузка через мост Ларионова. Далее через 0,01 с.

к ней подсоединяется несимметричная нагрузка 2, 10, 14 Ом. В 0,06 с. начинает работать активный фильтр, который подстраиваясь под нагрузку, выравнивает форму тока системы до практически идеальной синусоиды.

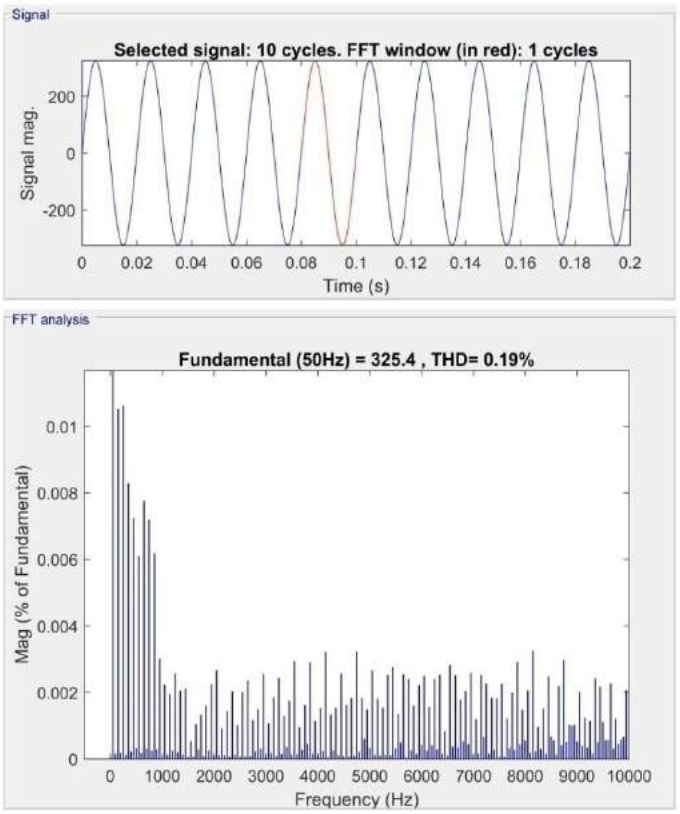


Рисунок 4.35 – Спектральный состав напряжения до и после фильтрации

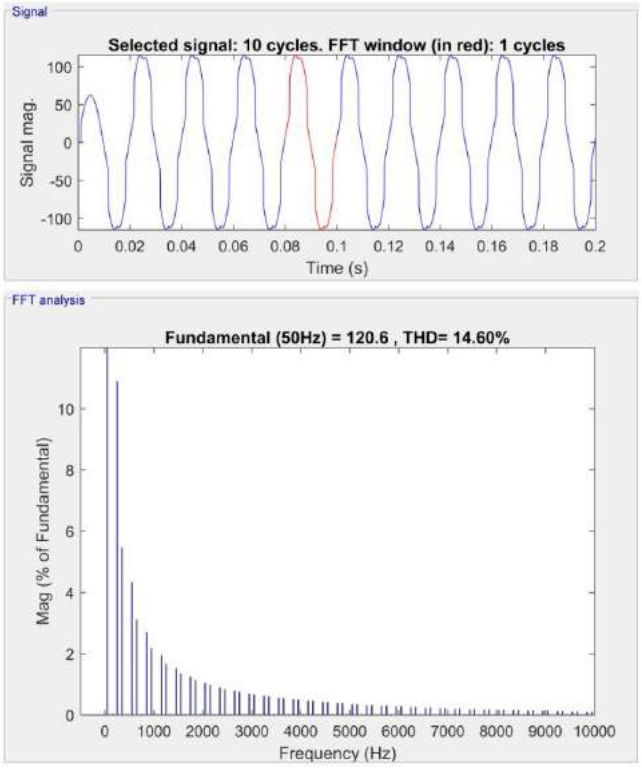


Рисунок 4.36 – Спектральный состав тока до фильтрации

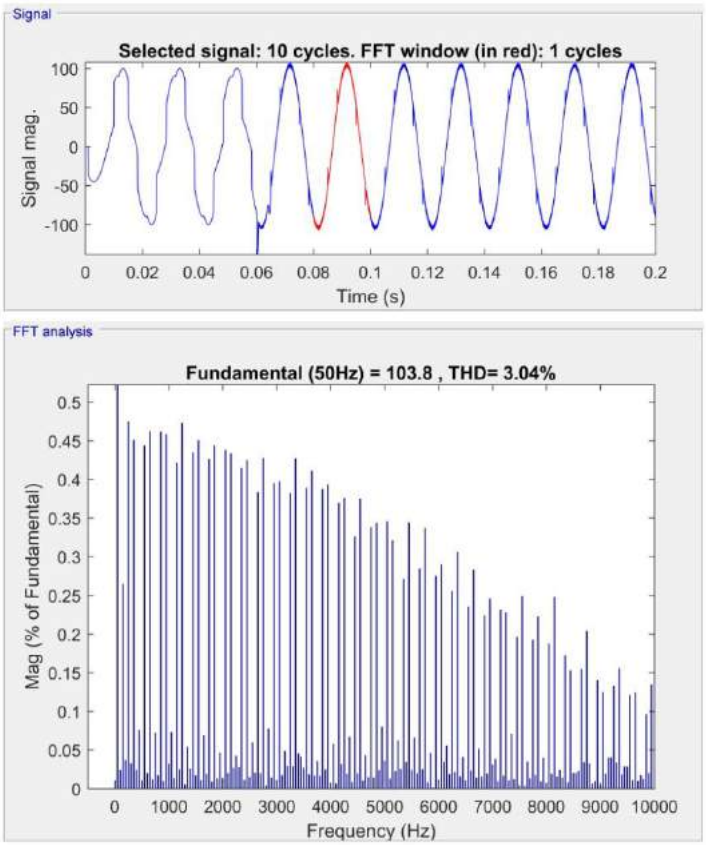


Рисунок 4.37 – Спектральный состав тока после фильтрации

В таблице 28 приведены амплитудные значения по току и по напряжению для нечетных гармоник с 3 по 13 без учета фаз. Четные гармоники не представлены, поскольку не значимы и стремятся к нулю.

Таблица 28. Анализ КНИ по току и по напряжению

Порядок гармоники	**THD_U, %**		**THD_I, %**	
	до АФКУ	после АФКУ	до АФКУ	после АФКУ
H3	0.01	0.01	0.03	0.26
H5	0.01	0.01	10.89	0.48
H7	0.01	0.01	5.47	0.45
H9	0.01	0.01	0.02	0.08
H11	0.01	0.01	4.34	0.44
H13	0.01	0.01	3.11	0.46
	0.19	**0.19**	**14.60**	**3.04**

Как видно из приведенных рисунков 4.35-4.37 и таблицы 28, КНИ по току до включения активного фильтра имеет значение 14,60%, которое входит в допустимую норму 10-15% и свидетельствует об относительно нормальной работе оборудования без возможности появления серьезных повреждений. Тем не менее, несимметрия по фазам присутствует, и использование АФКУ позволяет избавиться от данной несимметрии, нормализуя форму кривой до синусоидальной и снижая величину КНИ по току в 5 раз до 3,04% (рис. 4.34). При этом значение КНИ по напряжению одинаково для обоих случаев и составляет 0,19%, что выше, чем при моделировании нелинейной нагрузки.

Случай 4 − Нелинейная несимметричная нагрузка (вариант 2)

Активный фильтр может также успешно выполнять работу по симметрированию фаз. Для демонстрации данных возможностей АФКУ необходимо добавить в схему индуктивную нагрузку на фазу *a* – 0,1 Гн. Коммутация ключей в блоке нагрузки "*Non-linear load*" (рис. 4.14) происходит аналогично случаю 3, рассмотренному выше.

Полученные осциллограммы приведены на рисунках 4.38-4.41.

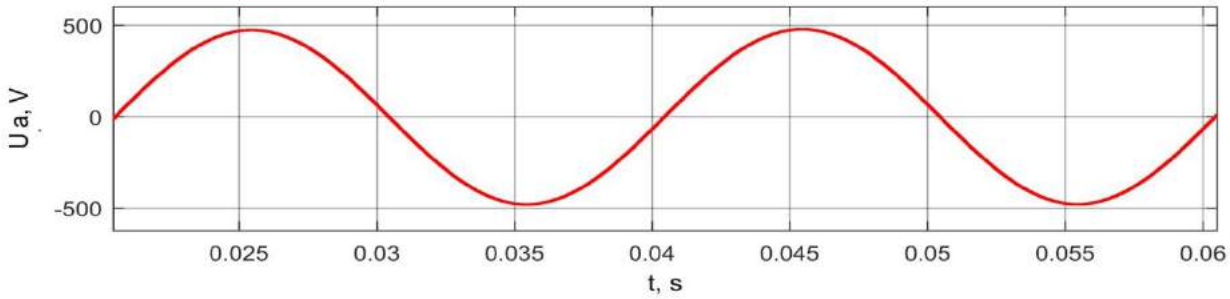


Рисунок 4.38 − Напряжение нагрузки фазы *a*. Без учета фильтра

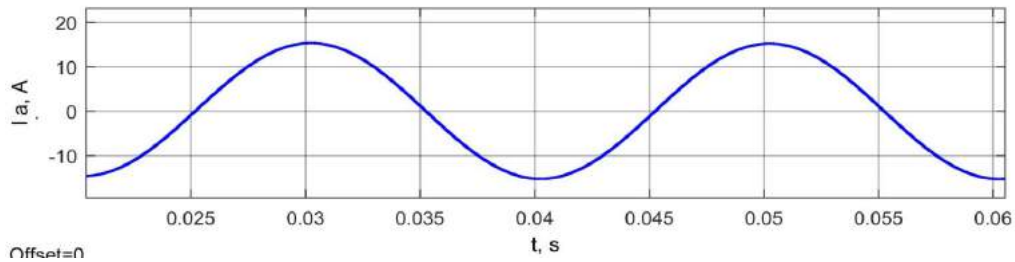


Рисунок 4.39 − Ток нагрузки фазы *a*. Без учета фильтра

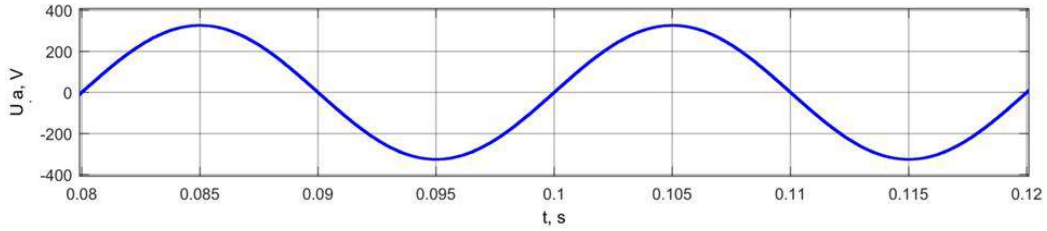


Рисунок 4.40 − Напряжение системы фазы *a*. С учетом фильтра

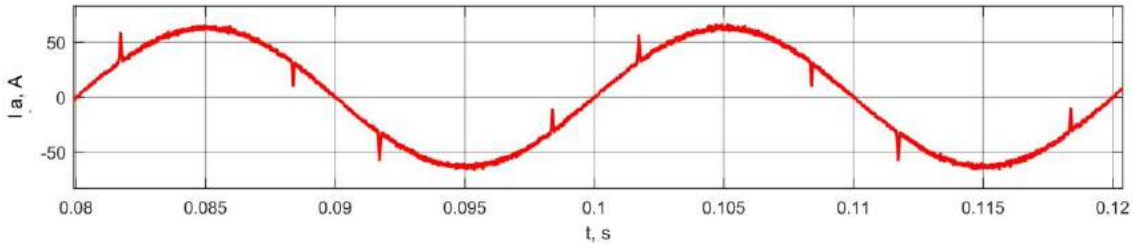


Рисунок 4.41 − Ток системы фазы *a*. С учетом фильтра

Анализ приведенных осциллограмм показывает, что на нагрузке до включения в схему АФКУ присутствует сдвиг фаз между напряжением и током (рис. 4.38-4.39), равный 93^0. После использования фильтра сдвига фаз не наблюдается (рис. 4.40-4.41).

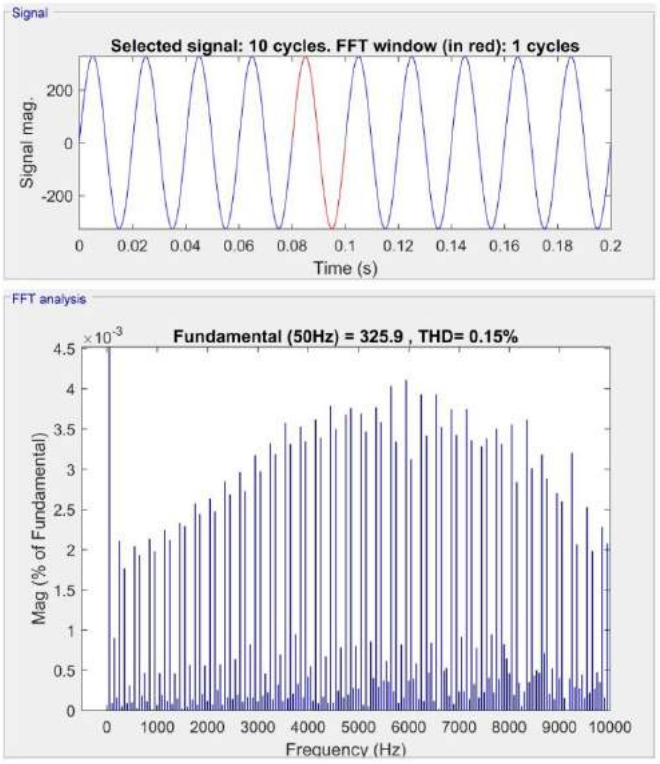


Рисунок 4.42 – Спектральный состав напряжения до и после фильтрации

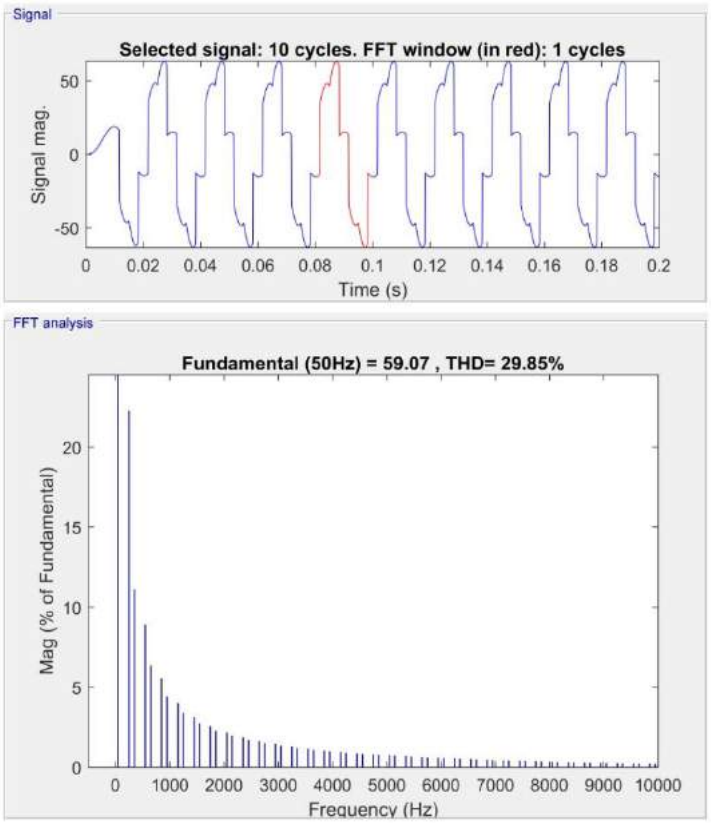


Рисунок 4.43 – Спектральный состав тока до фильтрации

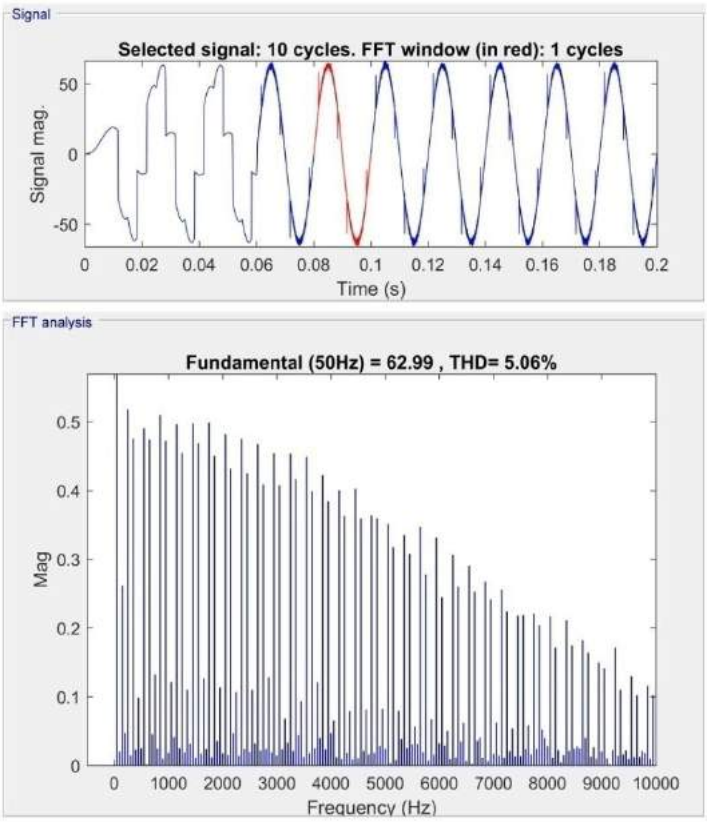


Рисунок 4.44 – Спектральный состав тока после фильтрации

В таблице 29 приведены амплитудные значения по току и по напряжению для нечетных гармоник с 3 по 13 без учета фаз. Четные гармоники не представлены, поскольку не значимы и стремятся к нулю.

Таблица 29. Анализ КНИ по току и по напряжению

Порядок гармоники	**THD_U, %**		**THD_I, %**	
	до АФКУ	после АФКУ	до АФКУ	после АФКУ
H3	0,00	0,00	0,01	0,03
H5	0,00	0,00	22,30	0,82
H7	0,00	0,00	11,13	0,75
H9	0,00	0,00	0,01	0,16
H11	0,00	0,00	8,90	0,78
H13	0,00	0,00	6,34	0,75
	0.15	**0.15**	**29.85**	**5.06**

Как видно из приведенных рисунков 4.42-4.44 и таблицы 29, КНИ по току до включения активного фильтра имеет значение 29,85%, что в 2 раза превышает допустимую норму в 10-15% и свидетельствует о значительном загрязнении сети гармониками, приводящими к различного рода сбоям в работе оборудования. Использование АФКУ позволяет симметрировать фазы напряжения и тока на нагрузке (рис. 4.40, 4.41) и снизить величину КНИ по току в 6 раз до 5,06%, в результате чего форма волны приобретает синусоидальный вид. При этом значение КНИ по напряжению одинаково для обоих случаев и составляет 0,15%.

Таким образом установка АФКУ решает следующие задачи:

1. Симметрирование фазных напряжений, в случае, когда нагрузка несимметричная;

2. Симметрирование фазы, в случае, когда нагрузка активно-реактивная;

3. Существенно снижение уровня гармонических токов, в случае, когда нагрузка нелинейная.

Стоит отметить, что например, диапазон симметрирования не безграничен, поэтому для сетевых компаний важно симметрировать фазные напряжения по амплитуде, что на сегодняшний день достигается путем изменения схемы соединения обмоток трансформатора и применением СУ, а вот снижение уровня гармонических искажений для сетевых компаний задача не решенная, но которая имеет прямое отношение к сверхнормативным потерям в городских сетях.

4.9 Анализ КНИ на примере городского участка распределительной сети

На примере участка городской распределительной сети (Приложение А, рис. А.1), проведен анализ КНИ по напряжению и по току. Для исследуемой сети рассмотрены три случая:

- Источники гармонических сигналов на шинах питающей сети;
- Источники гармонических сигналов на нагрузке;
- Источники гармонических сигналов на шинах питающей сети и на нагрузке.

На рисунке 4.45 и в таблице 30 показаны форма волны и гармонический спектр выбранного источника напряжений, максимально приближенный к реальным значениям.

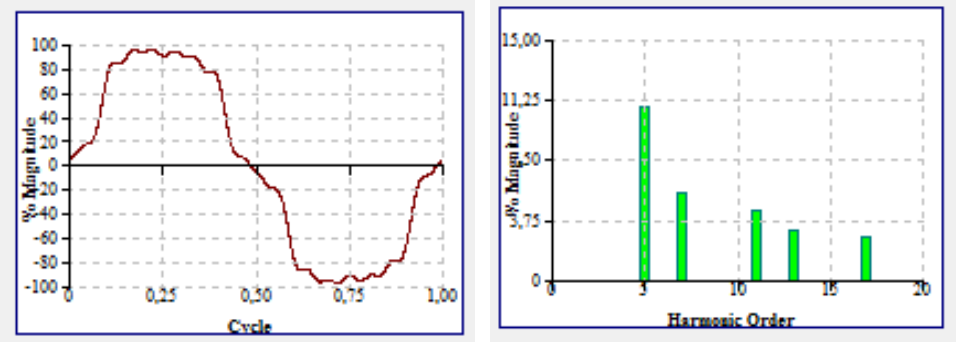


Рисунок 4.45 − Форма волны и гармонический спектр источника ВГ

Таблица 30. Гармонический спектр источника напряжений

Порядок гармоники	Частота, Гц	Амплитуда, %	Угол, град
3	150	0,03	-16,7
5	250	10,89	179,1
7	350	5,47	178,2
9	450	0,02	180
11	550	4,34	-2,2
13	650	3,12	-3,3
15	750	0,03	-1,9
17	850	2,7	176,3

В таблице 31 и приложении 3 сведены данные по анализу коэффициента мощности по напряжению на шинах сети для каждого из рассмотренных случаев.

Таблица 31. Анализ коэффициентов мощности по напряжению

	cos φ	**THD_U,%**	**λ (PF),%**
Случай 1 − Источники ВГ на генерации			
Bus Km	0,99	13,414	98,12
Bus Tb1.1	0,99	13,837	98,06
Bus Tb1.2	0,99	13,356	98,12
Bus 481.1	0,99	10,046	98,50
Bus 481.2	0,99	10,046	98,50
Bus 481.3	**0,86**	**12,061**	**85,38**
Bus 481.4	**0,87**	**12,655**	**86,31**
Bus 585.1	0,99	13,341	98,13
Bus 585.2	0,99	13,385	98,12
Bus 585.3	**0,87**	**12,322**	**86,34**
Случай 2 − Источники ВГ на нагрузке			
Bus Km	0,99	0,049	99,0
Bus Tb1.1	0,99	0,099	99,0
Bus Tb1.2	0,99	0,081	99,0
Bus 481.1	0,99	0,097	99,0
Bus 481.2	0,99	0,097	99,0
Bus 481.3	**0,84**	**4,08**	**83,93**
Bus 481.4	**0,85**	**2,70**	**84,96**
Bus 585.1	0,99	0,095	99,0
Bus 585.2	0,99	0,098	99,0
Bus 585.3	**0,85**	**3,62**	**84,94**
Случай 3 − Источник ВГ на генерации и нагрузке			
Bus Km	0,99	13,38	98,12
Bus Tb1.1	0,99	13,33	98,13
Bus Tb1.2	0,99	13,29	98,13
Bus 481.1	0,99	13,33	98,13
Bus 481.2	0,99	13,33	98,13
Bus 481.3	**0,84**	**11,1**	**83,48**
Bus 481.4	**0,85**	**11,8**	**84,41**

Таблицы 34. Продолжение

Bus 585.1	0,99	13,27	98,13
Bus 585.2	0,99	13,33	98,13
Bus 585.3	**0,85**	**11,38**	**84,45**

В таблице 32 сведены данные по анализу коэффициента мощности по току на КЛ для каждого из рассмотренных случаев.

Таблица 32. Анализ коэффициентов мощности по току

	cos φ	**THD_I,%**	**λ (PF),%**
Случай 1 − Источники ВГ на генерации			
Bus Km - Bus Tb1.1	0,99	10,809	98,42
Bus Km - Bus Tb1.2	0,99	10,525	98,45
Bus Tb1.1 - SS481	0,99	10,723	98,43
Bus Tb1.1 - SS585	0,99	11,385	98,36
Bus 481.1 - Bus 481.3	**0,86**	**11,319**	**85,45**
Bus 481.2 - Bus 481.4	**0,87**	**11,27**	**86,45**
Bus 585.1 - Bus 585.2	**0,87**	**10,566**	**86,51**
Случай 2 − Источники ВГ на нагрузке			
Bus Km - Bus Tb1.1	0,99	2,51	98,96
Bus Km - Bus Tb1.2	0,99	0,502	98,99
Bus Tb1.1 - SS481	0,99	3,1	98,95
Bus Tb1.1 - SS585	0,99	0,499	98,99
Bus 481.1 - Bus 481.3	**0,84**	**9,69**	**83,61**
Bus 481.2 - Bus 481.4	**0,85**	**9,38**	**84,62**
Bus 585.1 - Bus 585.2	**0,85**	**9,95**	**84,58**
Случай 3 − Источник ВГ на генерации и нагрузке			
Bus Km - Bus Tb1.1	0,99	13,73	98,079
Bus Km - Bus Tb1.2	0,99	11,02	98,40
Bus Tb1.1 - SS481	0,99	14,06	98,03
Bus Tb1.1 - SS585	0,99	12,36	98,25
Bus 481.1 - Bus 481.3	**0,84**	**20,37**	**82,31**
Bus 481.2 - Bus 481.4	**0,85**	**20,34**	**83,29**
Bus 585.1 - Bus 585.2	**0,85**	**20,73**	**83,23**

Пример расчета коэффициента мощности *PF* для линии *Bus Km - Bus Tb1.1* случая 3:

$$PF = \frac{\cos\varphi_1}{\sqrt{1+THD_I^2}} = \frac{0,99}{\sqrt{1+0,1373^2}} = 0,98079 \rightarrow 98,079\,\%$$

На рисунках 4.46-4.48 представлены полученные графики зависимости напряжения от времени. Как видно, наименее искаженная форма волны наблюдается во втором случае, причем при отдалении шин от нагрузки форма кривой приближается к синусоидальной - *Bus 481.1, Bus 481.2*. В третьем случае, когда источники гармонических напряжений расположены на шинах питающей сети и на нагрузке, искажения максимальны - *Bus 481.3, Bus 481.4.*

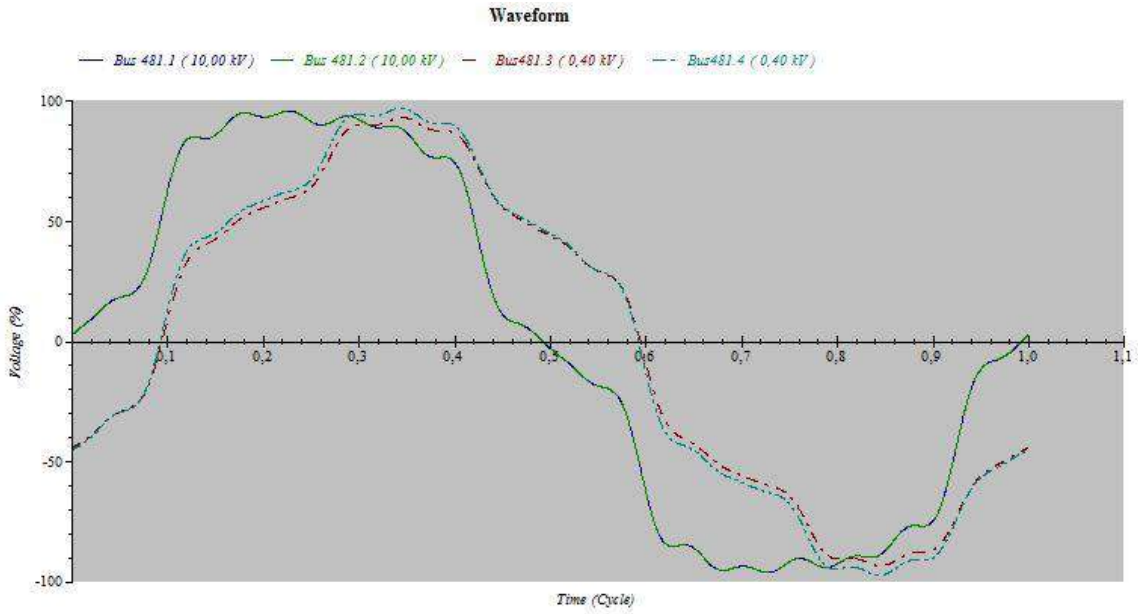


Рисунок 4.46 − Форма волны на шинах ТП 481. Случай 1

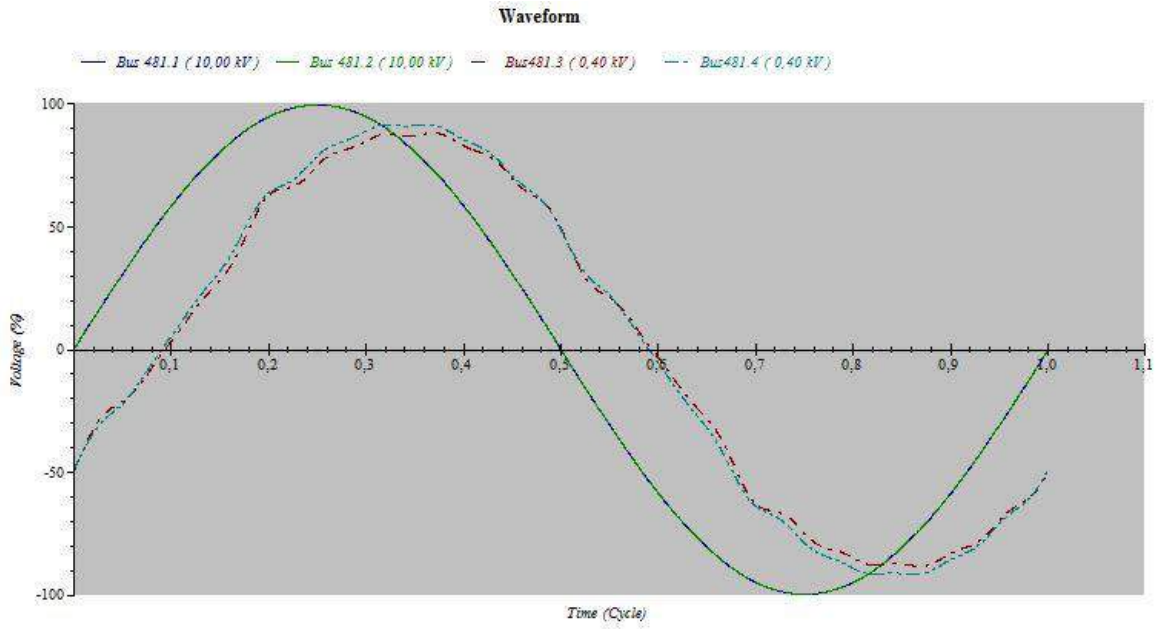


Рисунок 4.47 − Форма волны на шинах ТП 481. Случай 2

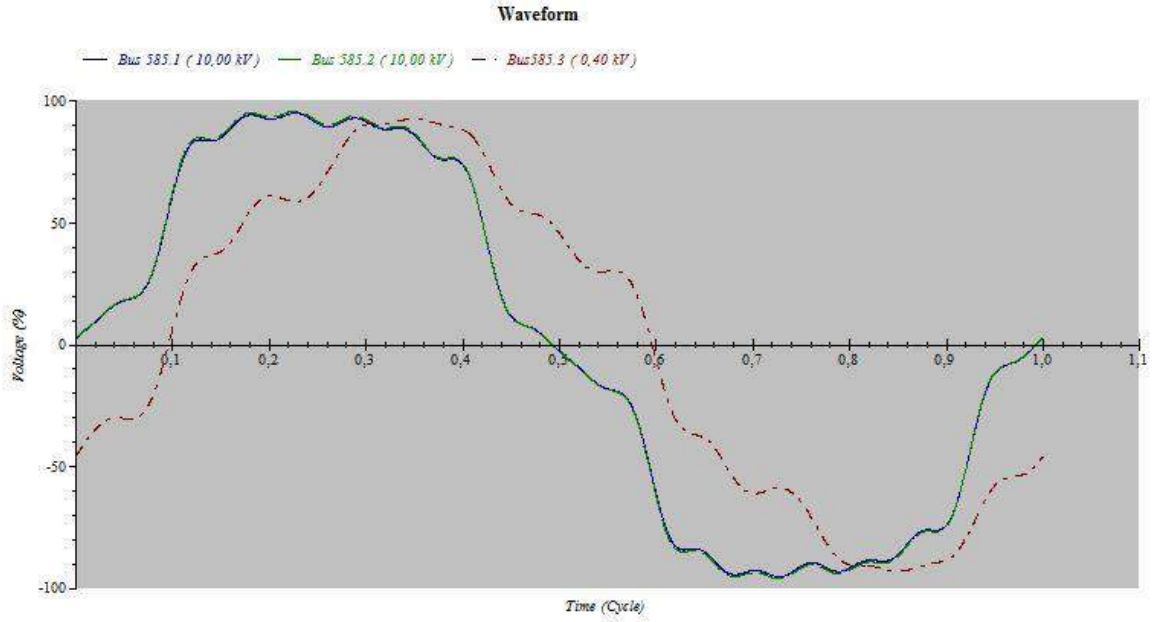


Рисунок 4.48 − Форма волны на шинах ТП 481. Случай 3

В таблице 33 сведены данные по анализу мощности без учета гармонических источников в системе, когда $S=S_1$.

Таблица 33. Мощность в системе без учета гармоник

	U, кВ	I, А	φ, град	P, кВт	Q, кВАр	S_1, кВА
Bus Km - Bus Tb1.1	10	66,085	-0,013	654,242	-0,145	654,241
Bus Km - Bus Tb1.2	10	145,76	-0,013	1443,025	-0,321	1443,024
Bus 481.1 - Bus 481.3	0,353	290,33	-31,135	87,718	-52,985	102,478
Bus 481.2 - Bus 481.4	0,367	196,48	-30,078	62,395	-36,133	72,102
Bus 585.1 - Bus 585.3	0,355	252,84	-29,63	78,017	-44,367	89,751

В таблице 34 сведены данные по расчету мощности искажений в системе для каждого из рассмотренных случаев. Используемые формулы для расчета:

Активная мощность:

$$P = U \cdot I \cdot \cos\varphi_1, [\text{кВт}] \quad (4.24)$$

где U – напряжение на соответствующей шине;

I – ток ветви.

Реактивная мощность:

$$Q = U \cdot I \cdot \sin\varphi_1, [\text{кВАр}] \quad (4.25)$$

где U – напряжение на соответствующей шине;

I – ток ветви.

Полная мощность по первой гармонике:

$$S_1 = \sqrt{P^2 + Q^2}, [\text{кВА}] \quad (4.26)$$

Мощность искажений:

$$D = \sqrt{S_1^2\left(1+THD_U^2\right)\left(1+THD_I^2\right) - P^2 - Q^2}, [\text{кВА}] \quad (4.27)$$

где THD_U – коэффициент нелинейных искажений по напряжению;

THD_I – коэффициент нелинейных искажений по току.

Из таблиц 31 и 32 видно, что наличие гармонических искажений существенно влияет на величину коэффициента мощности. Максимальные значения коэффициента мощности исследуемой сети:

- Случай 1 − THD_U=13,837%, THD_I=11,385%
- Случай 2 − THD_U=4,08%, THD_I=9,95%
- Случай 3 − THD_U=13,38%, THD_I=20,73%

Значение КНИ по току значительно выше КНИ по напряжению. Так, для случая 2 величина КНИ по напряжению входит в допустимые пределы 10-15%, в отличие от аналогичной величины по току, которая на сегодняшний день не нормируется. Это свидетельствует о значительном загрязнении сети гармониками, составляющими с опасностью повышения температуры нагрева кабелей и обусловленной этим необходимостью замены на кабели большего сечения и перехода на более мощные источники питания.

На шинах − *Bus 481.3, Bus 481.4, Bus 585.3* и кабельных линиях – *Bus 481.1-Bus 481.3, Bus 481.2-Bus 481.4, Bus 585.1-Bus 585.2* наблюдаются критические значения коэффициента мощности, вплоть до величины 20,73%. При этом наибольшее влияние на гармоническое искажение сети оказывают 5, 7 гармоники (табл. 30).

В соответствии с таблицей 33, реактивная мощность в системе величина отрицательная, это означает, что нагрузка на шинах ТП 481 и ТП 585 имеет активно-ёмкостный характер.

Если сравнивать отдельно случай 2 и 3, то видно, что влияние нелинейных источников, установленных на питающих шинах несущественно по сравнению с влиянием этих же источников на нагрузке. Тем не менее анализ мощности искажений в системе показал, что наиболее критическим случаем для системы является наличие нелинейных источников, генерирующих гармоники, как на питающих шинах, так и на нагрузке (табл. 34). Например, для случая 3 при мощности первой гармоники S_1=90,139 кВА, мощность нелинейных искажений равна D=21,422 кВА, что составляет 23,76%. Данная

мощность не выполняет никакой полезной работы, а наоборот ухудшает состояние системы, ограничивая работу оборудования.

Таким образом, исходя из проведенного анализа можно сделать следующий вывод: на питающих шинах *Bus Km* следует установить пассивный фильтр для подавления 5, 7 гармоник, который в свою очередь решит проблемы с потерями мощности в сети, увеличит пропускную способность сети, а также снизит фон гармонических искажений на стороне 0,4 кВ. На шинах 0,4 кВ со стороны потребителей − *Bus 481.3, Bus 481.4, Bus 585.3* необходимо установить активные фильтры для устранения остаточных гармоник.

Таблица 34. Анализ мощности искажений в системе до установки пассивного фильтра

	U, кВ	I, А	φ, град	P, кВт	Q, кВАр	S_1, кВА	THD_U, %	THD_I, %	D, кВА	D, %
Случай 1										
Bus Km - Bus Tb1.1	10,09	66,085	-0,013	660,1294	-0,146	660,129	13,414	10,809	114,122	17,28
Bus Km - Bus Tb1.2	10,09	145,76	-0,013	1456,011	-0,323	1456,011	13,414	10,525	249,103	17,18
Bus 481.1 - Bus 481.3	0,355	292,19	-31,135	88,7803	-53,627	103,719	12,061	11,319	17,214	16,59
Bus 481.2 - Bus 481.4	0,37	197,72	-30,078	63,302	-36,658	73,151	12,555	11,27	12,384	16,93
Bus 585.1 - Bus 585.3	0,357	254,24	-29,63	78,891	-44,864	90,756	12,322	10,566	14,778	16,28
Случай 2										
Bus Km - Bus Tb1.1	10	66,6	-0,069	659,34	-0,801	659,340	0,049	2,51	16,552	2,51
Bus Km - Bus Tb1.2	10	163,1	-0,182	1614,69	-5,1702	1614,698	0,049	0,502	8,144	0,51
Bus 481.1 - Bus 481.3	0,357	290,2	-32,88	87,004	-56,243	103,605	4,08	9,69	10,901	10,52
Bus 481.2 - Bus 481.4	0,37	197,3	-31,98	61,919	-38,662	72,998	2,7	9,38	7,127	9,76
Bus 585.1 - Bus 585.3	0,359	249,6	-32,65	75,446	-48,342	89,605	3,62	9,95	9,493	10,59
Случай 3										
Bus Km - Bus Tb1.1	10,09	67,3	-0,065	672,266	-0,767	672,266	13,38	13,73	129,472	19,25
Bus Km - Bus Tb1.2	10,09	164,1	-0,179	1639,211	-5,165	1639,219	13,38	11,02	285,167	17,39
Bus 481.1 - Bus 481.3	0,358	292,2	-32,43	88,293	-56,091	104,603	11,1	20,37	24,381	23,31
Bus 481.2 - Bus 481.4	0,372	200,2	-31,71	63,355	-39,143	74,472	11,81	20,34	17,607	23,64
Bus 585.1 - Bus 585.3	0,36	250,4	-32	76,442	-47,767	90,139	11,38	20,73	21,422	23,76

4.10 Расчет пассивного фильтра

Исходные данные для расчета пассивного фильтра приведены в таблице 35.

Таблица 35. Исходные данные

n	U, кВ	I_{5m}, А	I_5, А	*f*, Гц
5	10	15,87	11,22	50
7		7,97	5,64	

Для расчета секции фильтра использована методика [105]. Однако, непосредственное применение такой методики вызывает трудности, так как в этой методике не приведена связь реактивной мощности БСК с её емкостью. Эту связь отражает следующая формула:

$$C_n = \frac{Q_{Kn}}{U_\phi^2 \cdot 2\pi fn}, \quad (4.28)$$

где Q_{Kn} − реактивная мощность, вырабатываемая БСК на n-гармонике, ВАр;

C_n − емкость БСК на n-гармонике, Ф;

U_ϕ − фазное напряжение сети, В;

f − частота сети, Гц;

n − номер гармоники.

Далее приведен пример расчета секции фильтра для подавления 5 гармоники.

Амплитудное значение тока 5 гармоники преобразователя:

$$I_{5m}=15,87 \text{ А}$$

Тогда действующее значение тока:

$$I_5 = \frac{I_{5m}}{\sqrt{2}} = \frac{15,87}{\sqrt{2}} = 11,22 \text{ А}$$

Мощность БСК на фазу равна:

$$Q_{K5} = 1,3 \cdot U_{\phi} \cdot I_5 = 1,3 \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 11,22 = 1471,7 \text{ ВАр}$$

Тогда ёмкость БСК:

$$N_5 = \frac{Q_{K5}}{U_{\phi} 2\pi fn} = \frac{1471,7}{10 \cdot 10^3 \cdot 2\pi \cdot 50 \cdot 5} = 1,79 \text{ мкФ}$$

Ёмкостное сопротивление БСК на 5 гармонике:

$$X_{C5} = \frac{1}{2\pi N_5 fn} = \frac{1}{2\pi \cdot 0,009207 \cdot 50 \cdot 5} = 0,0691 \text{ Ом}$$

Исходя из условий резонанса X_C=X_L, индуктивность секции фильтра:

$$L_5 = \frac{X_{C5}}{2\pi fn} = \frac{0,0691}{2\pi \cdot 50 \cdot 5} = 0,226 \text{ Гн}$$

Тогда параметры элементов фильтра:

Таблица 36. Параметры фильтра

n	L, Гн	C, мкФ	Q_C, кВАр
5	0,226	1,79	84,233
7	0,451	0,898	42,302

Выполнено моделирование установки рассчитанного фильтра на шины *Bus Km* (Приложение 3).

Результаты анализа коэффициентов мощности по напряжению и по току для наиболее критического случая – случая 3 сведены в таблицы 37 и 38 соответственно.

В таблице 39 сведены данные по расчету мощности искажений в системе для случая с наличием источников ВГ со стороны питающих шин и со стороны нагрузки при установке пассивного фильтра на шины *Bus Km*.

Таблица 37. Анализ коэффициентов мощности по напряжению

	THD_U, %	
	Без фильтров	**ПФ на 5 и 7 гармоники**
Bus Km	13,38	4,94
Bus 481.3	11,1	6,5

Таблица 37. Продолжение

Bus 481.4	11,8	5,59
Bus 585.3	11,38	6,15

Таблица 38. Анализ коэффициентов мощности по току

	THD_I, %	
	Без фильтров	**ПФ на 5 и 7 гармоники**
Bus Km - Bus Tb1.1	13,73	4,1
Bus Km - Bus Tb1.2	11,02	3,29
Bus 481.1 - Bus 481.3	20,37	9,92
Bus 481.2 - Bus 481.4	20,34	9,49
Bus 585.1 - Bus 585.2	20,73	10,12

Для примера действия ПФ на рисунках 4.49-4.52 представлены полученные графики зависимости напряжения от времени для шин *Bus Km*.

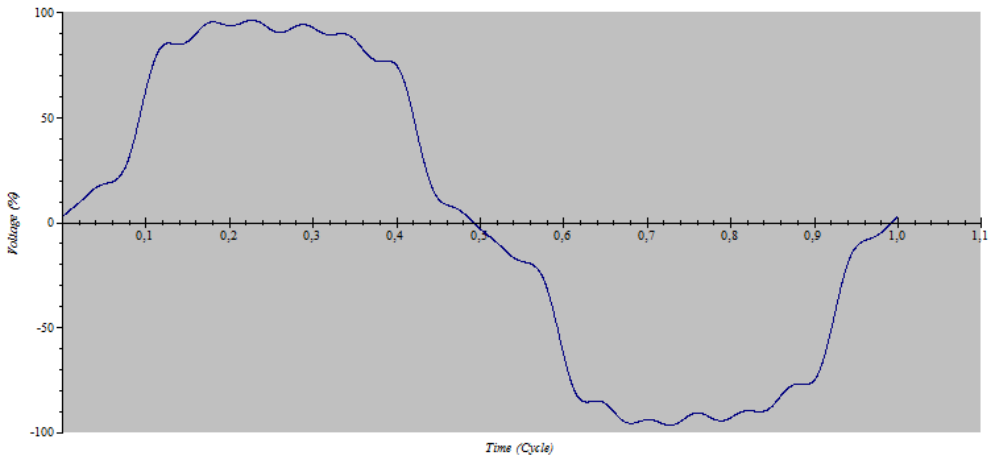


Рисунок 4.49 − Форма волны на шинах *Bus Km*. Без фильтра

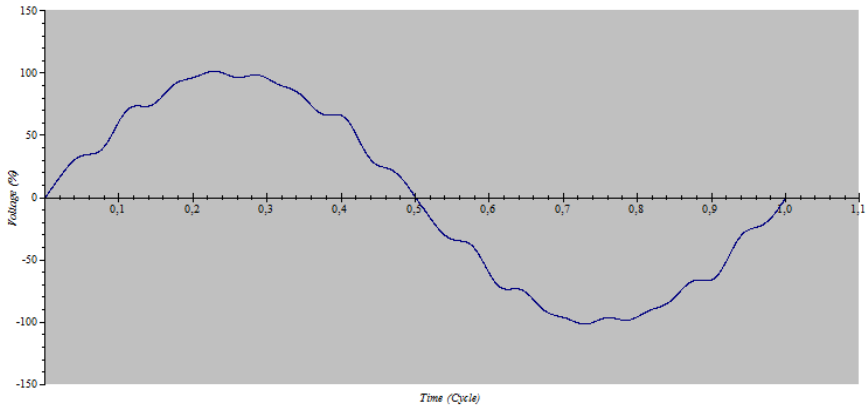


Рисунок 4.50 − Форма волны на шинах *Bus Km*. С учетом фильтра

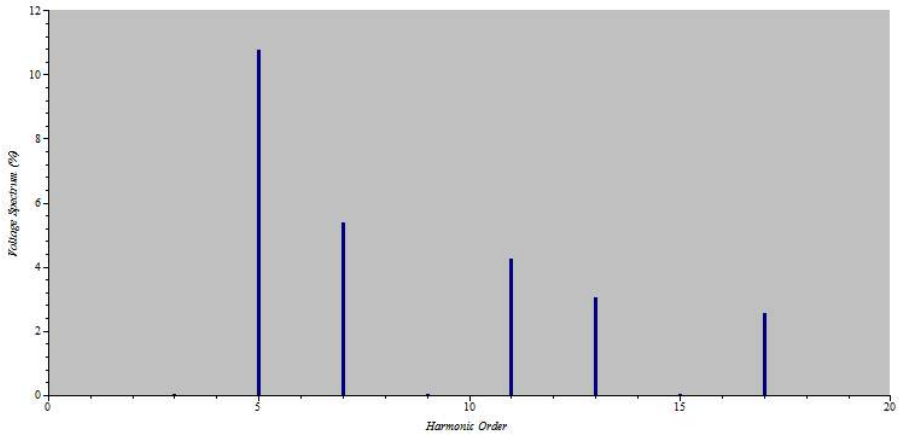


Рисунок 4.51 − Гармонический спектр на шинах *Bus Km*. Без фильтра

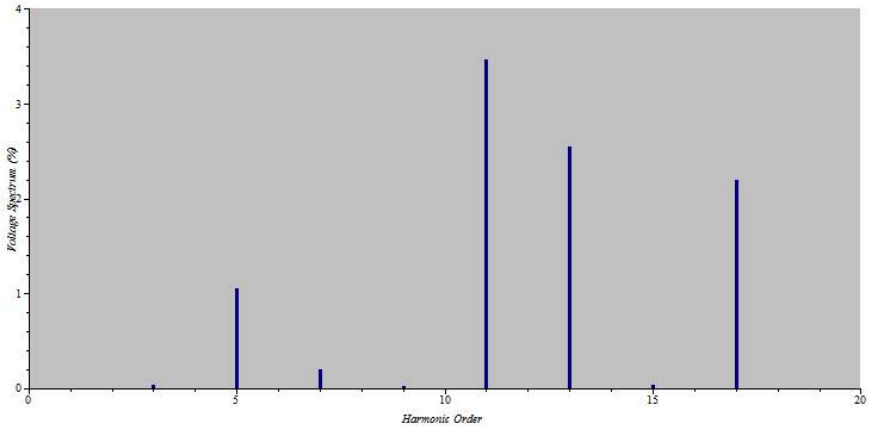


Рисунок 4.52 − Гармонический спектр на шинах *Bus Km*. С учетом фильтра

Таким образом, из приведенных данных видно, что установка пассивного фильтра положительно сказывается на уменьшении коэффициентов нелинейных искажений по напряжению (табл. 40) и по току (табл. 41).

Например, для шин *Bus 481.4* КНИ по напряжению снизился почти в 2 раза с 11,8 % до 5,59%. Полученные значения удовлетворяют требованиям.

Из рисунков 4.51 и 4.52 можно заметить насколько рассчитанный пассивный фильтр позволяет подавить 5 и 7 гармоники. Их доля в гармоническом спектре шины *Bus Km* снизилась более чем в 5 раз, что, соответственно, положительно сказалось на изменении кривой напряжения и приближения ее формы к синусоидальной (рис. 4.50).

Таким образом, из таблиц 34 и 39 видно, что установка пассивных фильтров только на стороне 10 кВ на шинах питающей сети позволила значительно снизить уровень мощности искажений. Например, для линии *Bus 585.1 – Bus 585.3* при мощности первой гармоники S_1=88,206 кВА, мощность нелинейных искажений равна D=10,46 кВА, что составляет 11,85%. Тогда как для аналогичного случая без ПФ доля мощности искажений равна 23,76%. Полученные данные доказывают нецелесообразность установки ПФ только на шинах питающей сети. Гармонический спектр нагрузки гораздо шире и продолжает распространяться по сети. Однако сравнивая таблицы 34 и 39 по величине тока видно, что установка фильтров только со стороны потребителя будет способствовать снижению КНИ (раздел 4.8), незначительно уменьшая значения тока и нагрузочных потерь в КЛ.

В таблице 40 приведен анализ нагрузочных потерь в КЛ до и после установки фильтров (ПФ на высокой стороне и АФКУ на стороне 0.4 кВ), согласно которому установка ФКУ позволяет снизить потери в КЛ на 19,5%.

Таблица 39. Анализ мощности искажений в системе после установки пассивного фильтра

	U, кВ	I, А	φ, град	P, кВт	Q, кВАр	S_1, кВА	THD_U, %	THD_I, %	D, кВА	D, %
Случай 3 при установке ПФ на шины *Bus Km*										
Bus Km - Bus Tb1.1	10,01	66,7	-0,065	660,99033	-0,754	660,991	4,94	4,1	42,455	6,42
Bus Km - Bus Tb1.2	10,01	163,2	-0,179	1617,29568	-5,096	1617,303	4,94	3,29	96,027	5,93
Bus 481.1 - Bus 481.3	0,356	287,7	-32,43	86,4475896	-54,918	102,416	6,5	9,92	12,164	11,87
Bus 481.2 - Bus 481.4	0,37	197,1	-31,71	62,0389989	-38,331	72,925	5,59	9,49	8,041	11,02
Bus 585.1 - Bus 585.3	0,358	246,4	-32	74,8030976	-46,743	88,206	6,15	10,12	10,460	11,85

Таблица 40. Анализ нагрузочных потерь в КЛ

	ДО установки ФКУ		**ПОСЛЕ установки ФКУ**		**ΔP, %**
	I, A	**ΔP, кВт**	**I, A**	**ΔP, кВт**	
Bus Km - Bus Tb1.1	**67,3**	**33,103**	**66,085**	**31,919**	**3,70**
Bus Km - Bus Tb1.2	**164,1**	**89,232**	**145,76**	**70,402**	**26,75**
Bus 481.1 - Bus 481.3	**292,2**	**0,170**	**290,33**	**0,168**	**1,29**
Bus 481.2 - Bus 481.4	**200,2**	**0,118**	**196,48**	**0,114**	**3,82**
Bus 585.1 - Bus 585.3	**250,4**	**0,144**	**252,84**	**0,147**	**-1,92**
∑	**-**	**122,767**	**-**	**102,750**	**19,5**

4.11 Выводы

В данной главе рассмотрены три случая расположения источников гармонических сигналов. Наиболее критичным случаем для сети, когда наблюдаются максимальные искажения, является расположение источников гармонических напряжений на шинах питающей сети и на нагрузке:

- Установка заградительных фильтров только со стороны питающей сети либо только со стороны потребителя является нецелесообразной. Уровень снижения нагрузочных потерь в КЛ незначителен и не может быть экономическим фактором реализации подобных мероприятий.
- Совместная установка ПФ (на стороне 10 кВ) и АФ (на стороне 0,4 кВ) позволяет симметрировать напряжение сети и уменьшить до нуля ток нейтрали, а также подавить токовые гармоники, повысив тем самым коэффициент мощности. Это повышает пропускную способность сети и как результат снижает нагрузочные потери мощности в КЛ на 19,5%.

Несмотря на то, что потери, возникающие в результате наличия гармонических искажений по току и напряжению не выделены в отдельную группу, они являются составной величиной сверхнормативных потерь, возникающих в городских РС, от величины которых зависит финансовая стабильность сетевых организаций. Стоит отметить, что в современных утвержденных нормативах и стандартах уже сейчас введено понятие интергармоник, что можно считать предпосылкой для учета влияния мощности искажения как на работу сети в целом, так и на величину потерь в частности.

Заключение

В результате выполнения диссертационной работы разработаны рекомендации по применению организационных мероприятий для распределительной электрической сети г. Томска, первоначальной целью которых является снижение уровня потерь и повышение энергоэффективности передачи и распределения ЭЭ. В ходе исследования были решены следующие задачи:

1. Исходя из реальных данных, полученных согласно показаниям приборов учета, установленных в точка приема в сеть/отпуска из сети, а также согласно замерам на трансформаторах, установленных на данном участке определены параметры исследуемого участка сети, с дальнейшим его программным моделированием;

2. Снижение технических потерь в городских РС, возникающих при несимметрии токов и напряжений за счет установки трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Z_0 или применения специальных СУ на 12,59%;

3. Повышение эффективности передачи и распределения электроэнергии при изменении условий эксплуатации оборудования участка городской электрической сети и определение оптимальных мест размыкания РС позволяет снизить потери ЭЭ на 19%. Также отсутствуют шины с отклонением напряжения, превышающим регламентированные ГОСТом 10%;

4. Установка фильтров позволяет уменьшить количество нагрузочных потерь мощности в КЛ на 19,5%.

В диссертационном исследовании рассмотрены отдельные организационные и технические мероприятия для участка сети г. Томска. Комплексное применение всех мероприятий не обеспечит простое арифметическое сложение полученных результатов в части величины потерь, однако совместное применение рассмотренных мероприятий с позиции снижения потерь будет гораздо эффективнее.

Совокупность полученных теоретических, экспериментальных результатов и их научная, практическая значимость свидетельствуют о достижении целей диссертационной работы и её соответствии всем указанным во введении характеристикам.

Список литературы

1. Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации: Федеральный закон от 23.11.2009 г. №261-ФЗ // Собрание законодательства. – 2009. - № 48. – Ст. 5711.

2. Электроэнергетика России: основные показатели функционирования и тенденции развития. Москва 2015.

3. Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке: Приказ Федеральной службы по тарифам от 06.08.2004г. №20-э/2 // Собрание законодательства. – 2004. - №44. – Ст. 0.

4. Энергосбережение в низковольтных электрических сетях при несимметричной нагрузке / Под общей ред. Ф. Д. Косоухова: Монография. – СПб.: Издательство «Лань»,2016. – 280 с. – (Учебники для вузов. Специальная литература).

5. Бохмат И.С., Воротницкий В.Э., Татаринов Е.П. Снижение коммерческих потерь электроэнергии в электроэнергетических системах // Электрические станции. –1998. – N 9. – С.53-59.

6. Воротницкий, В.Э. Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях / В.Э. Воротницкий, М.А. Калинкина, Е.В. Комкова, В.И. Пятигор // Энергосбережение. – 2005. – №2. – С. 2-6.

7. Косоухов Ф.Д. Несимметрия напряжений и токов в сельских распределительных сетях: монография / Ф.Д. Косоухов, И.В. Наумов. – Иркутск, 2003. – 257 с.

8. Дед А.В. Определение потерь мощности в распределительных сетях с учетом влияния несимметричной нагрузки. Омский научный вестник. 2009. № 2 (80). с. 167-170.

9. Фурсанов М.И. Оптимальные уровни потерь в распределительных электрических сетях. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. Энергетика. 2014. № 5. с. 15-26.

10. Дулепов Д.Е., Тюдина Т.Е. Расчет несимметрии напряжений СЭС. Вестник НГИЭИ. 2015. с. 35-42.

11. Савина Н.В., Мясоедов Ю.В. Системные исследования потерь электроэнергии при функционировании распределительных электрических сетей. Вестник Иркутского государственного технического университета. 2012. № 1 (60). с. 142-148.

12. Терентьев П.В. Исследование качества и повышение эффективности использования электроэнергии в электротехнических комплексах служебных и жилых зданий дис. Кандидат технических наук: Нижний Новгород 2014. – 227 с.

13. Левин, М.С. Качество электрической энергии сельских районов / М.С. Левин, А.Е. Мурадян, Н.Н. Сырых. М.: Энергия, 1975. - 224 с.

14. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Взамен ГОСТ 13109-97; введ. 2014 – 07 – 01. – Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации; Москва: Стандартинформ, 2014. – 20 с.

15. Наумов, И.В. Снижение потерь и повышение качества электрической энергии в сельских распределительных сетях 0,38 кВ с помощью симметрирующих устройств: дис. докт. техн. наук: 05.20.02 / Наумов Игорь Владимирович. – Иркутск, 2002. – 387 с

16. Наумов, И.В. Оптимизация несимметричных режимов системы сельского электроснабжения / И.В. Наумов. – Иркутск: Изд-во «На Чехова», 2001. – 217 с.

17. Кисель, О.Б. Способ повышения качества напряжения в сельских сетях / О.Б. Кисель, Ю.Е. Шпилько // Механизация и электрификация с/х -1980, №7.

18. Кисель, О.Б. Определение параметров нулевой последовательности сельских трансформаторов /О.Б.Кисель // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 1985. – № 7. – С. 51-53.

19. Майер, В.Я. Исследование влияния симметричного и несимметричного отклонения напряжения на эксплуатационные характеристики асинхронного двигателя // Промышленная энергетика. -1993. - № 9.

20. A A Ansari and D M Deshpande “Investigation of Performance of 3-Phase Asynchronous Machine Under Voltage Unbalance” Journal of Theoretical and Applied Information Technology 2005-2009 JATIT.

21. Annette von Jouanne, Senior Member, IEEE and Basudeb (Ben) Banerjee, Member, IEEE “Assessment of Voltage Unbalance” IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 16, NO. 4, OCTOBER 2001.

22. Asheesh Kumar Singh, G.K. Singh, R. Mitra “Impact of Source Voltage Unbalance on AC-DC Rectifier Performance” 2nd International Conference on Power Electronics System and Applications – 2006.

23. A.C. Williamson and E.B. Urquhart “Analysis of the losses in a turbine-generator rotor caused by unbalanced loading” Proc. IEE, Vol. 123, No. 12, December 1976.

24. Donald Reimert “Protective Relaying for Power Generation Systems” Published in 2006 by CRC Press – Taylor and Francis Group.

25. Tsai-Hsiang Chen and Jeng-Tyan Cherng “Optimal Phase Arrangement of Distribution Transformers Connected to a Primary Feeder for System Unbalance Improvement and Loss Reduction Using a Genetic Algorithm” 1999 IEEE.

26. Baran M.E., Wu F.F., Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing, IEEE Trans Power Deliv, 4 (2) (1989), pp. 1401–1409.

27. Emad S. Ibrahim, Management of loss reduction projects for power distribution systems, Electric Power Syst Res (2000), pp. 49–56.

28. Dong-Li Duan, Xiao-Dong Ling, Xiao-Yue Wu, Bin Zhong, Reconfiguration of distribution network for loss reduction and reliability improvement based on enhanced genetic algorithm, Electr Power Syst Res, 64 (2015), pp. 88–95.

29. Ralph E., Boran M., armeliet J., Optimising urban energy systems: Simultaneous system sizing, operation and district heating network layout, Energy, Volume 116, Part 1, 1 December 2016, pp. 619-636.

30. Osmo Siirto, Markku Hyvärinen, Mika Loukkalahti, Aki Hämäläinen, Matti Lehtonen, Improving reliability in an urban network, Electric Power Syst Res March 2015, Pages 47-55.

31. Wei Wei, Jianhui Wang, Lei Wu, Quantifying the impact of road capacity loss on urban electrified transportation networks: An optimization based approach, International Journal of Transportation Science and Technology, Volume 5, Issue 4, December 2016, pp. 268-288.

32. Abdelaziz M., Distribution network reconfiguration using a genetic algorithm with varying population size, Electric Power Systems Research, Volume 142, January 2017, pp. 9-11.

33. Dezani H., Regiane D.S. Bassi, Marranghello N., Gomes L., Optimizing urban traffic flow using Genetic Algorithm with Petri net analysis as fitness function, Neurocomputing, Volume 124, 26 January 2014, pp. 162-167.

34. Guerrero M., Francisco G. Montoya, Adaptive community detection in complex networks using genetic algorithms, Neurocomputing, Volume 266, 29 November 2017, pp. 101-113.

35. Воротницкий, В.Э., Калинкина, М.А., Апряткин, В.Н. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях энергоснабжающих организаций // Энергосбережение. – 2000. – № 3. – С. 53-55.

36. Будзко, И.А. Сельские электрические сети / И.А.Будзко. М.: Сельхозгиз, 1959.-400 с.

37. Будзко, И.А. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов/ И.А. Будзко, М.С. Левин .-М.: Агропромиздат, 1985.- 320с.

38. Будзко, И.А. Зуль, Н.М. Электроснабжение сельского хозяйства / И.А. Будзко, Н.М. Зуль. М.: ВО «Агропромиздат», 1990. - 496 с.

39. Готман И.В., Электромагнитные переходные процессы в электрических системах: учебное пособие, Томский политехнический университет – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. –172 с.

40. Приказ Минэнерго РФ от 30.06.2003 N 277 "Об утверждении Методических указаний по устойчивости энергосистем", СО 153-34.20.576-2003.

41. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под редакцией С.С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352с.

42. Железко Ю.С., Расчет, анализ и нормирование потерь в электрических сетях: руководство для практических расчетов. Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. - 280 с.

43. В.Э. Воротницкий, М.А. Калинкина. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях. / Учебно-методическое пособие. – М.: ИПКгосслужбы, 2000.

44. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э. Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др.; Под ред. В.Н. Казанцева. – М.: Энергоатомиздат, 1983.

45. Г.Е. Поспелов, Н.М. Сыч. Потери мощности и энергии в электрических сетях./Под ред. Г.Е. Поспелова. – М.: Энергоиздат, 1981.

46. EN 50160, Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems, 2012

47. ANSI C84.1-2016, American National Standard for Electric Power Systems and Equipment - Voltage Ratings (60 Hz), 2016

48. NEMA MG-1. Motors and Generators

49. Об электроэнергетике: Федеральный закон от 26.03.2003 г. №35-ФЗ // Собрание законодательства. – 2003. - № 13. – Ст. 1177.

50. Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств (энергетических установок) юридических и физических лиц к электрическим сетям: Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 г. №861 // Собрание законодательства. – 2004. - № 52. – Ст. 5525.

51. Бессонов, Л.А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи. 9-е изд: перераб. и доп. – М.: «Высшая школа», 1996. – 638 с.

52. Vladimir Zdraveski, Mirko Todorovski, Ljupco Kocarev. Dynamic intelligent load balancing in power distribution networks // Electricla Power and Energy systems. 2015, № 73. p. 157-162.

53. R. F. Woll “Effect of Unbalance Voltage on the Operation of Polyphase Induction Motors”IEEE Transactions on Inductry Applications, Vol. IA-II, No. 1, January/February 1975.

54. K.V. Vamsi Krishna, “Effects of unbalance voltage on induction motor current and its operation performance” Lecon Systems.

55. Ушакова, Н.Ю. Метод симметричных составляющих. [Текст]: методические указания к самостоятельному изучению раздела курса ТОЭ и к выполнению расчетно-графического задания / Н.Ю.Ушакова, Л.В.Быковская; Оренбургский гос. ун-т. – Оренбург : ОГУ, 2010. – 59 с.V.J. Gosbell, Sarath Perera, “Voltage Unbalance” Technical Note No. 6 October 2002

56. Dr Johan Driesen, Dr Thierry Van Craenenbroeck, “Voltage Disturbances Introduction to Unbalance” Power quality application guide Katholieke Universiteit Leuven May 2002

57. Вольдек, А.И. Электрические машины. Учебник для студентов высш. техн. учебн. заведений. – 3-е изд., перераб. – Л.: Энергия, 1978. – 832 с., ил.

58. Сердешнов, А., Протосовицкий, И., Леус, Ю., Шумра, П. Симметрирующее устройство для трансформаторов. Средство стабилизации и снижения потерь 0,4 кВ // Новости электротехники, 2005- N1(31).

59. Шкуропат, И.А. Трансформаторы распределительные масляные типа ТМ, ТМФ, ТМГ, ТМГФ мощность 25-2500 кВА, класса напряжения 10 кВ техническая информация.

60. Силовые трансформаторы 10(6)/0.4 кВ. Области применения разных схем соединения обмоток. [Электронный ресурс]: URL http://www.enetra.ru/docs/publication/index.php?ELEMENT_ID=2670

61. Каталог трансформаторов. [Электронный ресурс]: URL https://tiu.ru/Transformatory-silovye

62. Каминский Е. А., Звезда, треугольник, зигзаг – 4-е издание, переработанное – Москва: Энергия, 1977 – 104с.

63. Тарифы на электроэнергию для населения Томска и Томской области с 1 июля 2017 года. [Электронный ресурс]: URL http://energo-24.ru/tariffs/electro/2016/10956.html

64. Каталог трансформаторов. [Электронный ресурс]: URL http://www.consultelectro.ru/shop/category/power-transformer

65. Скороходов, В.А. Методы и технические: средства повышения качества электроэнергии и компенсации. М.: Энергоатомиздат, 1992. - 152 с.

66. Новгородов, Н.А., Гринкруг, М.С., Ткачева, Ю.И., Целесообразность использования устройства переключения нагрузок при симметрировании токов в понижающих трансформаторных подстанциях

10(6)/0,4 кВ. статья в Журнале «Электротехнические комплексы и системы управления» 2013 год.

67. Карпунова, С.Ю. [Электронный ресурс]. Код доступа: http://masters.donntu.edu.ua/2007/fvti/karpunova/diss/index.html.

68. Yule G. Phil. Trans. Roy. soc. London A. — V. 226. -1927. — pp. 267-298.

69. Walker G. Proc. Roy. soc. London A. — V. 131. — 1931. — pp. 518-532.

70. Тихонов, Э.Е. Методы прогнозирования в условиях рынка: учебное пособие. – Невинномысск, 2006. – 221 с.

71. Материалы по GARCH-моделям. [Электронный ресурс]. Код доступа: http://www.nsu.ru/ef/tsy/ecmr/garch/index.htm

72. Matlab Central. [Электронный ресурс]. Код доступа: http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/33718-garch-tool/content/GARCHTool.m.

73. Турукина, Т.Е. Алгоритм регулирования уровня несимметрии в распределительных сетях / Т.Е. Турукина, Е.А. Шутов, И.И. Елфимов, В.К. Сибирцев // Промышленные АСУ и контроллеры. – 2016. – № 10 . – С. 24-30.

74. Датчики тока с выходом по току. [Электронный ресурс]: URL https://www.terraelectronica.ru/catalog_info.php?CODE=68995

75. Промышленные контроллеры mitsubishi electric FX2N-4DA. [Электронный ресурс]: URL http://global-a.biz/p59755602-promyshlennye-kontrollery-mitsubishi.html

76. Твердотельные реле. [Электронный ресурс]: URL http://www.delexgroup.ru/catalog/tverdotelnie-rele/

77. Твердотельные реле. [Электронный ресурс]: URL http://www.proton-impuls.ru/apindex.php?mod=main&task=view&taskid=80

78. Тиристорный преобразователь как средство модернизации однофазных печей. [Электронный ресурс]: URL http://www.elec.ru/articles/tiristornyj-preobrazovatel-kak-sredstvo-modernizac/

79. Трансформаторы трехфазные масляные герметичные класса напряжения 6 и 10 кВ мощностью 25-1000 Ква

80. Швыров, И.В. Оптимизация режимов электроэнергетических систем на основе эволюционных алгоритмов. Автореферат на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Санкт-Петербург: 2013.

81. Костинский, С.С. Снижение потерь электроэнергии в трансформаторах распределительных сетей внутренним симметрированием их нагрузок. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Новочеркасск: 2013.

82. Мусаев, Т.А. Разработка метода оптимизации режима работы городских распределительных сетей 6(10) кВ. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Казань: 2014.

83. Симуткин, М.Г. Разработка методов оценки влияния нелинейных электроприемников на режимы работы оборудования распределительных сетей. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Москва: 2014.

84. Боярская, Н.П. Совершенствование методов компенсации высших гармоник в электрических сетях 0,4-10 кВ. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Красноярск: 2011.

85. Боярская Н. П. Анализ и исследование нового класса силовых фильтров для трехфазных промышленных сетей 380 В [Текст]: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (05.09.03) / Боярская Надежда Павловна; МЭИ. – Москва, 2000. – 28 с.

86. Правила устройства электроустановок. 6-е издание с изм. и дополн. – СПб, 1999, – 123 с.

87. Фильтры гармоник [Электронный ресурс]: Электрон.дан. URL: http://khomovelectro.ru. Режим доступа: свободный. Дата обращения: 04.05.2017.

88. Активные фильтры гармоник [Электронный ресурс]: Электрон.дан. URL: http://slavenergo.ru. Режим доступа: свободный. Дата обращения: 04.05.2017.

89. Влияние высших гармоник напряжения и тока на работу электрооборудования [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL:http://electricalschool.info. Режим доступа: свободный. Дата обращения: 29.04.2017.

90. ГОСТ 30804.4.7-2013. Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств. – М: Изд-во стандартов, 2013 − 33 с.

91. ГОСТ 30804.4.30-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии. – М: Изд-во стандартов, 2013 − 52 с.

92. IEEE recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems - IEEE Std 519-1992.

93. IEC 61000-2-2:2002.Электромагнитная совместимость (ЭМС)-Часть 2-2: Электромагнитная обстановка -Уровни электромагнитной совместимости для низкочастотных кондуктивных помех и сигналов, передаваемых в распределительных системах электроснабжения общего назначения.

94. IEC 61000-2-4:2002.Электромагнитная совместимость (ЭМС)-Часть 2-4: Электромагнитная обстановка -Уровни электромагнитной совместимости для низкочастотных кондуктивных помех в системах электроснабжения промышленных предприятий.

95. EU 50160. Качество питающего напряжения. Стандарт для коммунальных (общественных) электроснабжающих сетей.

96. IEEE 519: 2014. Рекомендации и требования к контролю гармонических составляющих в электрических сетях.

97. IEC 61000-3-12:2014 Электромагнитная совместимость (ЭМС)-Часть 3-12: Нормы - Нормы на гармонические составляющие тока, создаваемые

оборудованием с номинальным потребляемым током > 16 А и <=75 А, подсоединенное к низковольтным распределительным системам электроснабжения общего назначения.

98. Shine. Статья: Что такое коэффициент мощности [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: http://shine.ru/company/blog/chto-takoe-koeffitsient-moshchnosti/ Режим доступа: свободный. Дата обращения: 19.10.2017.

99. Philips. Коэффициент мощности PF в светодиодных системах. [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: http://svet.com.ua/files/files/5306209/powerfactorlednpi.pdf Режим доступа: свободный. Дата обращения: 19.10.2017.

100. Олег Григорьев, Виктор Петухов, Василий Соколов, Игорь Красилов. Высшие гармоники в сетях электроснабжения 0,4 кВ. [Электронный ресурс]: Электрон. дан. URL: http://www.news.elteh.ru/arh/2003/18_19/14.php Режим доступа: свободный. Дата обращения: 20.10.2017.

101. Hemachandran K., BJustus Rabi Dr. Harmonic Mitigation In A Single Phase Non-Linear Load Using SAPF With PI Controller // Reccent Advances in Electrical Engineering and Computer Science, 2016.- 15 p.

102. Akagi H., Kanazava Y., Nabae A. Instatneous reactive power compensators comprising switching devices without energy storage elements. IEEE trans, on industry applications. 1984, Vol. IA-20, No. 3, pp. 625-630.

103. Васильев А., Худяков В., Хабузов В. Анализ современных методов и технических средств коррекции коэффициента мощности у импульсных устройств // Силовая электроника, 2004, №2.

104. 46. Tenti P., Spiazzi G. Harmonic Limiting Standards and Power Factor Correction Techniques // 6th European Conference on Power Electronics and Applications - EPE '95

105. Коваленко Д.В., Киселёв Б.Ю., Плотников Д.И. и др. Методика расчета пассивных фильтров, предназначенных для компенсации высших гармоник тока в системах электроснабжения промышленных предприятий.

− Международный научно-исследовательский журнал. № 01 (55), часть 4. − Омск, 2017.

Приложение А

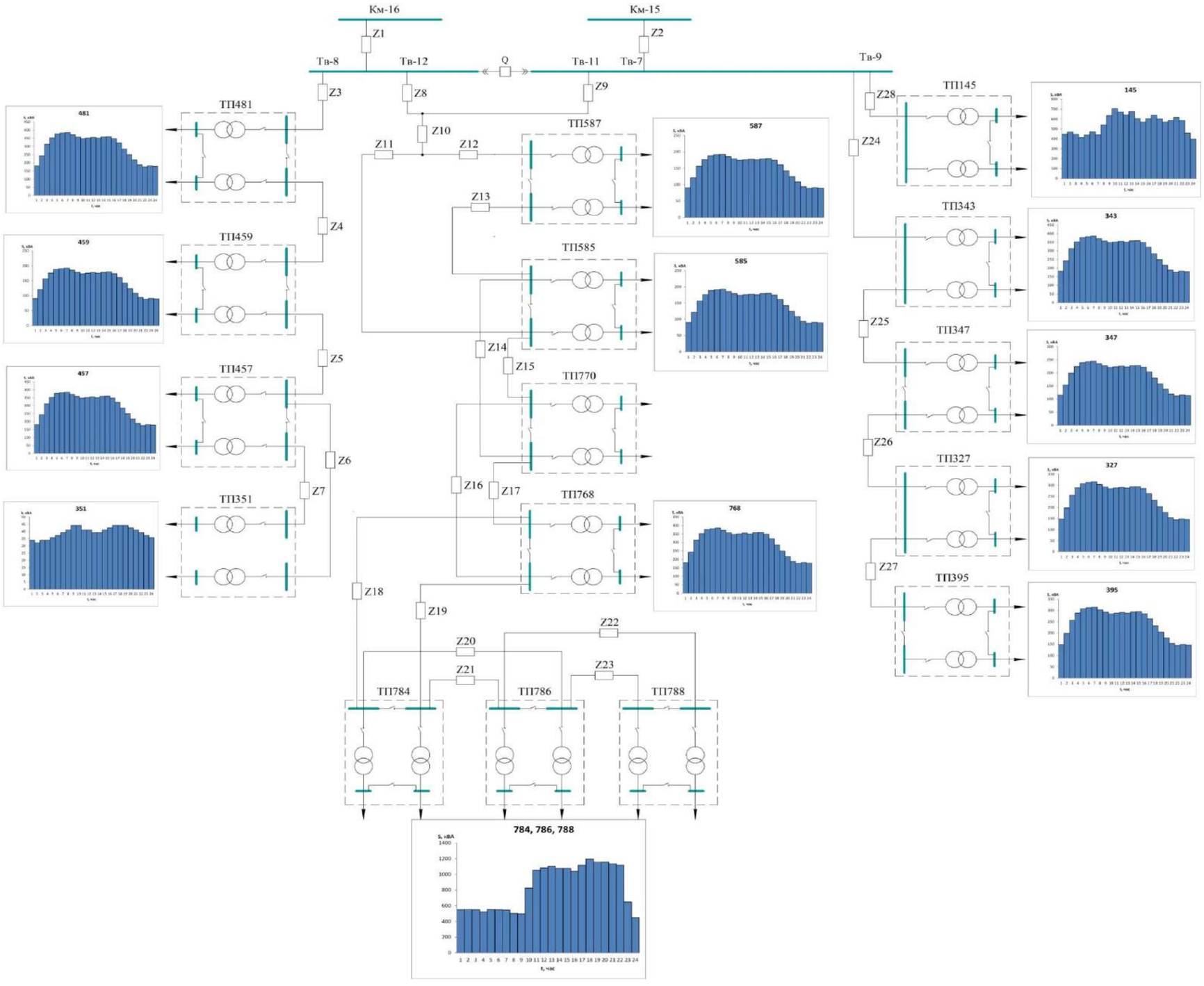


Рисунок А.1 – Схема исследуемого участка сети

Таблица А.1. Параметры трансформаторов

№	Мощность, кВА	Тип трансформатора	Напряжение, кВ	ΔP_{xx}, Вт	$\Delta P_{кз}$, Вт	$U_{кз}$, %	I_{xx}, %	схема соединения
1	160	Масляный	10/0,4	450	2600	4,5	1,9	звезда - звезда с нулем
2	250	Масляный	10/0,4	610	3700	4,5	1,9	звезда - звезда с нулем
3	400	Масляный	10/0,4	900	5500	4,5	1,8	звезда - звезда с нулем
4	630	Масляный	10/0,4	1250	7600	5,5	1,7	звезда - звезда с нулем
5	1000	Масляный	10/0,4	1900	12200	5,5	1,7	звезда - звезда с нулем

Таблица А.2. Параметры кабельных линий

Линия		Кол-во цепей	Тип	*l*, м	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	R, Ом	X, Ом	R_Σ, Ом	X_Σ, Ом
Z1	Км-16-яч.6	2	ААБ 3х240	2050	0,12	0,075	0,246	0,15375	0,246	0,15375
Z2	КМ-15-яч.2	2	ААБ 3х240	2050	0,12	0,075	0,246	0,15375	0,246	0,15375
Z3	Тв.8-481	1	АСБ 3х185	40	0,16	0,077	0,0064	0,00308	0,0064	0,00308
Z4	481-459	1	ААБ 3х240	26	0,12	0,075	0,00312	0,00195	0,09496	0,046148
			ААБ 3х185	4	0,16	0,077	0,00064	0,000308		
			АСБ 3х185	570	0,16	0,077	0,0912	0,04389		
Z5	459-457	1	ААБ 3х120	250	0,24	0,081	0,06	0,02025	0,0984	0,03321
			ААШв 3х120	160	0,24	0,081	0,0384	0,01296		
Z6	457-351	1	ААБ 3х120	105	0,24	0,081	0,0252	0,008505	0,0252	0,008505
Z7	457-351	1	ААБ 3х120	105	0,24	0,081	0,0252	0,008505	0,0252	0,008505
Z8	Тв.12-опора №1	1	ААБ 3х240	140	0,12	0,075	0,0168	0,0105	0,0168	0,0105
Z9	Тв.11-опора №1	1	ААБ 3х240	140	0,12	0,075	0,0168	0,0105	0,0168	0,0105
Z10	опора №1-опора №18	3	СИП-1х120	879	0,253	0,369	0,222387	0,324351	0,222387	0,324351

Таблица А.2. Продолжение

Z11	опора №1- пора №18	3	СИП-1х120	879	0,253	0,369	0,222387	0,324351	0,222387	0,324351
Z12	опора №18-585	1	ААБ 3х240	135	0,12	0,075	0,0162	0,010125	0,0162	0,010125
Z13	опора №18-587	1	ААБ 3х240	120	0,12	0,075	0,0144	0,009	0,0144	0,009
Z14	585-587	1	ААБ 3х240	25	0,12	0,075	0,003	0,001875	0,003	0,001875
Z15	585-770	1	ААБ 3х185	22	0,16	0,077	0,00352	0,001694	0,00352	0,001694
Z16	585-770	1	ААБ 3х185	22	0,16	0,077	0,00352	0,001694	0,00352	0,001694
Z17	770-768	1	ААБ 3х185	22	0,16	0,077	0,00352	0,001694	0,00352	0,001694
Z18	770-768	1	ААБ 3х185	22	0,16	0,077	0,00352	0,001694	0,00352	0,001694
Z19	768-784	1	ААБл 3х240	280	0,12	0,075	0,0336	0,021	0,0336	0,021
Z20	768-784	1	ААБл 3х240	280	0,12	0,075	0,0336	0,021	0,0336	0,021
Z21	784-786	1	ААБл 3х240	20	0,12	0,075	0,0024	0,0015	0,0024	0,0015
Z22	784-786	1	ААБл 3х240	20	0,12	0,075	0,0024	0,0015	0,0024	0,0015
Z23	786-788	1	ААБл 3х240	20	0,12	0,075	0,0024	0,0015	0,0024	0,0015
Z24	786-788	1	ААБл 3х240	20	0,12	0,075	0,0024	0,0015	0,0024	0,0015
Z25	Тв.7-343	1	ААБ 3х185	268	0,16	0,077	0,04288	0,020636	0,04288	0,020636
Z26	343-347	1	ААБ 3х150	235	0,2	0,079	0,047	0,018565	0,075	0,03204

Таблица А.2. Продолжение

			ААБ 3х185	175	0,16	0,077	0,028	0,013475		
Z27	347-327	1	ААБ 3х150	130	0,2	0,079	0,026	0,01027	0,074	0,02647
			ААБ 3х120	200	0,24	0,081	0,048	0,0162		
Z28	327-395	1	ААБ 3х120	279	0,24	0,081	0,06696	0,022599	0,15425	0,04741
			ААБ 3х95	215	0,31	0,083	0,06665	0,017845		
			ААШв 3х120	86	0,24	0,081	0,02064	0,006966		
Z29	Тв.9-145	1	ААБ 3х185	268	0,16	0,077	0,04288	0,020636	0,04288	0,020636

Приложение Б

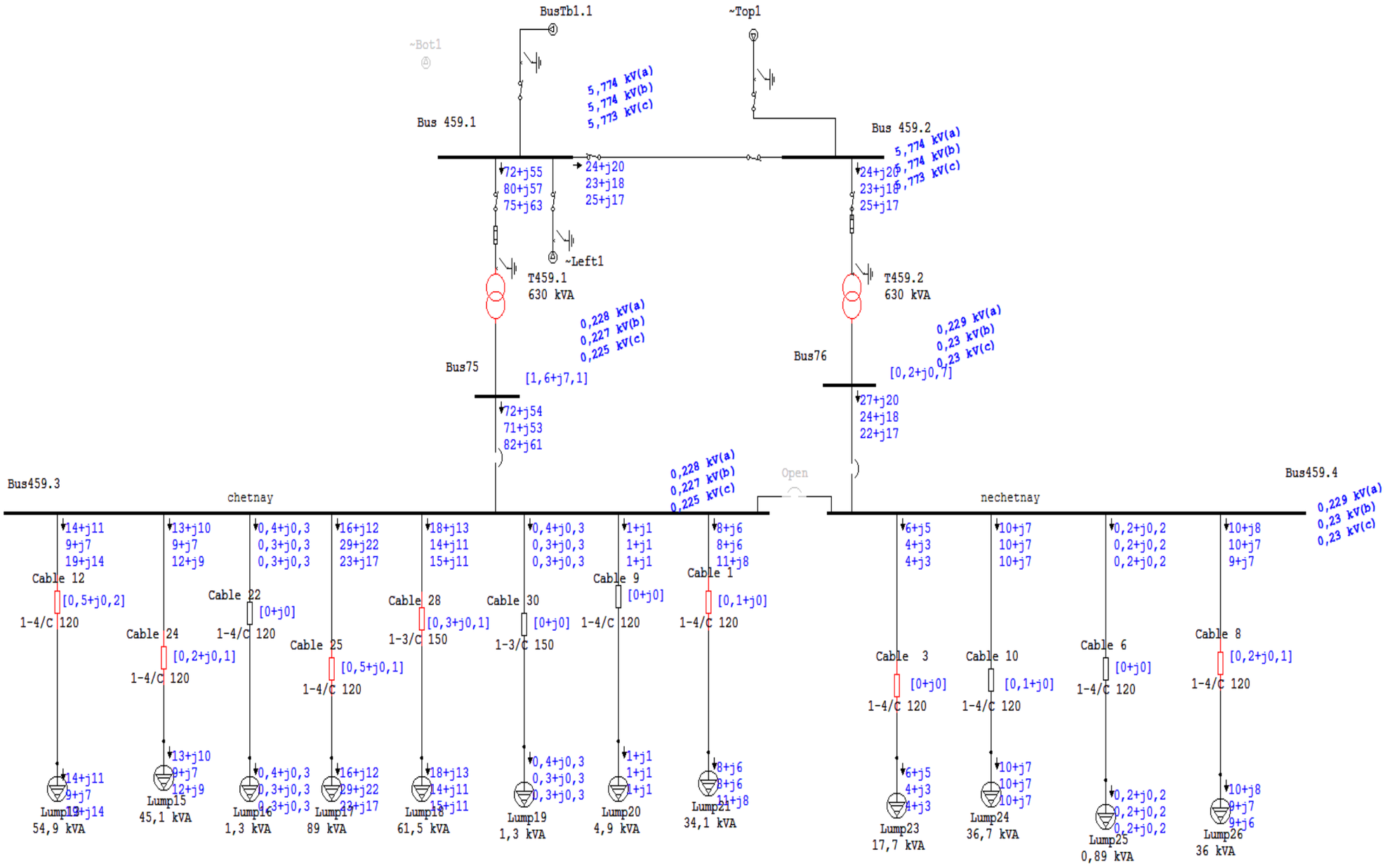


Рисунок Б.1 – Пример расчета несимметричного режима для ТП с трансформатором со схемой соединения обмоток Y/Z_0

Приложение В

Таблица В.1. Результаты расчета применения трансформатора со схемой соединения звезда – зигзаг с нулем

Час	Нагрузка			Потери мощности (звезд-звезда ноль)								Потери мощности (звезд-зигзаг ноль)							
	Фаза А	Фаза Б	Фаза С	Трансформатор		Кабельная линия		Общие		K_{2U}, %	K_{0U}, %	Трансформатор		Кабельная линия		Общие		K_{2U}, %	K_{0U}, %
	S, кВА	S, кВА	S, кВА	ΔP, кВт	ΔQ, кВАр	ΔP, кВт	**ΔQ**, кВАр	ΔP, кВт	ΔQ, кВАр			ΔP, кВт	ΔQ, кВАр	ΔP, кВт	ΔQ, кВАр	ΔP, кВт	ΔQ, кВАр		
0,5	51,11	73,47	83,05	0,945	3,999	1,178	0,232	2,123	4,231	0,256	1,608	0,828	3,631	1,191	0,234	2,019	3,865	0,25	0,025
1	46,32	73,47	68,68	0,777	3,292	0,971	0,191	1,748	3,484	0,225	1,439	0,683	2,997	0,981	0,193	1,664	3,189	0,221	0,022
1,5	51,11	63,89	68,68	0,679	2,935	0,892	0,178	1,571	3,112	0,141	0,902	0,642	2,818	0,896	0,178	1,538	2,996	0,139	0,014
2	36,74	63,89	68,68	0,696	2,885	0,822	0,159	1,517	3,044	0,27	1,723	0,560	2,457	0,833	0,161	1,394	2,618	0,264	0,026
2,5	17,57	63,89	68,68	0,849	3,262	0,807	0,147	1,656	3,408	0,445	2,864	0,477	2,086	0,835	0,150	1,312	2,236	0,432	0,043
3	17,57	63,89	68,68	0,849	3,262	0,807	0,147	1,656	3,408	0,445	2,864	0,477	2,086	0,835	0,150	1,312	2,236	0,432	0,043
3,5	17,57	63,89	68,68	0,849	3,262	0,807	0,147	1,656	3,408	0,445	2,864	0,477	2,086	0,835	0,150	1,312	2,236	0,432	0,043
4	17,57	63,89	68,68	0,849	3,262	0,807	0,147	1,656	3,408	0,445	2,864	0,477	2,086	0,835	0,150	1,312	2,236	0,432	0,043
4,5	17,57	63,89	68,68	0,849	3,262	0,807	0,147	1,656	3,408	0,445	2,864	0,477	2,086	0,835	0,150	1,312	2,236	0,432	0,043
5	17,57	63,89	68,68	0,849	3,262	0,807	0,147	1,656	3,408	0,445	2,864	0,477	2,086	0,835	0,150	1,312	2,236	0,432	0,043
5,5	17,57	63,89	68,68	0,849	3,262	0,807	0,147	1,656	3,408	0,445	2,864	0,477	2,086	0,835	0,150	1,312	2,236	0,432	0,043
6	38,33	63,89	68,68	0,690	2,876	0,827	0,161	1,517	3,038	0,255	1,631	0,569	2,494	0,838	0,162	1,406	2,656	0,25	0,025
6,5	122,98	63,89	68,68	1,719	6,991	1,926	0,368	3,645	7,359	0,492	3,139	1,283	5,621	1,990	0,377	3,272	5,997	0,495	0,049
7	51,11	87,85	108,61	1,554	6,373	1,783	0,343	3,337	6,717	0,459	2,81	1,199	5,258	1,830	0,349	3,029	5,607	0,444	0,044
7,5	83,05	159,72	214,02	5,418	21,987	6,036	1,152	11,454	23,139	1,037	5,715	4,018	17,602	6,402	1,197	10,420	18,799	0,98	0,098
8	118,19	159,72	214,02	5,207	21,927	6,405	1,256	11,611	23,183	0,738	4,12	4,491	19,698	6,616	1,283	11,107	20,981	0,713	0,071
8,5	202,84	119,79	214,02	6,106	25,773	7,554	1,484	13,661	27,257	0,803	4,358	5,311	23,294	7,809	1,515	13,120	24,809	0,766	0,077
9	166,11	130,97	210,83	5,228	22,303	6,647	1,315	11,876	23,618	0,598	3,445	4,735	20,771	6,802	1,335	11,537	22,106	0,596	0,06
9,5	78,26	119,79	199,65	4,413	17,690	4,750	0,898	9,163	18,587	0,94	5,51	3,107	13,607	5,054	0,936	8,161	14,543	0,921	0,092
10	47,92	111,80	146,94	2,863	11,338	2,977	0,557	5,840	11,894	0,797	4,682	1,889	8,271	3,137	0,576	5,026	8,847	0,759	0,076
10,5	132,57	132,57	199,65	4,490	19,090	5,660	1,117	10,150	20,207	0,572	3,365	4,015	17,615	5,796	1,135	9,812	18,749	0,574	0,057

Таблица В.1. Продолжение

11	151,73	111,80	199,65	4,634	19,522	5,706	1,120	10,340	20,642	0,658	3,861	4,007	17,573	5,883	1,142	9,890	18,715	0,658	0,066
11,5	151,73	111,80	183,68	4,147	17,646	5,240	1,035	9,386	18,681	0,546	3,181	3,718	16,310	5,355	1,049	9,072	17,359	0,54	0,054
12	73,47	130,97	167,71	3,481	14,253	3,973	0,764	7,455	15,017	0,748	4,303	2,673	11,715	4,141	0,784	6,814	12,499	0,715	0,071
12,5	60,69	143,75	156,53	3,556	14,344	3,896	0,740	7,452	15,084	0,833	4,766	2,558	11,207	4,093	0,764	6,651	11,970	0,788	0,079
13	108,61	134,16	204,44	4,543	18,922	5,430	1,057	9,973	19,979	0,739	4,302	3,759	16,480	5,641	1,084	9,400	17,564	0,731	0,073
13,5	138,96	134,16	210,83	4,910	20,795	6,129	1,207	11,039	22,001	0,634	3,722	4,332	19,003	6,303	1,229	10,635	20,232	0,639	0,064
14	138,96	156,53	234,79	5,961	25,159	7,375	1,449	13,336	26,608	0,757	4,303	5,196	22,788	7,629	1,481	12,825	24,269	0,752	0,075
14,5	94,23	156,53	223,61	5,632	23,007	6,390	1,227	12,022	24,234	1,007	5,589	4,305	18,863	6,760	1,272	11,065	20,135	0,963	0,096
15	94,23	156,53	183,68	4,269	17,834	5,142	1,003	9,411	18,837	0,725	4,055	3,562	15,618	5,318	1,025	8,879	16,643	0,689	0,069
15,5	154,93	137,36	169,30	3,954	17,251	5,317	1,066	9,271	18,316	0,244	1,403	3,871	16,991	5,340	1,069	9,211	18,060	0,239	0,024
16	108,61	108,61	156,53	2,896	12,364	3,689	0,730	6,585	13,094	0,414	2,511	2,625	11,517	3,750	0,738	6,375	12,255	0,415	0,041
16,5	167,71	127,78	140,55	3,637	15,789	4,831	0,966	8,468	16,754	0,31	1,795	3,500	15,361	4,867	0,970	8,367	16,331	0,304	0,03
17	188,47	89,44	193,26	5,298	21,831	6,153	1,189	11,451	23,020	0,925	5,096	4,189	18,360	6,452	1,225	10,641	19,585	0,876	0,088
17,5	105,42	105,42	193,26	3,986	16,356	4,577	0,881	8,563	17,237	0,746	4,543	3,108	13,623	4,792	0,910	7,900	14,532	0,757	0,076
18	91,04	113,40	172,50	3,339	13,843	3,942	0,765	7,281	14,608	0,641	3,828	2,707	11,868	4,082	0,783	6,789	12,651	0,634	0,063
18,5	115,00	105,42	242,77	6,068	24,160	6,409	1,204	12,476	25,364	1,101	6,71	4,191	18,348	6,955	1,277	11,146	19,625	1,139	0,114
19	91,04	127,78	279,51	8,015	31,200	7,925	1,457	15,940	32,657	1,459	8,53	4,991	21,828	8,864	1,580	13,854	23,408	1,472	0,147
19,5	122,98	151,73	239,58	6,070	25,190	7,184	1,395	13,254	26,585	0,908	5,164	4,961	21,749	7,538	1,440	12,499	23,190	0,899	0,09
20	122,98	167,71	269,93	7,513	30,862	8,652	1,668	16,165	32,529	1,128	6,248	5,906	25,881	9,214	1,739	15,120	27,620	1,106	0,111
20,5	210,83	191,66	297,08	9,513	40,716	12,197	2,417	21,710	43,133	0,81	4,428	8,743	38,359	12,557	2,464	21,300	40,823	0,816	0,082
21	174,09	167,71	269,93	7,692	32,586	9,607	1,892	17,299	34,478	0,83	4,683	6,810	29,871	9,958	1,938	16,769	31,809	0,839	0,084
21,5	174,09	220,41	188,47	6,228	27,135	8,347	1,672	14,576	28,807	0,352	1,958	6,072	26,651	8,405	1,679	14,477	28,331	0,348	0,035
22	190,07	190,07	209,23	6,225	27,282	8,466	1,701	14,691	28,983	0,165	0,906	6,191	27,178	8,478	1,703	14,670	28,881	0,16	0,016
22,5	209,23	143,75	188,47	5,633	24,304	7,370	1,468	13,003	25,772	0,514	2,79	5,308	23,292	7,476	1,481	12,784	24,773	0,492	0,049
23	174,09	119,79	188,47	4,682	20,019	5,989	1,186	10,670	21,205	0,555	3,117	4,271	18,739	6,106	1,201	10,377	19,940	0,537	0,054
23,5	174,09	103,82	188,47	4,703	19,795	5,777	1,133	10,480	20,928	0,701	3,936	4,044	17,737	5,956	1,155	10,001	18,892	0,674	0,068
24	115,00	83,05	129,37	2,219	9,476	2,828	0,560	5,047	10,036	0,361	2,187	2,010	8,819	2,867	0,565	4,877	9,384	0,355	0,036

Приложение Г

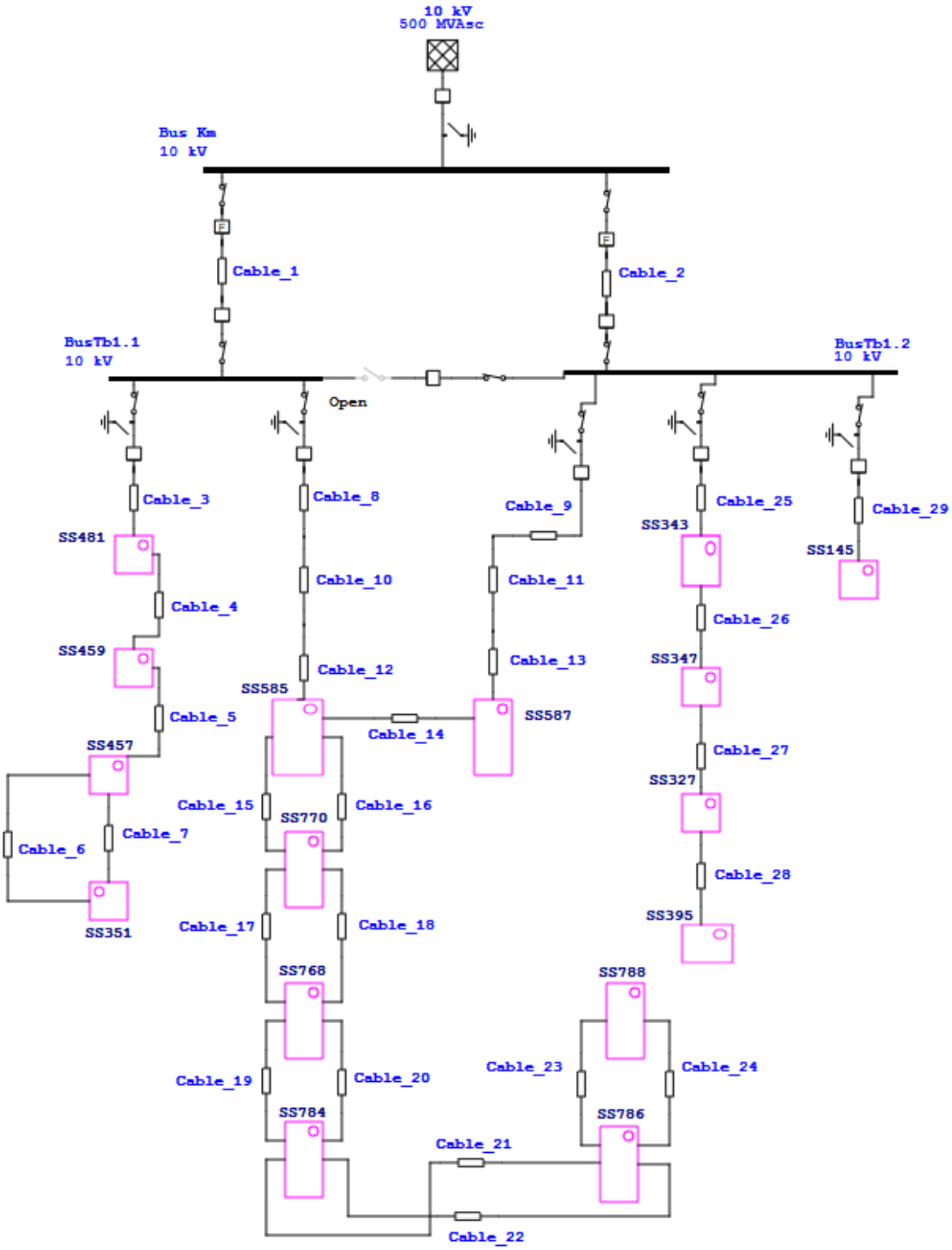


Рисунок Г.1 – Модель исследуемого участка сети

Таблица Г.1. Результаты расчета режима максимальных нагрузок (уровни напряжения)

№	Шина (узел)	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	№	Шина (узел)	Расчетное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ
1	Bus75	0,4	0,387	46	Bus351.4	0,392	0,4
2	Bus76	0,4	0,387	47	Bus 395.1	9,883	10
3	Bus81	0,4	0,386	48	Bus 395.2	9,883	10
4	Bus89	0,4	0,386	49	Bus395.4	0,367	0,4
5	Bus93	0,4	0,386	50	Bus 457.1	9,945	10
6	Bus95	0,4	0,389	51	Bus 457.2	9,945	10
7	Bus97	0,4	0,39	52	Bus457.3	0,332	0,4
8	Bus98	0,4	0,39	53	Bus457.4	0,391	0,4
9	Bus100	0,4	0,388	54	Bus 459.1	9,95	10
10	Bus102	0,4	0,39	55	Bus 459.2	9,95	10
11	Bus104	0,4	0,39	56	Bus459.3	0,39	0,4
12	Bus105	0,4	0,39	57	Bus459.4	0,39	0,4
13	Bus106	0,4	0,389	58	Bus459.6	0,363	0,4
14	Bus107	0,4	0,389	59	Bus 481.1	9,958	10
15	Bus109	0,4	0,389	60	Bus 481.2	9,958	10
16	Bus111	0,4	0,388	61	Bus481.3	0,327	0,4
17	Bus113	0,4	0,39	62	Bus481.4	0,327	0,4
18	Bus115	0,4	0,389	63	Bus 585.1	9,875	10
19	Bus119	0,4	0,39	64	Bus 585.2	9,954	10
20	Bus120	0,4	0,39	65	Bus585.3	0,355	0,4
21	Bus122	0,4	0,388	66	Bus585.4	0,355	0,4
22	Bus125	0,4	0,387	67	Bus 587.1	9,875	10
23	Bus139	0,4	0,389	68	Bus 587.2	9,875	10
24	Bus143	0,4	9,906	69	Bus587.3	0,355	0,4
25	Bus 145.1	10	9,906	70	Bus 768.1	9,874	10
26	Bus 145.2	10	0,347	71	Bus 768.2	9,954	10
27	Bus145.3	0,4	0,347	72	Bus768.3	0,331	0,4
28	Bus145.4	0,4	0,387	73	Bus768.4	0,388	0,4
29	Bus147	0,4	0,388	74	Bus 770.1	9,874	10
30	Bus149	0,4	0,387	75	Bus 770.2	9,954	10
31	Bus 327.1	10	0,386	76	Bus 784.1	9,872	10
32	Bus327.2	0,4	9,889	77	Bus 784.2	9,953	10
33	Bus327.3	0,4	0,355	78	Bus784.3	0,377	0,4
34	Bus 343.1	10	0,374	79	Bus784.4	0,373	0,4
35	Bus343.2	0,4	9,902	80	Bus 786.1	9,872	0,4
36	Bus343.3	0,4	0,353	81	Bus 786.2	8,435	10
37	Bus 347.1	10	0,367	82	Bus786.3	0,352	0,4
38	Bus 347.2	10	9,894	83	Bus786.4	0,352	0,4
39	Bus347.3	0,4	9,894	84	Bus 788.1	9,872	10
40	Bus347.4	0,4	0,38	85	Bus 788.2	8,435	10
41	Bus 351.1	10	0,361	86	Bus Km	10	10
42	Bus 351.2	10	9,945	87	Bus788.3	0,37	0,4
43	Bus351.3	0,4	9,945	88	Bus788.4	0,323	0,4
44	Bus 395.1	10	0,387	89	BusTb1.1	9,959	10
45	Bus351.3	0,4	0,392	90	BusTb1.2	9,909	10

Таблица Г.2. Результаты расчета режима максимальных нагрузок (токовая загрузка КЛ)

№	Кабель	Токовая загрузка, А	№	Кабель	Токовая загрузка, А
1	Cable_1	64,67	45	Cable_40	252,9
2	Cable2	330	46	Cable_41	0
3	Cable_2	144,9	47	Cable_44	404,9
4	Cable_3	55,54	48	Cable_45	66,84
5	Cable_4	37,64	49	Cable_46	118,2
6	Cable_5	20,57	50	Cable_47	161,8
7	Cable_6	1,153	51	Cable_48	278,8
8	Cable_7	1,153	52	Cable_49	96,6
9	Cable_8	9,129	53	Cable50	3,529
10	Cable_9	58,78	54	Cable_50	164,6
11	Cable_10	9,129	55	Cable_52	96,6
12	Cable_11	58,78	56	Cable_53	272,7
13	Cable_12	9,129	57	Cable_54	181,8
14	Cable_13	58,78	58	Cable_55	94,59
15	Cable14	40,86	59	Cable_56	210,2
16	Cable_14	48,7	60	Cable_57	249,5
17	Cable15	3,249	61	Cable_58	128,5
18	Cable_15	38,59	62	Cable59	64,47
19	Cable_16	9,129	63	Cable_59	202,6
20	Cable_17	38,59	64	Cable60	3,529
21	Cable_18	9,129	65	Cable_60	169,6
22	Cable_19	22,42	66	Cable_61	5,363
23	Cable_20	6,473	67	Cable_61	330
24	Cable_21	17,7	68	Cable62	40,95
25	Cable_23	6,585	69	Cable63	1,354
26	Cable_24	3,864	70	Cable72	61,58
27	Cable_25	59,99	71	Cable73	19,75
28	Cable_26	41,88	72	Cable78	50,63
29	Cable_27	29,71	73	Cable79	12,43
30	Cable_28	14,88	74	Cable80	1,51
31	Cable_29	26,4	75	Cable81	99,69
32	Cable30	12,63	76	Cable82	56,75
33	Cable_30	453,3	77	Cable83	19,74
34	Cable31	9,736	78	Cable84	1,233
35	Cable_31	0	79	Cable85	1,233
36	Cable33	38,36	80	Cable90	42,5
37	Cable34	14,83	81	Cable92	2,99
38	Cable35	19,75	82	Cable94	2,896
39	Cable_35	413,8	83	Cable96	12,63

Таблица Г.2. Продолжение

40	Cable36	19,75	84	Cable100	12,43
41	Cable_37	44,59	85	Cable103	56,75
42	Cable38	66,86	86	Cable110	64,47
43	Cable_38	28,83	87	Cable121	3,249
44	Cable_39	28,83	88	Cable587.3	252,3

Таблица Г.3. Результаты расчета режима максимальных нагрузок (загрузка трансформаторов)

№	ТР	I, А	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	Загрузка, %
1	Т145.1	13,2	185,1	130,5	226,48	37,8
2	Т145.2	13,2	185,1	130,5	226,48	37,8
3	Т327.1	9,978	165	44,56	170,91	28,5
4	Т327.2	5,142	84,46	24,97	88,07	14,7
5	Т343.1	10,91	174,8	66,68	187,09	31,2
6	Т343.2	7,271	106,7	64,64	124,75	20,8
7	Т347.1	3,784	57,31	30,32	64,84	10,8
8	Т347.2	8,408	127	68	144,06	24,1
9	Т351.1	1,153	15,77	12,08	19,87	3,3
10	Т351.2	1,153	15,77	12,08	19,87	3,3
11	Т395.1	8,104	115,9	76,22	138,72	23,2
12	Т395.2	6,784	101,6	56,32	116,17	19,4
13	Т457.1	16,55	261,7	113,1	285,09	47,6
14	Т457.2	1,784	26,11	16,19	30,72	5,1
15	Т459.1	17,27	235,9	181,5	297,64	47,2
16	Т481.1	18,13	293,8	107,1	312,71	52,2
17	Т585.1	10,11	152,2	82,29	173,02	28,9
18	Т587.1	10,09	157,5	70,61	172,60	28,8
19	Т768.1	16,2	243	133	277,02	46,2
20	Т768.2	2,674	42,61	17,57	46,09	7,7
21	Т784.1	4,73	70,78	39,14	80,88	13,5
22	Т784.2	6,473	96,41	56,21	111,60	18,6
23	Т786.1	11,15	170,6	85,22	190,70	31,8
24	Т786.2	96,6	49,58	27,32	56,61	9,5
25	Т788.1	6,585	106,4	36,78	112,58	18,8
26	Т788.2	3,864	49,52	27,11	56,46	9,4

Таблица Г.4. Результаты расчета режима максимальных нагрузок (нагрузка)

№	Нагрузка	S, кВА	КМ, %	№	Нагрузка	S, кВА	КМ, %
1	Alt.20 Lift	1,02	80	45	Lump_27	27,49	88,1
2	Alt. 20 Lift	1,14	80,02	46	Lump_28	33,93	87,5
3	Alt. 20 MOP	1,24	80,01	47	Lump_29	47,54	99,8
4	Alt.20 TSG	25,72	84,54	48	Lump_30	88,03	89,9
5	Alt. 20 TSG	43,26	78,17	49	Lump_31	29,81	86,7
6	Alt.20 TSG office	1,61	79,67	50	Lump_32	8,33	88,8
7	Alt. 20 TSG1	15,61	80,19	51	Lump_33	77,57	84
8	Alt. 24 Lift	0,91	80,03	52	Lump_34	32,55	85,5
9	Alt. 24 lift	0,83	80,03	53	Lump_35	12,49	84,7
10	Alt.24 TSG	15,87	80,85	54	Lump_36	17,51	94,7
11	Alt. 24 TSG	27,94	80,06	55	Lump_37	76,21	84
12	Alt.24 TSG nezhiloe	0,64	82,75	56	Lump_38	15,21	99,1
13	Alt. 24 TSG nezhiloe	3,63	79,11	57	Lump_39	41,06	88,9
14	Alt. 24 TSG1	26,68	78,52	58	Lump_40	31,09	85,5
15	Azizov A.G. Magazin A.20	37,84	79,27	59	Lump_41	43,53	96,5
16	EP-2	1,24	80,01	60	Lump_42	80,76	99,4
17	EP-5	6,51	81,92	61	Lump_43	21,86	83,1
18	EP-6	25,54	80,57	62	Lump_44	6,13	95,3
19	Lump1	39,14	79,3	63	Lump_45	56,85	98,8
20	Lump_1	81,18	97,9	64	Lump_46	25,54	86,1
21	Lump2	198,00	80,31	65	Lump_47	35,74	84,1
22	Lump_2	31,14	89,3	66	Lump_48	66,35	80,8
23	Lump_3	43,67	97	67	Lump_49	28,11	96,9
24	Lump4	198,00	80,31	68	Lump_50	7,88	89,4
25	Lump_4	59,35	84,9	69	Lump_51	73,12	81,8
26	Lump_5	11,90	94,1	70	Lump_52	26,87	92,8
27	Lump_6	31,98	97,9	71	Lump_53	29,84	87,2
28	Lump_10	47,81	81,9	72	Lump_54	20,94	78,7
29	Lump_11	124,53	93,8	73	Lump_55	36,08	78,3
30	Lump_12	66,89	94,2	74	Lump_56	35,20	77,5
31	Lump_13	10,36	87,2	75	Lump_57	35,64	97,1
32	Lump_14	5,37	86,4	76	Lump_58	27,92	89,5
33	Lump_15	14,48	82,5	77	Lump_59	27,92	93,9
34	Lump_16	80,82	86,2	78	Lump_60	14,21	87,3
35	Lump_17	43,64	91,7	79	Lump_61	15,24	83,2
36	Lump_18	31,20	85	80	Lump_62	12,20	96,7
37	Lump_19	65,48	87,5	81	Lump_63	14,36	84,9
38	Lump_20	37,43	97,2	82	Lump_64	27,21	94
39	Lump_21	53,03	90,4	83	Lump_65	33,74	89,6
40	Lump_22	66,08	85,7	84	Lump_66	45,12	97,8
41	Lump_23	47,20	99,1	85	Lump_67	14,81	84,7
42	Lump_24	123,01	80,2	86	Lump_68	15,36	89,4
43	Lump_25	14,84	97,8	87	Lump_69	23,86	88,1
44	Lump_26	2,93	94,6	88	Osipov Y.N. A.24 detsad	13,32	81,07

Таблица Г.5. Результаты расчета режима максимальных нагрузок после регулирования напряжения (уровни напряжения)

№	Шина (узел)	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	№	Шина (узел)	Расчетное напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ
1	Bus75	0,4	0,387	46	Bus351.4	9,878	0,4
2	Bus76	0,4	0,387	47	Bus 395.1	9,878	10
3	Bus81	0,4	0,386	48	Bus 395.2	0,367	10
4	Bus89	0,4	0,386	49	Bus395.4	9,942	0,4
5	Bus93	0,4	0,385	50	Bus 457.1	9,942	10
6	Bus95	0,4	0,389	51	Bus 457.2	0,35	10
7	Bus97	0,4	0,39	52	Bus457.3	0,391	0,4
8	Bus98	0,4	0,389	53	Bus457.4	9,947	0,4
9	Bus100	0,4	0,388	54	Bus 459.1	9,947	10
10	Bus102	0,4	0,39	55	Bus 459.2	0,39	10
11	Bus104	0,4	0,39	56	Bus459.3	0,39	0,4
12	Bus105	0,4	0,39	57	Bus459.4	0,363	0,4
13	Bus106	0,4	0,389	58	Bus459.6	9,956	0,4
14	Bus107	0,4	0,389	59	Bus 481.1	9,956	10
15	Bus109	0,4	0,389	60	Bus 481.2	0,345	10
16	Bus111	0,4	0,388	61	Bus481.3	0,345	0,4
17	Bus113	0,4	0,39	62	Bus481.4	9,868	0,4
18	Bus115	0,4	0,388	63	Bus 585.1	9,952	10
19	Bus119	0,4	0,39	64	Bus 585.2	0,374	10
20	Bus120	0,4	0,39	65	Bus585.3	0,374	0,4
21	Bus122	0,4	0,388	66	Bus585.4	9,868	0,4
22	Bus125	0,4	0,387	67	Bus 587.1	9,868	10
23	Bus139	0,4	0,389	68	Bus 587.2	0,374	10
24	Bus143	0,4	9,901	69	Bus587.3	9,867	0,4
25	Bus 145.1	10	9,901	70	Bus 768.1	9,952	10
26	Bus 145.2	10	0,368	71	Bus 768.2	0,349	10
27	Bus145.3	0,4	0,368	72	Bus768.3	0,387	0,4
28	Bus145.4	0,4	0,387	73	Bus768.4	9,867	0,4
29	Bus147	0,4	0,388	74	Bus 770.1	9,952	10
30	Bus149	0,4	0,387	75	Bus 770.2	9,865	10
31	Bus 327.1	10	0,386	76	Bus 784.1	9,951	10
32	Bus327.2	0,4	9,884	77	Bus 784.2	0,377	10
33	Bus327.3	0,4	0,374	78	Bus784.3	0,373	0,4
34	Bus 343.1	10	0,374	79	Bus784.4	9,865	0,4
35	Bus343.2	0,4	9,898	80	Bus 786.1	8,446	0,4
36	Bus343.3	0,4	0,372	81	Bus 786.2	0,371	10
37	Bus 347.1	10	0,367	82	Bus786.3	0,371	0,4
38	Bus 347.2	10	9,889	83	Bus786.4	9,865	0,4
39	Bus347.3	0,4	9,889	84	Bus 788.1	8,446	10
40	Bus347.4	0,4	0,38	85	Bus 788.2	10	10
41	Bus 351.1	10	0,36	86	Bus Km	0,37	0,4
42	Bus 351.2	10	9,942	87	Bus788.3	0,34	0,4
43	Bus351.3	0,4	9,942	88	Bus788.4	9,957	0,4
44	Bus 395.1	10	0,392	89	BusTb1.1	9,904	10
45	Bus351.3	0,4	0,392	90	BusTb1.2	9,878	10

Таблица Г.6. Результаты расчета режима максимальных нагрузок после регулирования напряжения (токовая загрузка КЛ)

№	Кабель	Токовая загрузка, А	№	Кабель	Токовая загрузка, А
1	Cable_1	67,93	45	Cable_40	263,1
2	Cable2	323,9	46	Cable_41	0
3	Cable_2	152,2	47	Cable_44	420,9
4	Cable_3	58,8	48	Cable_45	66,83
5	Cable_4	39,19	49	Cable_46	118,2
6	Cable_5	22,14	50	Cable_47	161,8
7	Cable_6	1,154	51	Cable_48	290
8	Cable_7	1,154	52	Cable_49	100,4
9	Cable_8	9,128	53	Cable50	3,529
10	Cable_9	63,28	54	Cable_50	164,5
11	Cable_10	9,128	55	Cable_52	100,4
12	Cable_11	63,28	56	Cable_53	283,8
13	Cable_12	9,128	57	Cable_54	181,7
14	Cable_13	63,28	58	Cable_55	94,55
15	Cable14	40,85	59	Cable_56	210,1
16	Cable_14	52,24	60	Cable_57	259,6
17	Cable15	3,248	61	Cable_58	128,5
18	Cable_15	41,17	62	Cable59	64,46
19	Cable_16	9,128	63	Cable_59	202,5
20	Cable_17	41,17	64	Cable60	3,529
21	Cable_18	9,128	65	Cable_60	169,5
22	Cable_19	23,47	66	Cable61	5,362
23	Cable_20	6,472	67	Cable_61	323,9
24	Cable_21	18,75	68	Cable62	40,94
25	Cable_23	6,581	69	Cable63	1,354
26	Cable_24	4,226	70	Cable72	61,56
27	Cable_25	61,94	71	Cable73	19,74
28	Cable_26	42,8	72	Cable78	50,62
29	Cable_27	30,65	73	Cable79	12,43
30	Cable_28	14,87	74	Cable80	1,51
31	Cable_29	27,28	75	Cable81	99,67
32	Cable30	12,63	76	Cable82	56,74
33	Cable_30	471,3	77	Cable83	19,74
34	Cable31	9,734	78	Cable84	1,234
35	Cable_31	0	79	Cable85	1,234
36	Cable33	38,35	80	Cable90	42,49
37	Cable34	14,82	81	Cable92	2,989
38	Cable35	19,74	82	Cable94	2,895
39	Cable_35	430,3	83	Cable96	12,63

Таблица Г.6. Продолжение

40	Cable36	19,74	84	Cable100	12,43
41	Cable_37	44,58	85	Cable103	56,74
42	Cable38	66,85	86	Cable110	64,46
43	Cable_38	28,84	87	Cable121	3,248
44	Cable_39	28,84	88	Cable587.3	262,5

Таблица Г.7. Результаты расчета режима максимальных нагрузок после регулирования напряжения (загрузка трансформаторов)

№	ТР	I, А	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	Загрузка, %
1	Т145.1	13,64	191	135,1	233,95	39
2	Т145.2	13,64	191	135,1	233,95	39
3	Т327.1	10,93	180,6	48,73	187,06	31,2
4	Т327.2	5,14	84,38	24,94	87,99	14,7
5	Т343.1	11,95	191,4	72,98	204,84	34,2
6	Т343.2	7,269	106,6	64,59	124,64	20,8
7	Т347.1	3,782	57,26	30,3	64,78	10,8
8	Т347.2	8,405	126,9	67,93	143,94	24
9	Т351.1	1,154	15,77	12,08	19,87	3,3
10	Т351.2	1,154	15,77	12,08	19,87	3,3
11	Т395.1	8,101	115,8	76,15	138,59	23,1
12	Т395.2	6,781	101,5	56,27	116,05	19,4
13	Т457.1	18,12	286,4	123,7	311,97	52,1
14	Т457.2	1,783	26,1	16,18	30,71	5,1
15	Т459.1	17,27	235,8	181,4	297,50	47,2
16	Т481.1	19,85	321,6	117,1	342,26	57,1
17	Т585.1	11,08	166,5	90,06	189,30	31,6
18	Т587.1	11,05	172,4	77,27	188,92	31,5
19	Т768.1	17,72	265,6	145,5	302,84	50,6
20	Т768.2	2,673	42,6	17,57	46,08	7,7
21	Т784.1	4,727	70,68	39,09	80,77	13,5
22	Т784.2	6,472	96,37	56,19	111,55	18,6
23	Т786.1	12,21	186,6	93,22	208,59	34,8
24	Т786.2	100,4	54,3	29,92	62,00	10,3
25	Т788.1	6,581	106,3	36,74	112,47	18,8
26	Т788.2	4,226	54,23	29,69	61,83	10,3

Таблица Г.8. Результаты расчета режима максимальных нагрузок после регулирования напряжения (нагрузка)

№	Нагрузка	S, кВА	КМ, %	№	Нагрузка	S, кВА	КМ, %
1	Alt.20 Lift	1,02	80	45	Lump_27	27,48	88,1
2	Alt. 20 Lift	1,14	80,02	46	Lump_28	37,20	87,5
3	Alt. 20 MOP	1,24	80,01	47	Lump_29	52,11	99,8
4	Alt.20 TSG	25,70	84,54	48	Lump_30	96,50	89,9
5	Alt. 20 TSG	43,23	78,17	49	Lump_31	29,78	86,7
6	Alt.20 TSG office	1,61	79,67	50	Lump_32	8,32	88,8
7	Alt. 20 TSG1	15,60	80,19	51	Lump_33	77,51	84
8	Alt. 24 Lift	0,91	80,03	52	Lump_34	32,53	85,5
9	Alt. 24 lift	0,83	80,03	53	Lump_35	12,48	84,7
10	Alt.24 TSG	15,86	80,85	54	Lump_36	17,49	94,7
11	Alt. 24 TSG	27,93	80,06	55	Lump_37	76,14	84
12	Alt.24 TSG nezhiloe	0,64	82,75	56	Lump_38	15,20	99,1
13	Alt. 24 TSG nezhiloe	3,61	79,11	57	Lump_39	41,01	88,9
14	Alt. 24 TSG1	26,67	78,52	58	Lump_40	34,08	85,5
15	Azizov A.G. Magazin A.20	37,83	79,27	59	Lump_41	47,71	96,5
16	EP-2	1,24	80,01	60	Lump_42	88,52	99,4
17	EP-5	6,50	81,92	61	Lump_43	21,83	83,1
18	EP-6	25,53	80,57	62	Lump_44	6,13	95,3
19	Lump1	39,14	79,3	63	Lump_45	56,80	98,8
20	Lump_1	89,08	97,9	64	Lump_46	25,52	86,1
21	Lump2	206,58	80,31	65	Lump_47	35,71	84,1
22	Lump_2	34,18	89,3	66	Lump_48	66,29	80,8
23	Lump_3	47,92	97	67	Lump_49	28,09	96,9
24	Lump4	206,58	80,31	68	Lump_50	7,88	89,4
25	Lump_4	65,12	84,9	69	Lump_51	73,05	81,8
26	Lump_5	13,05	94,1	70	Lump_52	26,83	92,8
27	Lump_6	35,10	97,9	71	Lump_53	29,80	87,2
28	Lump_10	52,44	81,9	72	Lump_54	20,91	78,7
29	Lump_11	136,67	93,8	73	Lump_55	36,07	78,3
30	Lump_12	73,38	94,2	74	Lump_56	35,19	77,5
31	Lump_13	10,36	87,2	75	Lump_57	35,63	97,1
32	Lump_14	5,37	86,4	76	Lump_58	30,59	89,5
33	Lump_15	14,47	82,5	77	Lump_59	30,60	93,9
34	Lump_16	88,56	86,2	78	Lump_60	15,56	87,3
35	Lump_17	47,82	91,7	79	Lump_61	16,69	83,2
36	Lump_18	34,19	85	80	Lump_62	13,37	96,7
37	Lump_19	71,75	87,5	81	Lump_63	15,73	84,9
38	Lump_20	41,01	97,2	82	Lump_64	27,18	94

Таблица Г.8. Продолжение

39	Lump_21	58,11	90,4	83	Lump_65	33,69	89,6
40	Lump_22	72,42	85,7	84	Lump_66	45,06	97,8
41	Lump_23	51,72	99,1	85	Lump_67	16,23	84,7
42	Lump_24	134,79	80,2	86	Lump_68	16,82	89,4
43	Lump_25	14,83	97,8	87	Lump_69	26,14	88,1
44	Lump_26	2,93	94,6	88	Osipov Y.N. A.24 detsad	13,31	81,07

Таблица Г.9. Результаты расчета режима минимальных нагрузок (уровни напряжения)

№	Шина (узел)	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	№	Шина (узел)	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ
1	Bus75	0,4	0,391	46	Bus 395.1	10	9,915
2	Bus76	0,4	0,391	47	Bus 395.2	10	9,915
3	Bus81	0,4	0,39	48	Bus395.4	0,4	0,376
4	Bus89	0,4	0,39	49	Bus 457.1	10	9,96
5	Bus93	0,4	0,39	50	Bus 457.2	10	9,96
6	Bus95	0,4	0,392	51	Bus457.3	0,4	0,35
7	Bus97	0,4	0,393	52	Bus457.4	0,4	0,393
8	Bus98	0,4	0,393	53	Bus 459.1	10	9,964
9	Bus100	0,4	0,392	54	Bus 459.2	10	9,964
10	Bus102	0,4	0,393	55	Bus459.3	0,4	0,393
11	Bus104	0,4	0,393	56	Bus459.4	0,4	0,393
12	Bus105	0,4	0,393	57	Bus459.6	0,4	0,374
13	Bus106	0,4	0,392	58	Bus 481.1	10	9,97
14	Bus107	0,4	0,392	59	Bus 481.2	10	9,97
15	Bus109	0,4	0,393	60	Bus481.3	0,4	0,346
16	Bus111	0,4	0,392	61	Bus481.4	0,4	0,346
17	Bus113	0,4	0,393	62	Bus 585.1	10	9,909
18	Bus115	0,4	0,392	63	Bus 585.2	10	9,967
19	Bus119	0,4	0,393	64	Bus585.3	0,4	0,368
20	Bus120	0,4	0,393	65	Bus585.4	0,4	0,368
21	Bus122	0,4	0,392	66	Bus 587.1	10	9,91
22	Bus125	0,4	0,391	67	Bus 587.2	10	9,91
23	Bus143	0,4	0,392	68	Bus587.3	0,4	0,368
24	Bus 145.1	10	9,932	69	Bus 768.1	10	9,909
25	Bus 145.2	10	9,932	70	Bus 768.2	10	9,967
26	Bus145.3	0,4	0,363	71	Bus768.3	0,4	0,35
27	Bus145.4	0,4	0,384	72	Bus768.4	0,4	0,391
28	Bus147	0,4	0,391	73	Bus 770.1	10	9,909
29	Bus149	0,4	0,392	74	Bus 770.2	10	9,967
30	Bus153	0,4	0,391	75	Bus 784.1	10	9,908
31	Bus155	0,4	0,39	76	Bus 784.2	10	9,966
32	Bus 327.1	10	9,919	77	Bus784.3	0,4	0,383
33	Bus327.2	0,4	0,387	78	Bus784.4	0,4	0,381
34	Bus327.3	0,4	0,382	79	Bus 786.1	10	9,907
35	Bus 343.1	10	9,929	80	Bus 786.2	10	8,864
36	Bus343.2	0,4	0,386	81	Bus786.3	0,4	0,365
37	Bus343.3	0,4	0,377	82	Bus786.4	0,4	0,365
38	Bus 347.1	10	9,923	83	Bus 788.1	10	9,907
39	Bus 347.2	10	9,923	84	Bus 788.2	10	8,864
40	Bus347.3	0,4	0,386	85	Bus Km	0,4	0,4
41	Bus347.4	0,4	0,372	86	Bus788.3	0,4	0,378
42	Bus 351.1	10	9,96	87	Bus788.4	0,4	0,344
43	Bus 351.2	10	9,96	88	BusTb1.1	0,4	9,97
44	Bus351.3	0,4	0,393	89	BusTb1.2	10	9,934
45	Bus351.4	0,4	0,393	90	-	-	-

Таблица Г.10. Результаты расчета режима минимальных нагрузок (токовая загрузка КЛ)

№	Кабель	Токовая загрузка, А	№	Кабель	Токовая загрузка, А
1	Cable_1	46,92	45	Cable_40	181,8
2	Cable2	227,7	46	Cable_41	0
3	Cable_2	105	47	Cable_44	295,2
4	Cable_3	40,44	48	Cable_45	47,14
5	Cable_4	27,36	49	Cable_46	83,91
6	Cable_5	15,32	50	Cable_47	115,1
7	Cable_6	1,035	51	Cable_48	202
8	Cable_7	1,035	52	Cable_49	70,79
9	Cable_8	6,476	53	Cable50	2,471
10	Cable_9	42,39	54	Cable_50	117,3
11	Cable_10	6,476	55	Cable_52	70,79
12	Cable_11	42,39	56	Cable_53	204,4
13	Cable_12	6,476	57	Cable_54	129,7
14	Cable_13	42,39	58	Cable_55	67
15	Cable14	28,85	59	Cable_56	150,6
16	Cable_14	35,15	60	Cable_57	186,8
17	Cable15	2,291	61	Cable_58	91,35
18	Cable_15	27,88	62	Cable59	45,47
19	Cable_16	6,476	63	Cable_59	144,9
20	Cable_17	27,88	64	Cable60	2,471
21	Cable_18	6,476	65	Cable_60	121,1
22	Cable_19	16,09	66	Cable61	3,777
23	Cable_20	4,603	67	Cable_61	224,2
24	Cable_21	12,74	68	Cable62	28,84
25	Cable_23	4,692	69	Cable63	0,941
26	Cable_24	2,832	70	Cable72	43,47
27	Cable_25	44,35	71	Cable73	13,91
28	Cable_26	30,61	72	Cable78	35,69
29	Cable_27	21,93	73	Cable79	8,768
30	Cable_28	10,63	74	Cable80	1,051
31	Cable_29	18,55	75	Cable81	70,34
32	Cable30	8,917	76	Cable82	40,08
33	Cable_30	331,2	77	Cable83	13,91
34	Cable31	6,874	78	Cable84	0,858
35	Cable_31	0	79	Cable85	0,858
36	Cable33	27,02	80	Cable90	29,95
37	Cable34	10,45	81	Cable92	2,109
38	Cable35	13,91	82	Cable94	2,043
39	Cable_35	301,4	83	Cable96	8,917

Таблица Г.10. Продолжение

40	Cable36	13,91	84	Cable100	8,768
41	Cable_37	31,38	85	Cable103	40,08
42	Cable38	47,16	86	Cable110	45,47
43	Cable_38	25,88	87	Cable121	2,291
44	Cable_39	25,88	88	Cable587.3	181,4

Таблица Г.11. Результаты расчета режима минимальных нагрузок (загрузка трансформаторов)

№	ТР	I, А	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	Загрузка, %
1	Т145.1	9,106	127,3	91,22	156,61	26,2
2	Т145.2	9,441	131,9	94,72	162,39	27,1
3	Т327.1	7,865	130,7	34,31	135,13	22,6
4	Т327.2	3,654	60,26	17,61	62,78	10,5
5	Т343.1	8,607	138,5	52,39	148,08	24,7
6	Т343.2	5,189	76,21	46,44	89,24	14,9
7	Т347.1	2,68	40,71	21,55	46,06	7,7
8	Т347.2	6,024	91,26	48,92	103,54	17,3
9	Т351.1	1,035	14,18	10,87	17,87	3
10	Т351.2	1,035	14,18	10,87	17,87	3
11	Т395.1	5,797	82,98	55	99,55	16,6
12	Т395.2	4,843	72,7	40,39	83,17	13,9
13	Т457.1	12,06	191,1	82,18	208,02	34,7
14	Т457.2	1,255	18,4	11,42	21,66	3,6
15	Т459.1	12,18	167,1	127,4	210,13	33,4
16	Т481.1	13,25	215,3	77,22	228,73	38,2
17	Т585.1	7,271	109,7	59,57	124,83	20,8
18	Т587.1	7,254	113,6	50,88	124,47	20,8
19	Т768.1	11,81	177,4	97,9	202,62	33,8
20	Т768.2	1,885	30,09	12,4	32,54	5,4
21	Т784.1	3,357	50,38	27,91	57,59	9,6
22	Т784.2	4,603	68,59	40,13	79,47	13,3
23	Т786.1	8,078	123,9	62,09	138,59	23,1
24	Т786.2	70,79	38,15	21,02	43,56	7,3
25	Т788.1	4,692	76,16	26,13	80,52	13,4
26	Т788.2	2,832	38,12	20,9	43,47	7,3

Таблица Г.12. Результаты расчета режима минимальных нагрузок (нагрузка)

№	Нагрузка	S, кВА	КМ, %	№	Нагрузка	S, кВА	КМ, %
1	Alt.20 Lift	0,72	80	45	Lump_27	19,57	88,1
2	Alt. 20 Lift	0,80	80,02	46	Lump_28	27,80	87,5
3	Alt. 20 MOP	0,88	80,01	47	Lump_29	38,95	99,8
4	Alt.20 TSG	18,29	84,54	48	Lump_30	72,11	89,9
5	Alt. 20 TSG	30,80	78,17	49	Lump_31	21,81	86,7
6	Alt.20 TSG office	1,14	79,67	50	Lump_32	6,09	88,8
7	Alt. 20 TSG1	11,10	80,19	51	Lump_33	56,76	84
8	Alt. 24 Lift	0,64	80,03	52	Lump_34	23,41	85,5
9	Alt. 24 lift	0,58	80,03	53	Lump_35	8,99	84,7
10	Alt.24 TSG	11,27	80,85	54	Lump_36	12,59	94,7
11	Alt. 24 TSG	19,87	80,06	55	Lump_37	56,29	84
12	Alt.24 TSG nezhiloe	0,45	82,75	56	Lump_38	11,23	99,1
13	Alt. 24 TSG nezhiloe	2,57	79,11	57	Lump_39	30,33	88,9
14	Alt. 24 TSG1	18,95	78,52	58	Lump_40	25,41	85,5
15	Azizov A.G. Magazin A.20	27,03	79,27	59	Lump_41	35,58	96,5
16	EP-2	0,88	80,01	60	Lump_42	66,00	99,4
17	EP-5	4,64	81,92	61	Lump_43	15,84	83,1
18	EP-6	18,22	80,57	62	Lump_44	4,44	95,3
19	Lump1	35,24	79,3	63	Lump_45	41,19	98,8
20	Lump_1	62,92	97,9	64	Lump_46	18,79	86,1
21	Lump2	143,09	80,31	65	Lump_47	26,30	84,1
22	Lump_2	24,13	89,3	66	Lump_48	48,81	80,8
23	Lump_3	33,85	97	67	Lump_49	20,59	96,9
24	Lump4	149,30	80,31	68	Lump_50	5,77	89,4
25	Lump_4	45,99	84,9	69	Lump_51	53,53	81,8
26	Lump_5	9,22	94,1	70	Lump_52	19,41	92,8
27	Lump_6	24,79	97,9	71	Lump_53	21,55	87,2
28	Lump_10	36,76	81,9	72	Lump_54	15,12	78,7
29	Lump_11	95,78	93,8	73	Lump_55	26,18	78,3
30	Lump_12	51,43	94,2	74	Lump_56	25,54	77,5
31	Lump_13	7,34	87,2	75	Lump_57	25,87	97,1
32	Lump_14	3,81	86,4	76	Lump_58	20,85	89,5
33	Lump_15	10,27	82,5	77	Lump_59	20,85	93,9
34	Lump_16	60,19	86,2	78	Lump_60	10,61	87,3
35	Lump_17	32,50	91,7	79	Lump_61	11,38	83,2
36	Lump_18	23,24	85	80	Lump_62	9,11	96,7
37	Lump_19	48,75	87,5	81	Lump_63	10,72	84,9
38	Lump_20	27,87	97,2	82	Lump_64	19,84	94
39	Lump_21	39,48	90,4	83	Lump_65	24,60	89,6
40	Lump_22	50,91	85,7	84	Lump_66	32,90	97,8
41	Lump_23	36,37	99,1	85	Lump_67	11,56	84,7
42	Lump_24	94,77	80,2	86	Lump_68	11,99	89,4
43	Lump_25	10,56	97,8	87	Lump_69	18,63	88,1
44	Lump_26	2,08	94,6	88	Osipov Y.N. A.24 detsad	9,46	81,07

Таблица Г.13. Результаты расчета режима минимальных нагрузок после регулирования напряжения (уровни напряжения)

№	Шина (узел)	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	№	Шина (узел)	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ
1	Bus75	0,4	0,412	46	Bus 395.1	10	9,914
2	Bus76	0,4	0,412	47	Bus 395.2	10	9,914
3	Bus81	0,4	0,41	48	Bus395.4	0,4	0,376
4	Bus89	0,4	0,411	49	Bus 457.1	10	9,957
5	Bus93	0,4	0,41	50	Bus 457.2	10	9,957
6	Bus95	0,4	0,413	51	Bus457.3	0,4	0,369
7	Bus97	0,4	0,413	52	Bus457.4	0,4	0,393
8	Bus98	0,4	0,413	53	Bus 459.1	10	9,961
9	Bus100	0,4	0,412	54	Bus 459.2	10	9,961
10	Bus102	0,4	0,413	55	Bus459.3	0,4	0,414
11	Bus104	0,4	0,413	56	Bus459.4	0,4	0,414
12	Bus105	0,4	0,413	57	Bus459.6	0,4	0,374
13	Bus106	0,4	0,413	58	Bus 481.1	10	9,968
14	Bus107	0,4	0,413	59	Bus 481.2	10	9,968
15	Bus109	0,4	0,413	60	Bus481.3	0,4	0,365
16	Bus111	0,4	0,412	61	Bus481.4	0,4	0,365
17	Bus113	0,4	0,414	62	Bus 585.1	10	9,907
18	Bus115	0,4	0,412	63	Bus 585.2	10	9,964
19	Bus119	0,4	0,414	64	Bus585.3	0,4	0,367
20	Bus120	0,4	0,414	65	Bus585.4	0,4	0,367
21	Bus122	0,4	0,412	66	Bus 587.1	10	9,908
22	Bus125	0,4	0,412	67	Bus 587.2	10	9,908
23	Bus143	0,4	0,413	68	Bus587.3	0,4	0,367
24	Bus 145.1	10	9,931	69	Bus 768.1	10	9,907
25	Bus 145.2	10	9,931	70	Bus 768.2	10	9,964
26	Bus145.3	0,4	0,363	71	Bus768.3	0,4	0,368
27	Bus145.4	0,4	0,384	72	Bus768.4	0,4	0,391
28	Bus147	0,4	0,412	73	Bus 770.1	10	9,907
29	Bus149	0,4	0,412	74	Bus 770.2	10	9,964
30	Bus153	0,4	0,411	75	Bus 784.1	10	9,905
31	Bus155	0,4	0,411	76	Bus 784.2	10	9,964
32	Bus 327.1	10	9,918	77	Bus784.3	0,4	0,383
33	Bus327.2	0,4	0,387	78	Bus784.4	0,4	0,381
34	Bus327.3	0,4	0,382	79	Bus 786.1	10	9,905
35	Bus 343.1	10	9,928	80	Bus 786.2	10	8,844
36	Bus343.2	0,4	0,386	81	Bus786.3	0,4	0,374
37	Bus343.3	0,4	0,377	82	Bus786.4	0,4	0,374
38	Bus 347.1	10	9,922	83	Bus 788.1	10	9,905
39	Bus 347.2	10	9,922	84	Bus 788.2	10	8,844
40	Bus347.3	0,4	0,386	85	Bus Km	0,4	0,4
41	Bus347.4	0,4	0,372	86	Bus788.3	0,4	0,378
42	Bus 351.1	10	9,957	87	Bus788.4	0,4	0,361
43	Bus 351.2	10	9,957	88	BusTb1.1	0,4	9,968
44	Bus351.3	0,4	0,393	89	BusTb1.2	10	9,933
45	Bus351.4	0,4	0,393	90	-	-	-

Таблица Г.14. Результаты расчета режима минимальных нагрузок после регулирования напряжения (токовая загрузка КЛ)

№	Кабель	Токовая загрузка, А	№	Кабель	Токовая загрузка, А
1	Cable_1	50,46	45	Cable_40	181,8
2	Cable2	227,7	46	Cable_41	0
3	Cable_2	106,7	47	Cable_44	307,2
4	Cable_3	43,99	48	Cable_45	47,13
5	Cable_4	29,66	49	Cable_46	83,9
6	Cable_5	16,47	50	Cable_47	115,1
7	Cable_6	1,036	51	Cable_48	209
8	Cable_7	1,036	52	Cable_49	75,4
9	Cable_8	6,475	53	Cable50	2,478
10	Cable_9	44,01	54	Cable_50	117,3
11	Cable_10	6,475	55	Cable_52	73,46
12	Cable_11	44,01	56	Cable_53	204,4
13	Cable_12	6,475	57	Cable_54	129,7
14	Cable_13	44,01	58	Cable_55	66,99
15	Cable14	30,05	59	Cable_56	150,6
16	Cable_14	36,77	60	Cable_57	186,8
17	Cable15	2,387	61	Cable_58	91,35
18	Cable_15	29,5	62	Cable59	47,37
19	Cable_16	6,475	63	Cable_59	144,9
20	Cable_17	29,5	64	Cable60	2,478
21	Cable_18	6,475	65	Cable_60	121,1
22	Cable_19	16,59	66	Cable61	3,935
23	Cable_20	4,603	67	Cable_61	224,2
24	Cable_21	13,24	68	Cable62	29,97
25	Cable_23	4,692	69	Cable63	0,904
26	Cable_24	3,093	70	Cable72	45,29
27	Cable_25	44,34	71	Cable73	14,49
28	Cable_26	30,6	72	Cable78	37,18
29	Cable_27	21,92	73	Cable79	9,135
30	Cable_28	10,63	74	Cable80	1,009
31	Cable_29	18,55	75	Cable81	73,29
32	Cable30	9,29	76	Cable82	41,76
33	Cable_30	344,6	77	Cable83	14,5
34	Cable31	7,162	78	Cable84	0,824
35	Cable_31	0	79	Cable85	0,824
36	Cable33	28,16	80	Cable90	31,21
37	Cable34	10,88	81	Cable92	2,197
38	Cable35	14,49	82	Cable94	2,129
39	Cable_35	313,7	83	Cable96	9,29

Таблица Г.14. Продолжение

40	Cable36	14,49	84	Cable100	9,135
41	Cable_37	31,37	85	Cable103	41,76
42	Cable38	49,13	86	Cable110	47,37
43	Cable_38	25,89	87	Cable121	2,387
44	Cable_39	25,89	88	Cable587.3	181,3

Таблица Г.15. Результаты расчета режима минимальных нагрузок после регулирования напряжения (загрузка трансформаторов)

№	ТР	I, А	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	Загрузка, %
1	Т145.1	9,106	127,3	91,22	156,61	26,1
2	Т145.2	9,441	131,9	94,71	162,38	27,1
3	Т327.1	7,864	130,7	34,3	135,13	22,6
4	Т327.2	3,654	60,25	17,61	62,77	10,5
5	Т343.1	8,607	138,4	52,38	147,98	24,7
6	Т343.2	5,189	76,19	46,43	89,22	14,9
7	Т347.1	2,68	40,7	21,55	46,05	7,7
8	Т347.2	6,024	91,25	48,91	103,53	17,3
9	Т351.1	1,036	14,18	10,86	17,86	3
10	Т351.2	1,036	14,18	10,86	17,86	3
11	Т395.1	5,796	82,96	54,99	99,53	16,6
12	Т395.2	4,842	72,68	40,38	83,14	13,9
13	Т457.1	13,21	209,2	89,98	227,73	38
14	Т457.2	1,255	18,39	11,42	21,65	3,6
15	Т459.1	13,34	183	139,5	230,11	36,5
16	Т481.1	14,51	235,8	84,52	250,49	41,8
17	Т585.1	7,27	109,6	59,55	124,73	20,8
18	Т587.1	7,253	113,6	50,86	124,47	20,8
19	Т768.1	12,93	194,3	107,2	221,91	37
20	Т768.2	1,885	30,08	12,39	32,53	5,4
21	Т784.1	3,356	50,36	27,9	57,57	9,6
22	Т784.2	4,603	68,56	40,12	79,44	13,3
23	Т786.1	8,576	131,5	65,97	147,12	24,6
24	Т786.2	75,4	41,58	22,92	47,48	7,9
25	Т788.1	4,692	76,14	26,12	80,50	13,4
26	Т788.2	3,093	41,55	22,78	47,38	7,9

Таблица Г.16. Результаты расчета режима минимальных нагрузок после регулирования напряжения (нагрузка)

№	Нагрузка	S, кВА	КМ, %	№	Нагрузка	S, кВА	КМ, %
1	Alt.20 Lift	1,02	80	45	Lump_27	27,48	88,1
2	Alt. 20 Lift	1,14	80,02	46	Lump_28	37,20	87,5
3	Alt. 20 MOP	1,24	80,01	47	Lump_29	52,11	99,8
4	Alt.20 TSG	25,70	84,54	48	Lump_30	96,50	89,9
5	Alt. 20 TSG	43,23	78,17	49	Lump_31	29,78	86,7
6	Alt.20 TSG office	1,61	79,67	50	Lump_32	8,32	88,8
7	Alt. 20 TSG1	15,60	80,19	51	Lump_33	77,51	84
8	Alt. 24 Lift	0,91	80,03	52	Lump_34	32,53	85,5
9	Alt. 24 lift	0,83	80,03	53	Lump_35	12,48	84,7
10	Alt.24 TSG	15,86	80,85	54	Lump_36	17,49	94,7
11	Alt. 24 TSG	27,93	80,06	55	Lump_37	76,14	84
12	Alt.24 TSG nezhiloe	0,64	82,75	56	Lump_38	15,20	99,1
13	Alt. 24 TSG nezhiloe	3,61	79,11	57	Lump_39	41,01	88,9
14	Alt. 24 TSG1	26,67	78,52	58	Lump_40	34,08	85,5
15	Azizov A.G. Magazin A.20	37,83	79,27	59	Lump_41	47,71	96,5
16	EP-2	1,24	80,01	60	Lump_42	88,52	99,4
17	EP-5	6,50	81,92	61	Lump_43	21,83	83,1
18	EP-6	25,53	80,57	62	Lump_44	6,13	95,3
19	Lump1	39,14	79,3	63	Lump_45	56,80	98,8
20	Lump_1	89,08	97,9	64	Lump_46	25,52	86,1
21	Lump2	206,58	80,31	65	Lump_47	35,71	84,1
22	Lump_2	34,18	89,3	66	Lump_48	66,29	80,8
23	Lump_3	47,92	97	67	Lump_49	28,09	96,9
24	Lump4	206,58	80,31	68	Lump_50	7,88	89,4
25	Lump_4	65,12	84,9	69	Lump_51	73,05	81,8
26	Lump_5	13,05	94,1	70	Lump_52	26,83	92,8
27	Lump_6	35,10	97,9	71	Lump_53	29,80	87,2
28	Lump_10	52,44	81,9	72	Lump_54	20,91	78,7
29	Lump_11	136,67	93,8	73	Lump_55	36,07	78,3
30	Lump_12	73,38	94,2	74	Lump_56	35,19	77,5
31	Lump_13	10,36	87,2	75	Lump_57	35,63	97,1
32	Lump_14	5,37	86,4	76	Lump_58	30,59	89,5
33	Lump_15	14,47	82,5	77	Lump_59	30,60	93,9
34	Lump_16	88,56	86,2	78	Lump_60	15,56	87,3
35	Lump_17	47,82	91,7	79	Lump_61	16,69	83,2
36	Lump_18	34,19	85	80	Lump_62	13,37	96,7
37	Lump_19	71,75	87,5	81	Lump_63	15,73	84,9
38	Lump_20	41,01	97,2	82	Lump_64	27,18	94

Таблица Г.16. Продолжение

39	Lump_21	58,11	90,4	83	Lump_65	33,69	89,6
40	Lump_22	72,42	85,7	84	Lump_66	45,06	97,8
41	Lump_23	51,72	99,1	85	Lump_67	16,23	84,7
42	Lump_24	134,79	80,2	86	Lump_68	16,82	89,4
43	Lump_25	14,83	97,8	87	Lump_69	26,14	88,1
44	Lump_26	2,93	94,6	88	Osipov Y.N. A.24 detsad	13,31	81,07

Приложение Д

Таблица Д.1. Результаты оптимизации. Потери

Фидер	Нач. кВт	Полн. кВт	Получено кВт
Q1	0	2629,17	-269,17
Q2	489,67	209,39	280,27
Суммарно	489,67	478,56	11,10

Таблица Д.2. Изменения состояния коммутационной аппаратуры

№	Выключатель	Нач. сост.	Кон. Сост.	№	Выключатель	Нач. состояние	Кон. состояние
1	Q2	Open	Closed	51	QS459.1	Open	Closed
2	Q3	Open	Closed	52	QS459.2	Open	Closed
3	Q5	Open	Closed	53	QS459.3	Open	Closed
4	Q6	Open	Closed	54	QS459.4	Open	Closed
5	Q7	Open	Closed	55	QS459.5	Open	Closed
6	Q8	Open	Closed	56	QS459.8	Open	Closed
7	Q9	Open	Closed	57	QS481.1	Open	Closed
8	Q10	Open	Closed	58	QS481.2	Open	Closed
9	Q11	Open	Closed	59	QS481.3	Open	Closed
10	Q12	Open	Closed	60	QS481.4	Open	Closed
11	QS1	Open	Closed	61	QS481.5	Open	Closed
12	QS2	Open	Closed	62	QS585.1	Open	Closed
13	QS4	Open	Closed	63	QS585.2	Open	Closed
14	QS7	Open	Closed	64	QS585.3	Open	Closed
15	QS8	Open	Closed	65	QS585.4	Open	Closed
16	QS9	Open	Closed	66	QS585.7	Open	Closed
17	QS11	Open	Closed	67	QS585.8	Open	Closed
18	QS12	Open	Closed	68	QS587.1	Open	Closed
19	QS145.1	Open	Closed	69	QS587.3	Open	Closed
20	QS145.3	Open	Closed	70	QS587.4	Open	Closed
21	QS145.4	Open	Closed	71	QS587.5	Open	Closed
22	QS145.5	Open	Closed	72	QS768.1	Open	Closed
23	QS145.6	Open	Closed	73	QS768.2	Open	Closed
24	QS327.1	Open	Closed	74	QS768.3	Open	Closed
25	QS327.2	Open	Closed	75	QS768.4	Open	Closed
26	QS327.3	Open	Closed	76	QS768.7	Open	Closed
27	QS327.4	Open	Closed	77	QS768.8	Open	Closed
28	QS343.1	Open	Closed	78	QS770.1	Open	Closed
29	QS343.2	Open	Closed	79	QS770.2	Open	Closed
30	QS343.3	Open	Closed	80	QS770.4	Open	Closed
31	QS343.4	Open	Closed	81	QS770.7	Open	Closed
32	QS347.1	Open	Closed	82	QS770.8	Open	Closed
33	QS347.2	Open	Closed	83	QS784.2	Open	Closed
34	QS347.3	Open	Closed	84	QS784.3	Open	Closed
35	QS347.4	Open	Closed	85	QS784.4	Open	Closed
36	QS347.5	Open	Closed	86	QS784.5	Open	Closed
37	QS347.7	Open	Closed	87	QS784.8	Open	Closed
38	QS351.1	Open	Closed	88	QS786.1	Open	Closed
39	QS395.1	Open	Closed	89	QS786.2	Open	Closed
40	QS395.2	Open	Closed	90	QS786.3	Open	Closed
41	QS395.3	Open	Closed	91	QS786.4	Open	Closed
42	QS395.4	Open	Closed	92	QS786.5	Open	Closed
43	QS395.5	Open	Closed	93	QS786.7	Open	Closed
44	QS395.8	Open	Closed	94	QS786.8	Open	Closed
45	QS457.1	Open	Closed	95	QS788.1	Open	Closed
46	QS457.2	Open	Closed	96	QS788.2	Open	Closed
47	QS457.3	Open	Closed	97	QS788.4	Open	Closed
48	QS457.4	Open	Closed	98	QS788.6	Open	Closed
49	QS457.5	Open	Closed	99	QS788.7	Open	Closed
50	QS457.7	Open	Closed	100	QS788.8	Open	Closed

Таблица Д.3. Результаты расчета режима максимальных нагрузок после отключения трансформаторов (уровни напряжения)

№	Шина (узел)	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	№	Шина (узел)	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ
1	Bus75	0,4	0,386	46	Bus 395.1	10	9,906
2	Bus76	0,4	0,386	47	Bus 395.2	10	9,906
3	Bus81	0,4	0,385	48	Bus395.4	0,4	0,34
4	Bus89	0,4	0,385	49	Bus 457.1	10	9,917
5	Bus93	0,4	0,384	50	Bus 457.2	10	9,917
6	Bus95	0,4	0,388	51	Bus457.3	0,4	0,344
7	Bus97	0,4	0,389	52	Bus457.4	0,4	0,344
8	Bus98	0,4	0,388	53	Bus 459.1	10	9,922
9	Bus100	0,4	0,387	54	Bus 459.2	10	9,922
10	Bus102	0,4	0,389	55	Bus459.3	0,4	0,389
11	Bus104	0,4	0,389	56	Bus459.4	0,4	0,389
12	Bus105	0,4	0,389	57	Bus459.6	0,4	0,34
13	Bus106	0,4	0,388	58	Bus 481.1	10	9,931
14	Bus107	0,4	0,388	59	Bus 481.2	10	9,931
15	Bus109	0,4	0,388	60	Bus481.3	0,4	0,326
16	Bus111	0,4	0,387	61	Bus481.4	0,4	0,326
17	Bus113	0,4	0,389	62	Bus 585.1	10	9,897
18	Bus115	0,4	0,387	63	Bus 585.2	10	9,897
19	Bus119	0,4	0,389	64	Bus585.3	0,4	0,375
20	Bus120	0,4	0,389	65	Bus585.4	0,4	0,375
21	Bus122	0,4	0,387	66	Bus 587.1	10	9,925
22	Bus125	0,4	0,386	67	Bus 587.2	10	9,925
23	Bus143	0,4	0,388	68	Bus587.3	0,4	0,376
24	Bus 145.1	10	9,929	69	Bus 768.1	10	9,897
25	Bus 145.2	10	9,929	70	Bus 768.2	10	9,897
26	Bus145.3	0,4	0,29	71	Bus768.3	0,4	0,323
27	Bus145.4	0,4	0,29	72	Bus768.4	0,4	0,323
28	Bus147	0,4	0,386	73	Bus 770.1	10	9,897
29	Bus149	0,4	0,387	74	Bus 770.2	10	9,897
30	Bus153	0,4	0,386	75	Bus 784.1	10	9,894
31	Bus155	0,4	0,385	76	Bus 784.2	10	9,894
32	Bus 327.1	10	9,912	77	Bus784.3	0,4	0,355
33	Bus327.2	0,4	0,375	78	Bus784.4	0,4	0,355
34	Bus327.3	0,4	0,375	79	Bus 786.1	10	9,894
35	Bus 343.1	10	9,925	80	Bus 786.2	10	9,894
36	Bus343.2	0,4	0,373	81	Bus786.3	0,4	0,387
37	Bus343.3	0,4	0,368	82	Bus786.4	0,4	0,387
38	Bus 347.1	10	9,917	83	Bus 788.1	10	9,894
39	Bus 347.2	10	9,917	84	Bus 788.2	10	9,894
40	Bus347.3	0,4	0,348	85	Bus Km	0,4	0,4
41	Bus347.4	0,4	0,348	86	Bus788.3	0,4	0,375
42	Bus 351.1	10	9,917	87	Bus788.4	0,4	0,375
43	Bus 351.2	10	9,917	88	BusTb1.1	0,4	9,932
44	Bus351.3	0,4	0,385	89	BusTb1.2	10	9,932
45	Bus351.4	0,4	0,385	90	-	-	-

Таблица Д.4. Результаты расчета режима максимальных нагрузок после отключения трансформаторов (токовая загрузка КЛ)

№	Кабель	Токовая загрузка, А	№	Кабель	Токовая загрузка, А
1	Cable_1	108,3	45	Cable_44	456,4
2	Cable2	0	46	Cable_45	0
3	Cable_2	108,3	47	Cable_46	268,5
4	Cable_3	56,73	48	Cable_47	0
5	Cable_4	38,86	49	Cable_48	195,9
6	Cable_5	21,84	50	Cable_49	0
7	Cable_6	0	51	Cable50	3,528
8	Cable_7	2,341	52	Cable_50	0
9	Cable_8	59,81	53	Cable_52	273,3
10	Cable_9	11,1	54	Cable_53	284,4
11	Cable_10	59,81	55	Cable_54	182,1
12	Cable_11	11,1	56	Cable_55	292,9
13	Cable_12	59,81	57	Cable_56	0
14	Cable_13	11,1	58	Cable_57	260,2
15	Cable14	40,77	59	Cable_58	128,8
16	Cable15	3,241	60	Cable59	64,33
17	Cable_15	18,26	61	Cable_59	352,9
18	Cable_16	30,46	62	Cable60	3,529
19	Cable_17	18,26	63	Cable_60	0
20	Cable_18	30,46	64	Cable61	5,351
21	Cable_20	30,46	65	Cable_61	709,9
22	Cable_21	19,75	66	Cable62	40,87
23	Cable_23	0	67	Cable63	1,357
24	Cable_24	11,51	68	Cable72	61,44
25	Cable_25	60,82	69	Cable73	19,7
26	Cable_26	41,63	70	Cable78	50,52
27	Cable_27	29,95	71	Cable79	12,4
28	Cable_28	14,12	72	Cable80	1,513
29	Cable_29	28,4	73	Cable81	99,47
30	Cable30	12,6	74	Cable82	56,62
31	Cable_30	452,3	75	Cable83	19,7
32	Cable31	9,715	76	Cable84	1,236
33	Cable_31	0	77	Cable85	1,237
34	Cable33	38,28	78	Cable90	42,4
35	Cable34	14,8	79	Cable92	2,985
36	Cable35	19,7	80	Cable94	2,889
37	Cable_35	464,4	81	Cable96	12,6
38	Cable36	19,7	82	Cable100	12,4
39	Cable_37	0	83	Cable103	56,62

Таблица Д.4. Продолжение

40	Cable38	66,71	84	Cable110	64,33
41	Cable_38	58,54	85	Cable121	3,241
42	Cable_39	0	86	Cable587.3	263,7
43	Cable_40	263,7	-	-	-
44	Cable_41	0	-	-	-

Таблица Д.5. Результаты расчета режима максимальных нагрузок после отключения трансформаторов (загрузка трансформаторов)

№	ТР	I, А	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	Загрузка, %
1	Т145.2	28,4	406,8	270,2	488,36	81,5
2	Т327.1	10,95	181,6	48,98	188,09	31,4
3	Т327.2	5,151	84,81	25,07	88,44	14,8
4	Т343.1	11,98	192,4	73,35	205,91	34,4
5	Т343.2	7,285	107,1	64,91	125,23	20,9
6	Т347.1	11,72	177,7	94,52	201,27	33,6
7	Т351.1	2,341	31,96	24,42	40,22	6,7
8	Т395.1	14,12	207,9	124,4	242,28	40,4
9	Т457.1	19,55	306,8	136,7	335,88	56,1
10	Т459.1	17,23	234,7	180,6	296,14	47
11	Т481.1	18,09	292,4	106,6	311,23	52
12	Т585.1	11,1	167,4	90,55	190,32	31,8
13	Т587.1	11,1	174,2	78,07	190,89	31,9
14	Т768.1	18,26	276,7	146,3	313,00	52,2
15	Т784.1	10,74	160,2	90,62	184,05	30,7
16	Т786.1	8,247	127,4	61,16	141,32	23,6
17	Т788.2	11,51	181,6	76,85	197,19	32,9

Таблица Д.6. Результаты расчета режима максимальных нагрузок после отключения трансформаторов (нагрузка)

№	Нагрузка	S, кВА	КМ, %	№	Нагрузка	S, кВА	КМ, %
1	Alt.20 Lift	1,02	80	45	Lump_27	20,03	88,1
2	Alt. 20 Lift	1,14	80,02	46	Lump_28	37,38	87,5
3	Alt. 20 MOP	1,24	80,01	47	Lump_29	52,37	99,8
4	Alt.20 TSG	25,59	84,54	48	Lump_30	97,00	89,9
5	Alt. 20 TSG	43,04	78,17	49	Lump_31	29,93	86,7
6	Alt.20 TSG office	1,61	79,67	50	Lump_32	8,37	88,8
7	Alt. 20 TSG1	15,53	80,19	51	Lump_33	77,90	84
8	Alt. 24 Lift	0,91	80,03	52	Lump_34	27,82	85,5
9	Alt. 24 lift	0,83	80,03	53	Lump_35	10,68	84,7
10	Alt.24 TSG	15,78	80,85	54	Lump_36	14,96	94,7
11	Alt. 24 TSG	27,80	80,06	55	Lump_37	71,48	84
12	Alt.24 TSG nezhiloe	0,64	82,75	56	Lump_38	14,27	99,1
13	Alt. 24 TSG nezhiloe	3,60	79,11	57	Lump_39	38,50	88,9
14	Alt. 24 TSG1	26,54	78,52	58	Lump_40	34,26	85,5
15	Azizov A.G. Magazin A.20	37,66	79,27	59	Lump_41	47,96	96,5
16	EP-2	1,23	80,01	60	Lump_42	88,98	99,4
17	EP-5	6,47	81,92	61	Lump_43	21,95	83,1
18	EP-6	25,41	80,57	62	Lump_44	6,16	95,3
19	Lump1	39,00	79,3	63	Lump_45	57,10	98,8
20	Lump_1	80,78	97,9	64	Lump_46	22,79	86,1
21	Lump2	178,20	80,31	65	Lump_47	31,88	84,1
22	Lump_2	30,99	89,3	66	Lump_48	59,18	80,8
23	Lump_3	43,45	97	67	Lump_49	24,66	96,9
24	Lump4	178,20	80,31	68	Lump_50	6,91	89,4
25	Lump_4	59,05	84,9	69	Lump_51	64,14	81,8
26	Lump_5	11,84	94,1	70	Lump_52	24,16	92,8
27	Lump_6	31,83	97,9	71	Lump_53	26,82	87,2
28	Lump_10	50,76	81,9	72	Lump_54	18,82	78,7
29	Lump_11	132,30	93,8	73	Lump_55	32,96	78,3
30	Lump_12	71,02	94,2	74	Lump_56	32,15	77,5
31	Lump_13	8,26	87,2	75	Lump_57	32,55	97,1
32	Lump_14	4,28	86,4	76	Lump_58	32,93	89,5
33	Lump_15	11,54	82,5	77	Lump_59	32,93	93,9
34	Lump_16	89,05	86,2	78	Lump_60	16,75	87,3
35	Lump_17	48,08	91,7	79	Lump_61	17,97	83,2
36	Lump_18	34,38	85	80	Lump_62	14,40	96,7
37	Lump_19	72,50	87,5	81	Lump_63	16,94	84,9
38	Lump_20	41,44	97,2	82	Lump_64	27,86	94

Таблица Д.6. Продолжение

39	Lump_21	58,72	90,4	83	Lump_65	34,54	89,6
40	Lump_22	63,59	85,7	84	Lump_66	46,20	97,8
41	Lump_23	45,42	99,1	85	Lump_67	19,23	84,7
42	Lump_24	118,37	80,2	86	Lump_68	19,94	89,4
43	Lump_25	10,81	97,8	87	Lump_69	30,98	88,1
44	Lump_26	2,14	94,6	88	Osipov Y.N. A.24 detsad	13,25	81,07

Таблица Д.7. Результаты расчета режима максимальных нагрузок после отключения трансформаторов (уровни напряжения)

№	Шина (узел)	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	№	Шина (узел)	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ
1	Bus75	0,4	0,386	46	Bus 395.1	10	9,904
2	Bus76	0,4	0,386	47	Bus 395.2	10	9,904
3	Bus81	0,4	0,384	48	Bus395.4	0,4	0,359
4	Bus89	0,4	0,385	49	Bus 457.1	10	9,915
5	Bus93	0,4	0,384	50	Bus 457.2	10	9,915
6	Bus95	0,4	0,388	51	Bus457.3	0,4	0,344
7	Bus97	0,4	0,388	52	Bus457.4	0,4	0,344
8	Bus98	0,4	0,388	53	Bus 459.1	10	9,92
9	Bus100	0,4	0,387	54	Bus 459.2	10	9,92
10	Bus102	0,4	0,389	55	Bus459.3	0,4	0,389
11	Bus104	0,4	0,389	56	Bus459.4	0,4	0,389
12	Bus105	0,4	0,389	57	Bus459.6	0,4	0,359
13	Bus106	0,4	0,388	58	Bus 481.1	10	9,929
14	Bus107	0,4	0,388	59	Bus 481.2	10	9,929
15	Bus109	0,4	0,388	60	Bus481.3	0,4	0,344
16	Bus111	0,4	0,387	61	Bus481.4	0,4	0,344
17	Bus113	0,4	0,389	62	Bus 585.1	10	9,895
18	Bus115	0,4	0,387	63	Bus 585.2	10	9,895
19	Bus119	0,4	0,389	64	Bus585.3	0,4	0,375
20	Bus120	0,4	0,389	65	Bus585.4	0,4	0,375
21	Bus122	0,4	0,387	66	Bus 587.1	10	9,924
22	Bus125	0,4	0,386	67	Bus 587.2	10	9,924
23	Bus143	0,4	0,388	68	Bus587.3	0,4	0,376
24	Bus 145.1	10	9,927	69	Bus 768.1	10	9,895
25	Bus 145.2	10	9,927	70	Bus 768.2	10	9,894
26	Bus145.3	0,4	0,315	71	Bus768.3	0,4	0,341
27	Bus145.4	0,4	0,315	72	Bus768.4	0,4	0,341
28	Bus147	0,4	0,386	73	Bus 770.1	10	9,895
29	Bus149	0,4	0,387	74	Bus 770.2	10	9,895
30	Bus153	0,4	0,386	75	Bus 784.1	10	9,892
31	Bus155	0,4	0,385	76	Bus 784.2	10	9,892
32	Bus 327.1	10	9,91	77	Bus784.3	0,4	0,355
33	Bus327.2	0,4	0,375	78	Bus784.4	0,4	0,355
34	Bus327.3	0,4	0,375	79	Bus 786.1	10	9,892
35	Bus 343.1	10	9,924	80	Bus 786.2	10	9,892
36	Bus343.2	0,4	0,373	81	Bus786.3	0,4	0,386
37	Bus343.3	0,4	0,368	82	Bus786.4	0,4	0,386
38	Bus 347.1	10	9,915	83	Bus 788.1	10	9,892
39	Bus 347.2	10	9,915	84	Bus 788.2	10	9,892
40	Bus347.3	0,4	0,347	85	Bus Km	0,4	0,4
41	Bus347.4	0,4	0,347	86	Bus788.3	0,4	0,375
42	Bus 351.1	10	9,915	87	Bus788.4	0,4	0,375
43	Bus 351.2	10	9,915	88	BusTb1.1	0,4	9,93
44	Bus351.3	0,4	0,385	89	BusTb1.2	10	9,93
45	Bus351.4	0,4	0,385	90	-	-	-

Таблица Д.8. Результаты расчета режима максимальных нагрузок после отключения трансформаторов (токовая загрузка КЛ)

№	Кабель	Токовая загрузка, А	№	Кабель	Токовая загрузка, А
1	Cable_1	110,9	45	Cable_44	474,5
2	Cable2	0	46	Cable_45	0
3	Cable_2	110,9	47	Cable_46	268,5
4	Cable_3	58,42	48	Cable_47	0
5	Cable_4	38,85	49	Cable_48	195,8
6	Cable_5	21,84	50	Cable_49	0
7	Cable_6	0	51	Cable50	3,528
8	Cable_7	2,342	52	Cable_50	0
9	Cable_8	61,52	53	Cable_52	273,2
10	Cable_9	11,1	54	Cable_53	284,4
11	Cable_10	61,52	55	Cable_54	182,1
12	Cable_11	11,1	56	Cable_55	292,8
13	Cable_12	61,52	57	Cable_56	0
14	Cable_13	11,1	58	Cable_57	260,1
15	Cable14	40,76	59	Cable_58	128,8
16	Cable15	3,241	60	Cable59	64,32
17	Cable_15	19,98	61	Cable_59	367,1
18	Cable_16	30,45	62	Cable60	3,529
19	Cable_17	19,98	63	Cable_60	0
20	Cable_18	30,45	64	Cable61	5,35
21	Cable_20	30,45	65	Cable_61	684,3
22	Cable_21	19,74	66	Cable62	40,86
23	Cable_23	0	67	Cable63	1,357
24	Cable_24	11,5	68	Cable72	61,43
25	Cable_25	62,14	69	Cable73	19,7
26	Cable_26	42,96	70	Cable78	50,51
27	Cable_27	31,28	71	Cable79	12,4
28	Cable_28	15,46	72	Cable80	1,514
29	Cable_29	28,81	73	Cable81	99,45
30	Cable30	12,6	74	Cable82	56,62
31	Cable_30	470,3	75	Cable83	19,7
32	Cable31	9,714	76	Cable84	1,236
33	Cable_31	0	77	Cable85	1,237
34	Cable33	38,27	78	Cable90	42,4
35	Cable34	14,79	79	Cable92	2,985
36	Cable35	19,7	80	Cable94	2,889
37	Cable_35	464,3	81	Cable96	12,6
38	Cable36	19,7	82	Cable100	12,4
39	Cable_37	0	83	Cable103	56,62

Таблица Д.8. Продолжение

40	Cable38	66,7	84	Cable110	64,32
41	Cable_38	58,54	85	Cable121	3,241
42	Cable_39	0	86	Cable587.3	263,6
43	Cable_40	263,6	-	-	-
44	Cable_41	0	-	-	-

Таблица Д.9. Результаты расчета режима максимальных нагрузок после отключения трансформаторов (загрузка трансформаторов)

№	ТР	I, А	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	Загрузка, %
1	Т145.2	28,4	406,8	270,2	488,36	82,7
2	Т327.1	10,95	181,6	48,98	188,09	31,4
3	Т327.2	5,151	84,81	25,07	88,44	14,8
4	Т343.1	11,98	192,4	73,35	205,91	34,4
5	Т343.2	7,285	107,1	64,91	125,23	20,9
6	Т347.1	11,72	177,7	94,52	201,27	33,6
7	Т351.1	2,341	31,96	24,42	40,22	6,7
8	Т395.1	14,12	207,9	124,4	242,28	44,3
9	Т457.1	19,55	306,8	136,7	335,88	56,1
10	Т459.1	17,23	234,7	180,6	296,14	47
11	Т481.1	18,09	292,4	106,6	311,23	56,9
12	Т585.1	11,1	167,4	90,55	190,32	31,8
13	Т587.1	11,1	174,2	78,07	190,89	31,9
14	Т768.1	18,26	276,7	146,3	313,00	57,2
15	Т784.1	10,74	160,2	90,62	184,05	30,7
16	Т786.1	8,247	127,4	61,16	141,32	23,6
17	Т788.2	11,51	181,6	76,85	197,19	32,9

Таблица Д.10. Результаты расчета режима максимальных нагрузок после отключения трансформаторов (нагрузка)

№	Нагрузка	S, кВА	КМ, %	№	Нагрузка	S, кВА	КМ, %
1	Alt.20 Lift	1,02	80	45	Lump_27	21,97	88,1
2	Alt. 20 Lift	1,14	80,02	46	Lump_28	37,37	87,5
3	Alt. 20 MOP	1,24	80,01	47	Lump_29	52,36	99,8
4	Alt.20 TSG	25,59	84,54	48	Lump_30	96,97	89,9
5	Alt. 20 TSG	43,02	78,17	49	Lump_31	29,93	86,7
6	Alt.20 TSG office	1,60	79,67	50	Lump_32	8,37	88,8
7	Alt. 20 TSG1	15,53	80,19	51	Lump_33	77,88	84
8	Alt. 24 Lift	0,91	80,03	52	Lump_34	27,82	85,5
9	Alt. 24 lift	0,83	80,03	53	Lump_35	10,67	84,7
10	Alt.24 TSG	15,78	80,85	54	Lump_36	14,96	94,7
11	Alt. 24 TSG	27,79	80,06	55	Lump_37	71,45	84
12	Alt.24 TSG nezhiloe	0,64	82,75	56	Lump_38	14,26	99,1
13	Alt. 24 TSG nezhiloe	3,60	79,11	57	Lump_39	38,49	88,9
14	Alt. 24 TSG1	26,54	78,52	58	Lump_40	34,25	85,5
15	Azizov A.G. Magazin A.20	37,64	79,27	59	Lump_41	47,94	96,5
16	EP-2	1,23	80,01	60	Lump_42	88,94	99,4
17	EP-5	6,47	81,92	61	Lump_43	21,94	83,1
18	EP-6	25,41	80,57	62	Lump_44	6,15	95,3
19	Lump1	39,00	79,3	63	Lump_45	57,06	98,8
20	Lump_1	88,63	97,9	64	Lump_46	24,98	86,1
21	Lump2	186,42	80,31	65	Lump_47	34,97	84,1
22	Lump_2	34,00	89,3	66	Lump_48	64,90	80,8
23	Lump_3	47,68	97	67	Lump_49	27,05	96,9
24	Lump4	186,42	80,31	68	Lump_50	7,58	89,4
25	Lump_4	64,80	84,9	69	Lump_51	70,34	81,8
26	Lump_5	12,99	94,1	70	Lump_52	24,15	92,8
27	Lump_6	34,92	97,9	71	Lump_53	26,81	87,2
28	Lump_10	50,75	81,9	72	Lump_54	18,82	78,7
29	Lump_11	132,20	93,8	73	Lump_55	32,95	78,3
30	Lump_12	71,00	94,2	74	Lump_56	32,14	77,5
31	Lump_13	8,26	87,2	75	Lump_57	32,54	97,1
32	Lump_14	4,28	86,4	76	Lump_58	32,91	89,5
33	Lump_15	11,54	82,5	77	Lump_59	32,91	93,9
34	Lump_16	89,00	86,2	78	Lump_60	16,73	87,3
35	Lump_17	48,06	91,7	79	Lump_61	17,96	83,2
36	Lump_18	34,35	85	80	Lump_62	14,39	96,7
37	Lump_19	72,48	87,5	81	Lump_63	16,92	84,9
38	Lump_20	41,43	97,2	82	Lump_64	27,85	94

Таблица Д.10. Продолжение

39	Lump_21	58,71	90,4	83	Lump_65	34,52	89,6
40	Lump_22	69,76	85,7	84	Lump_66	46,18	97,8
41	Lump_23	49,83	99,1	85	Lump_67	19,22	84,7
42	Lump_24	129,82	80,2	86	Lump_68	19,93	89,4
43	Lump_25	11,85	97,8	87	Lump_69	30,96	88,1
44	Lump_26	2,34	94,6	88	Osipov Y.N. A.24 detsad	13,24	81,07

Приложение Е

Таблица Е.1. Режим с минимальными потерями (уровни напряжения)

№	Шина (узел)	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ	№	Шина (узел)	Номинальное напряжение, кВ	Расчетное напряжение, кВ
1	Bus75	0,4	0,39	46	Bus 395.1	10	9,904
2	Bus76	0,4	0,39	47	Bus 395.2	10	9,904
3	Bus81	0,4	0,388	48	Bus395.4	0,4	0,366
4	Bus89	0,4	0,389	49	Bus 457.1	10	9,914
5	Bus93	0,4	0,388	50	Bus 457.2	10	9,914
6	Bus95	0,4	0,392	51	Bus457.3	0,4	0,368
7	Bus97	0,4	0,392	52	Bus457.4	0,4	0,368
8	Bus98	0,4	0,392	53	Bus 459.1	10	9,92
9	Bus100	0,4	0,391	54	Bus 459.2	10	9,92
10	Bus102	0,4	0,393	55	Bus459.3	0,4	0,393
11	Bus104	0,4	0,393	56	Bus459.4	0,4	0,393
12	Bus105	0,4	0,393	57	Bus459.6	0,4	0,366
13	Bus106	0,4	0,392	58	Bus 481.1	10	9,929
14	Bus107	0,4	0,392	59	Bus 481.2	10	9,929
15	Bus109	0,4	0,392	60	Bus481.3	0,4	0,368
16	Bus111	0,4	0,391	61	Bus481.4	0,4	0,368
17	Bus113	0,4	0,393	62	Bus 585.1	10	9,908
18	Bus115	0,4	0,391	63	Bus 585.2	10	9,908
19	Bus119	0,4	0,393	64	Bus585.3	0,4	0,385
20	Bus120	0,4	0,393	65	Bus585.4	0,4	0,385
21	Bus122	0,4	0,391	66	Bus 587.1	10	9,909
22	Bus125	0,4	0,39	67	Bus 587.2	10	9,909
23	Bus143	0,4	0,392	68	Bus587.3	0,4	0,375
24	Bus 145.1	10	9,927	69	Bus 768.1	10	9,908
25	Bus 145.2	10	9,927	70	Bus 768.2	10	9,908
26	Bus145.3	0,4	0,369	71	Bus768.3	0,4	0,367
27	Bus145.4	0,4	0,369	72	Bus768.4	0,4	0,367
28	Bus147	0,4	0,39	73	Bus 770.1	10	9,908
29	Bus149	0,4	0,391	74	Bus 770.2	10	9,908
30	Bus153	0,4	0,39	75	Bus770.3	0,4	0,396
31	Bus155	0,4	0,389	76	Bus770.4	0,4	0,396
32	Bus 327.1	10	9,909	77	Bus 784.1	10	9,907
33	Bus327.2	0,4	0,375	78	Bus 784.2	10	9,907
34	Bus327.3	0,4	0,375	79	Bus784.3	0,4	0,375
35	Bus 343.1	10	9,923	80	Bus784.4	0,4	0,375
36	Bus343.2	0,4	0,373	81	Bus 786.1	10	9,906
37	Bus343.3	0,4	0,368	82	Bus 786.2	10	9,906
38	Bus 347.1	10	9,915	83	Bus786.3	0,4	0,402
39	Bus 347.2	10	9,915	84	Bus786.4	0,4	0,402
40	Bus347.3	0,4	0,371	85	Bus 788.1	10	9,906
41	Bus347.4	0,4	0,371	86	Bus 788.2	10	9,906
42	Bus 351.1	10	9,914	87	Bus788.3	0,4	0,385
43	Bus 351.2	10	9,914	88	Bus788.4	0,4	0,385
44	Bus351.3	0,4	0,391	89	BusTb1.1	10	9,93
45	Bus351.4	0,4	0,391	90	BusTb1.2	10	9,93

Таблица Е.2. Результаты расчета режима с минимальными потерями мощности (токовая загрузка КЛ)

№	Кабель	Токовая загрузка, А	№	Кабель	Токовая загрузка, А
1	Cable_1	111,6	45	Cable_39	28,91
2	Cable2	323,7	46	Cable_40	200,2
3	Cable_2	111,6	47	Cable_41	69,4
4	Cable_3	59,87	48	Cable_44	316
5	Cable_4	39,63	49	Cable_45	185,1
6	Cable_5	22,47	50	Cable_46	140
7	Cable_6	1,156	51	Cable_47	140
8	Cable_7	1,156	52	Cable_48	101
9	Cable_8	37,15	53	Cable_49	101
10	Cable_9	37,1	54	Cable50	3,529
11	Cable_10	37,15	55	Cable_50	71,69
12	Cable_11	37,1	56	Cable_52	207,7
13	Cable_12	37,15	57	Cable_53	284,4
14	Cable_13	37,1	58	Cable_54	182,1
15	Cable14	41,09	59	Cable_55	153,8
16	Cable_14	26,02	60	Cable_56	153,8
17	Cable15	3,267	61	Cable_57	260,1
18	Cable_15	25,99	62	Cable_58	128,8
19	Cable_16	25,99	63	Cable59	64,83
20	Cable_17	25,99	64	Cable_59	191,3
21	Cable_18	25,99	65	Cable60	3,529
22	Cable_19	15,63	66	Cable_60	181,3
23	Cable_20	15,63	67	Cable61	5,393
24	Cable_21	10,05	68	Cable_61	323,7
25	Cable_22	10,05	69	Cable62	41,17
26	Cable_23	5,803	70	Cable63	1,346
27	Cable_24	5,803	71	Cable72	61,92
28	Cable_25	62,16	72	Cable73	19,86
29	Cable_26	42,98	73	Cable78	50,91
30	Cable_27	30,71	74	Cable79	12,5
31	Cable_28	14,9	75	Cable80	1,501
32	Cable_29	27,26	76	Cable81	100,2
33	Cable30	12,7	77	Cable82	57,07
34	Cable_30	313,3	78	Cable83	19,85
35	Cable31	9,791	79	Cable84	1,226
36	Cable_31	182,6	80	Cable85	1,226
37	Cable33	38,58	81	Cable90	42,74
38	Cable34	14,91	82	Cable92	3,007
39	Cable35	19,86	83	Cable94	2,912

Таблица Е.2. Продолжение

40	Cable_35	310,1	84	Cable96	12,7
41	Cable36	19,86	85	Cable100	12,5
42	Cable_37	178,9	86	Cable103	57,07
43	Cable38	67,24	87	Cable110	64,83
44	Cable_38	28,91	88	Cable121	3,267

Таблица Е.3. Результаты расчета режима с минимальными потерями мощности (загрузка трансформаторов)

№	ТР	I, А	P, кВт	Q, кВар	S, кВА	Загрузка, %
1	Т145.1	13,63	191,3	135,3	234,31	39,1
2	Т145.2	13,63	191,3	135,3	234,31	39,1
3	Т327.1	10,95	181,5	48,95	187,98	31,4
4	Т327.2	5,15	84,77	25,06	88,40	14,8
5	Т343.1	11,97	192,3	73,32	205,80	34,4
6	Т343.2	7,283	107,1	64,88	125,22	20,9
7	Т347.1	6,152	93,2	49,74	105,64	17,6
8	Т347.2	6,152	93,2	49,74	105,64	17,6
9	Т351.1	1,156	15,76	12,08	19,86	3,3
10	Т351.2	1,156	15,76	12,08	19,86	3,3
11	Т395.1	7,65	113	66,64	131,19	21,9
12	Т395.2	7,252	105,1	66,49	124,37	20,8
13	Т457.1	13,06	204,6	91,8	224,25	37,4
14	Т457.2	7,157	112,7	48,98	122,88	20,5
15	Т459.1	8,683	119	89,96	149,18	23,7
16	Т459.2	8,683	119	89,96	149,18	23,7
17	Т481.1	13,19	212,2	80,11	226,82	37,9
18	Т481.2	7,303	119,8	37,76	125,61	21
19	Т585.1	8,429	128,4	66,68	144,68	24,2
20	Т585.2	2,776	40,46	25,15	47,64	8
21	Т587.1	11,09	173,6	77,83	190,25	31,8
22	Т768.1	13,31	202,5	105,6	228,38	38,1
23	Т768.2	7,405	110,9	62,09	127,10	21,2
24	Т770.1	0	0	0	0,00	0
25	Т770.2	0	0	0	0,00	0
26	Т784.1	5,601	83,48	47,63	96,11	16
27	Т784.2	5,601	83,48	47,63	96,11	16
28	Т786.1	4,251	65,76	31,56	72,94	12,2
29	Т786.2	4,251	65,76	31,56	72,94	12,2
30	Т788.1	2,868	46,2	16,93	49,20	8,2
31	Т788.2	8,743	137,4	60,34	150,07	25

Таблица Е.4. Результаты расчета режима с минимальными потерями мощности (нагрузка)

№	Нагрузка	S, кВА	КМ, %	№	Нагрузка	S, кВА	КМ, %
1	Alt.20 Lift	1,02	80	45	Lump_27	24,95	88,1
2	Alt. 20 Lift	1,14	80,02	46	Lump_28	37,37	87,5
3	Alt. 20 MOP	1,26	80,01	47	Lump_29	52,35	99,8
4	Alt.20 TSG	26,05	84,54	48	Lump_30	96,95	89,9
5	Alt. 20 TSG	43,80	78,17	49	Lump_31	29,92	86,7
6	Alt.20 TSG ofice	1,63	79,67	50	Lump_32	8,37	88,8
7	Alt. 20 TSG1	15,81	80,19	51	Lump_33	77,87	84
8	Alt. 24 Lift	0,91	80,03	52	Lump_34	31,18	85,5
9	Alt. 24 lift	0,83	80,03	53	Lump_35	11,96	84,7
10	Alt.24 TSG	16,07	80,85	54	Lump_36	16,77	94,7
11	Alt. 24 TSG	28,30	80,06	55	Lump_37	80,08	84
12	Alt.24 TSG nezhiloe	0,65	82,75	56	Lump_38	15,98	99,1
13	Alt. 24 TSG nezhiloe	3,66	79,11	57	Lump_39	43,15	88,9
14	Alt. 24 TSG1	27,02	78,52	58	Lump_40	34,25	85,5
15	Azizov A.G. Magazin A.20	38,33	79,27	59	Lump_41	47,94	96,5
16	EP-2	1,25	80,01	60	Lump_42	88,93	99,4
17	EP-5	6,58	81,92	61	Lump_43	21,94	83,1
18	EP-6	25,87	80,57	62	Lump_44	6,15	95,3
19	Lump1	39,12	79,3	63	Lump_45	57,06	98,8
20	Lump_1	100,14	97,9	64	Lump_46	25,84	86,1
21	Lump2	206,94	80,31	65	Lump_47	36,16	84,1
22	Lump_2	38,42	89,3	66	Lump_48	67,13	80,8
23	Lump_3	53,88	97	67	Lump_49	27,98	96,9
24	Lump4	206,94	80,31	68	Lump_50	7,85	89,4
25	Lump_4	73,21	84,9	69	Lump_51	72,75	81,8
26	Lump_5	14,68	94,1	70	Lump_52	26,63	92,8
27	Lump_6	39,46	97,9	71	Lump_53	29,56	87,2
28	Lump_10	57,25	81,9	72	Lump_54	20,75	78,7
29	Lump_11	149,15	93,8	73	Lump_55	36,33	78,3
30	Lump_12	80,10	94,2	74	Lump_56	35,45	77,5
31	Lump_13	9,31	87,2	75	Lump_57	35,89	97,1
32	Lump_14	4,83	86,4	76	Lump_58	35,26	89,5
33	Lump_15	13,02	82,5	77	Lump_59	35,26	93,9
34	Lump_16	93,54	86,2	78	Lump_60	17,94	87,3
35	Lump_17	50,51	91,7	79	Lump_61	19,25	83,2
36	Lump_18	36,11	85	80	Lump_62	15,42	96,7
37	Lump_19	72,28	87,5	81	Lump_63	18,14	84,9
38	Lump_20	41,32	97,2	82	Lump_64	29,28	94

Таблица Е.4. Продолжение

39	Lump_21	58,54	90,4	83	Lump_65	36,28	89,6
40	Lump_22	79,22	85,7	84	Lump_66	48,54	97,8
41	Lump_23	56,59	99,1	85	Lump_67	20,20	84,7
42	Lump_24	147,49	80,2	86	Lump_68	20,95	89,4
43	Lump_25	13,47	97,8	87	Lump_69	32,54	88,1
44	Lump_26	2,65	94,6	88	Osipov Y.N. A.24 detsad	13,49	81,07

Приложение Ж

Таблица Ж.1. Потери в сутках до и после оптимизации для режима максимальных нагрузок

t, с	Режим макс. нагрузок				Оптимальный режим макс. нагрузок			
	P, МВт	Q, МВар	ΔP, МВт	ΔP, %	P, МВт	Q, МВар	ΔP, МВт	ΔP, %
0-1	1,676	0,864	0,096	5,728	1,686	0,868	0,083	4,917
1-2	2,532	1,305	0,219	8,649	2,558	1,315	0,178	6,959
2-3	2,917	1,504	0,291	9,976	2,952	1,517	0,234	7,927
3-4	3,075	1,586	0,323	10,504	3,147	1,617	0,265	8,421
4-5	3,357	1,732	0,384	11,439	3,374	1,734	0,304	9,010
5-6	3,388	1,748	0,392	11,570	3,438	1,767	0,315	9,162
6-7	3,357	1,732	0,384	11,439	3,374	1,734	0,304	9,010
7-8	3,357	1,732	0,384	11,439	3,374	1,734	0,304	9,010
8-9	3,357	1,732	0,384	11,439	3,374	1,734	0,304	9,010
9-10	3,357	1,732	0,384	11,439	3,374	1,734	0,304	9,010
10-11	3,325	1,716	0,377	11,338	3,374	1,734	0,304	9,010
11-12	3,325	1,716	0,377	11,338	3,374	1,734	0,304	9,010
12-13	3,325	1,716	0,377	11,338	3,374	1,734	0,304	9,010
13-14	3,325	1,716	0,377	11,338	3,374	1,734	0,304	9,010
14-15	3,325	1,716	0,377	11,338	3,374	1,734	0,304	9,010
15-16	3,325	1,716	0,377	11,338	3,374	1,734	0,304	9,010
16-17	3,106	1,602	0,329	10,592	3,147	1,617	0,265	8,421
17-18	2,821	1,455	0,272	9,642	2,854	1,467	0,220	7,708
18-19	2,596	1,338	0,231	8,898	2,624	1,348	0,187	7,127
19-20	2,435	1,255	0,203	8,337	2,459	1,264	0,165	6,710
20-21	2,174	1,121	0,162	7,452	2,192	1,127	0,133	6,068
21-22	2,01	1,036	0,138	6,866	2,024	1,041	0,115	5,682
22-23	1,844	0,95	0,116	6,291	1,856	0,955	0,098	5,296
23-24	1,743	0,899	0,104	5,967	1,754	0,903	0,089	5,068
Среднее значение			0,294	9,821	Среднее значение		0,237	7,857

Таблица Ж.2. Потери в сутках до и после оптимизации для режима максимальных нагрузок

t, с	Режим мин. нагрузок				Оптимальный режим мин. нагрузок			
	P, МВт	Q, МВар	ΔP, МВт	ΔP, %	P, МВт	Q, МВар	ΔP, МВт	ΔP, %
0-1	1,200	0,620	0,049	4,075	1,206	0,622	0,047	3,922
1-2	1,844	0,950	0,116	6,291	1,856	0,955	0,098	5,296
2-3	2,109	1,087	0,152	7,207	2,125	1,093	0,126	5,929
3-4	2,207	1,138	0,167	7,567	2,226	1,144	0,137	6,155
4-5	2,403	1,239	0,197	8,198	2,425	1,247	0,161	6,639
5-6	2,435	1,255	0,203	8,337	2,459	1,264	0,165	6,710
6-7	2,403	1,239	0,197	8,198	2,425	1,247	0,161	6,639
7-8	2,403	1,239	0,197	8,198	2,425	1,247	0,161	6,639
8-9	2,403	1,239	0,197	8,198	2,425	1,247	0,161	6,639
9-10	2,403	1,239	0,197	8,198	2,425	1,247	0,161	6,639
10-11	2,403	1,239	0,197	8,198	2,425	1,247	0,161	6,639
11-12	2,403	1,239	0,197	8,198	2,425	1,247	0,161	6,639
12-13	2,403	1,239	0,197	8,198	2,425	1,247	0,161	6,639
13-14	2,403	1,239	0,197	8,198	2,425	1,247	0,161	6,639
14-15	2,403	1,239	0,197	8,198	2,425	1,247	0,161	6,639
15-16	2,403	1,239	0,197	8,198	2,425	1,247	0,161	6,639
16-17	2,240	1,154	0,172	7,679	2,259	1,161	0,141	6,242
17-18	2,010	1,036	0,138	6,866	2,024	1,041	0,115	5,682
18-19	1,844	0,950	0,116	6,291	1,856	0,955	0,098	5,296
19-20	1,743	0,899	0,104	5,967	1,754	0,903	0,089	5,068
20-21	1,541	0,795	0,081	5,256	1,550	0,798	0,072	4,613
21-22	1,439	0,743	0,071	4,906	1,447	0,746	0,064	4,402
22-23	1,303	0,673	0,058	4,436	1,310	0,675	0,054	4,122
23-24	1,200	0,620	0,049	4,075	1,206	0,622	0,047	3,922
Среднее значение			0,152	7,047	Среднее значение		0,126	5,850

Приложение 3

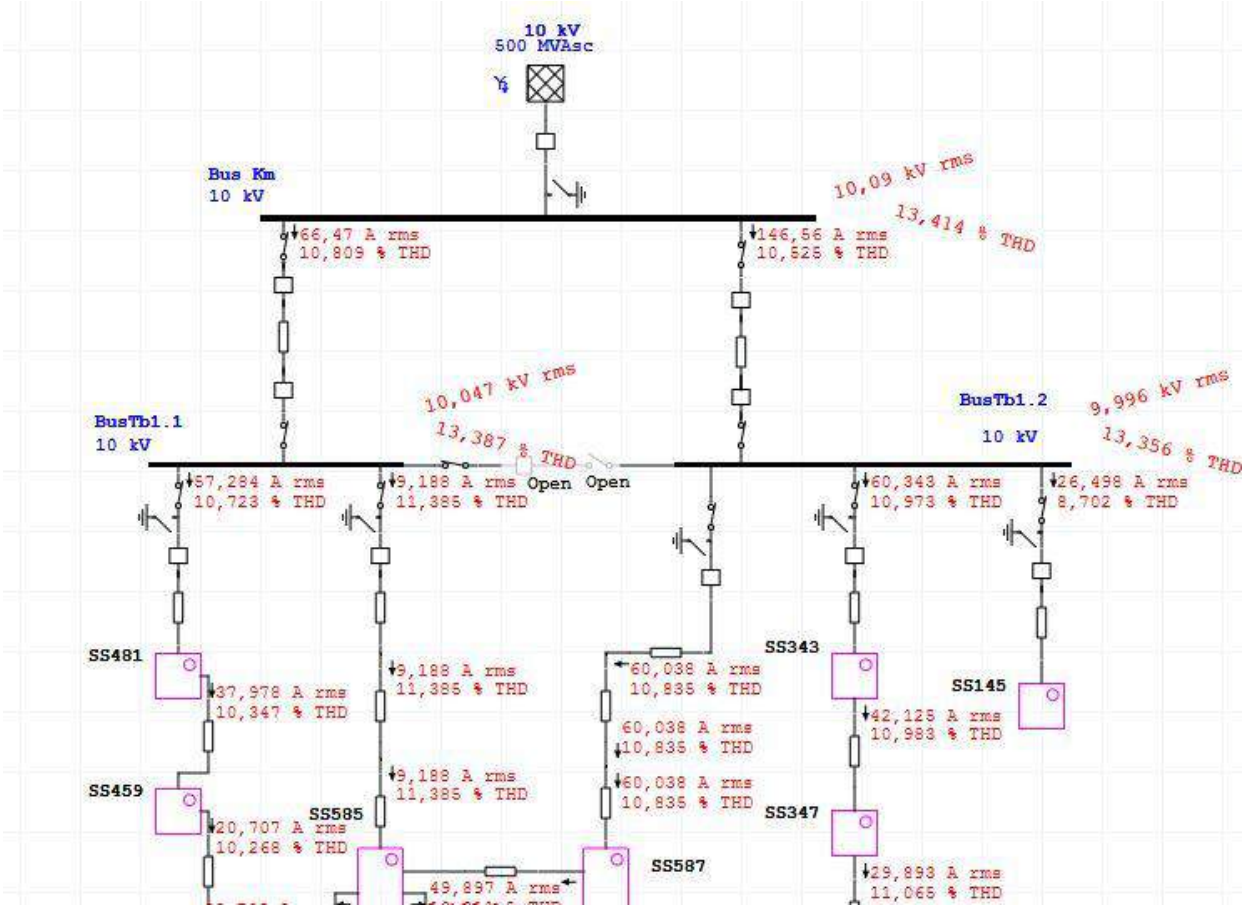


Рисунок 3.1.1 − Участок городской распределительной сети. Случай 1

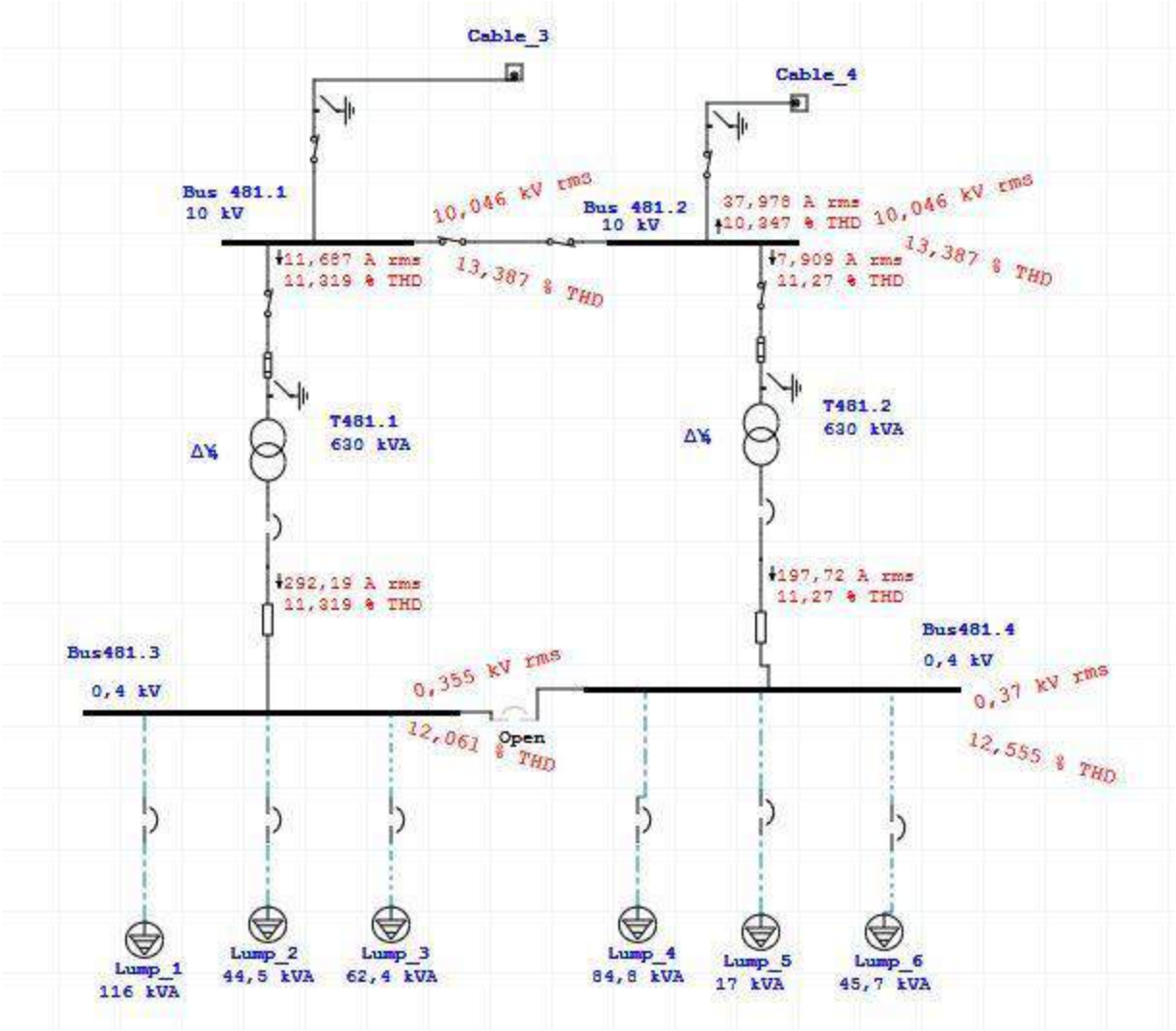


Рисунок 3.1.2 − Участок городской распределительной сети ТП 481. Случай 1

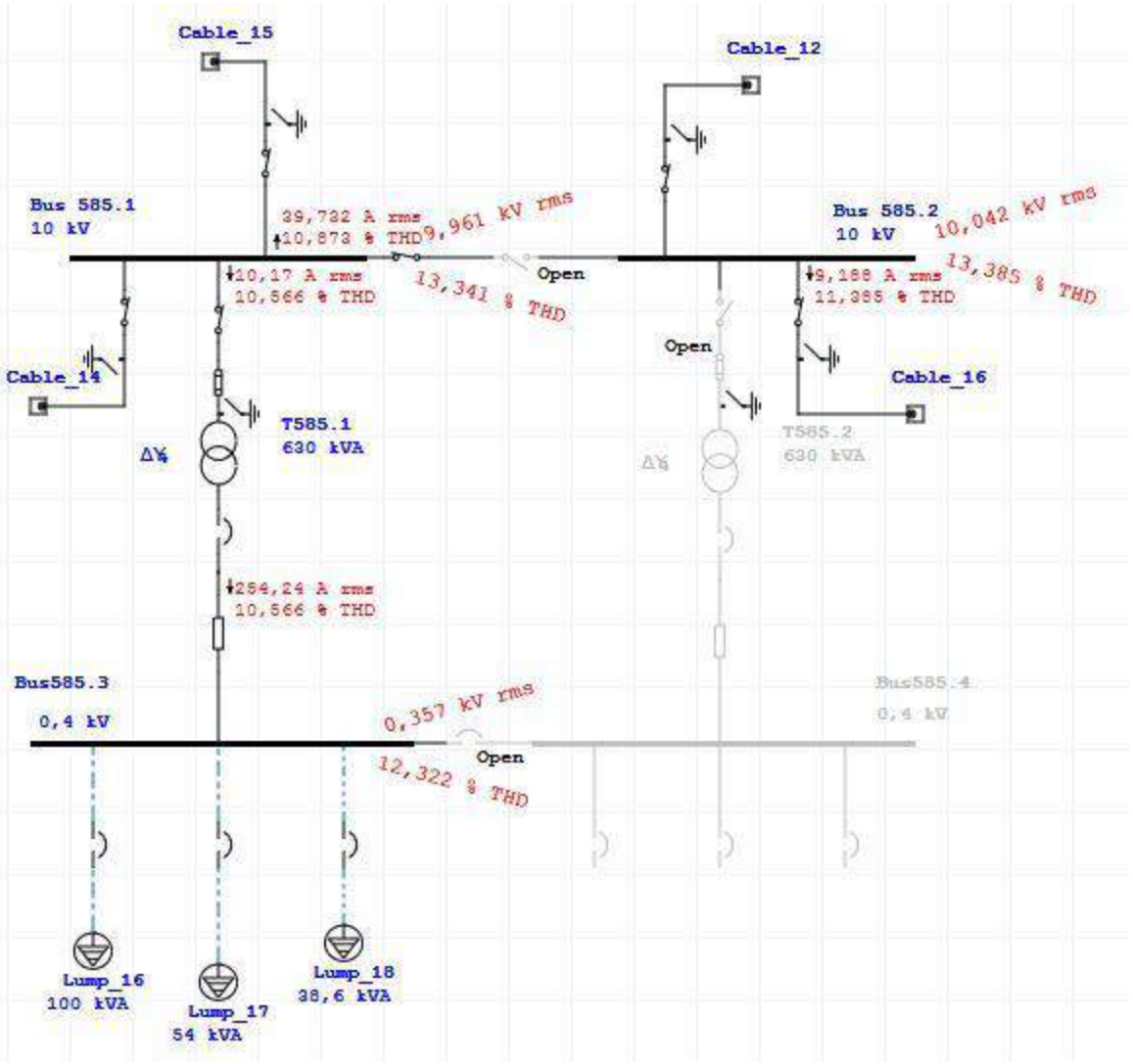


Рисунок 3.1.3 − Участок городской распределительной сети ТП 585. Случай 1

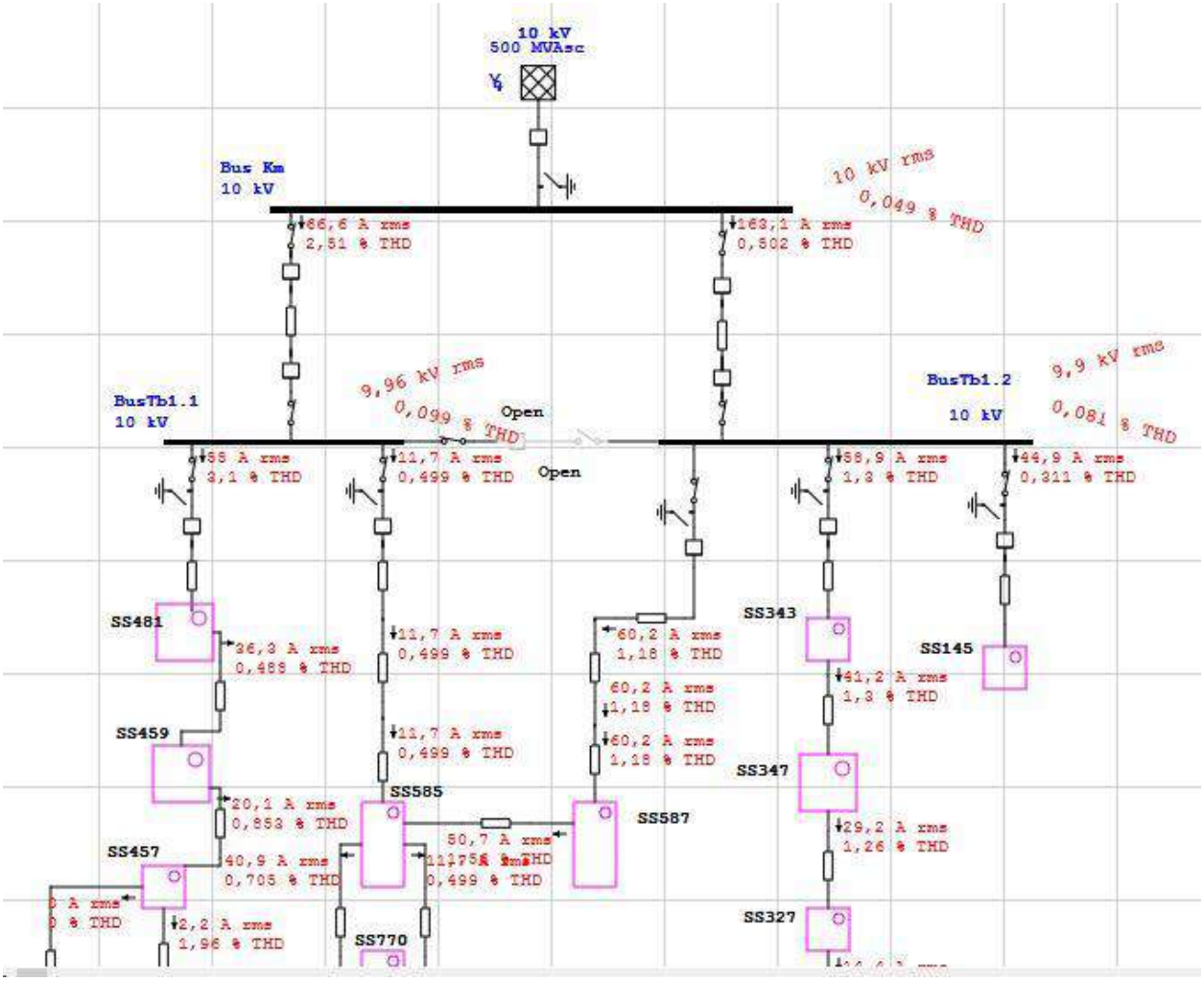


Рисунок 3.2.1 − Участок городской распределительной сети. Случай 2

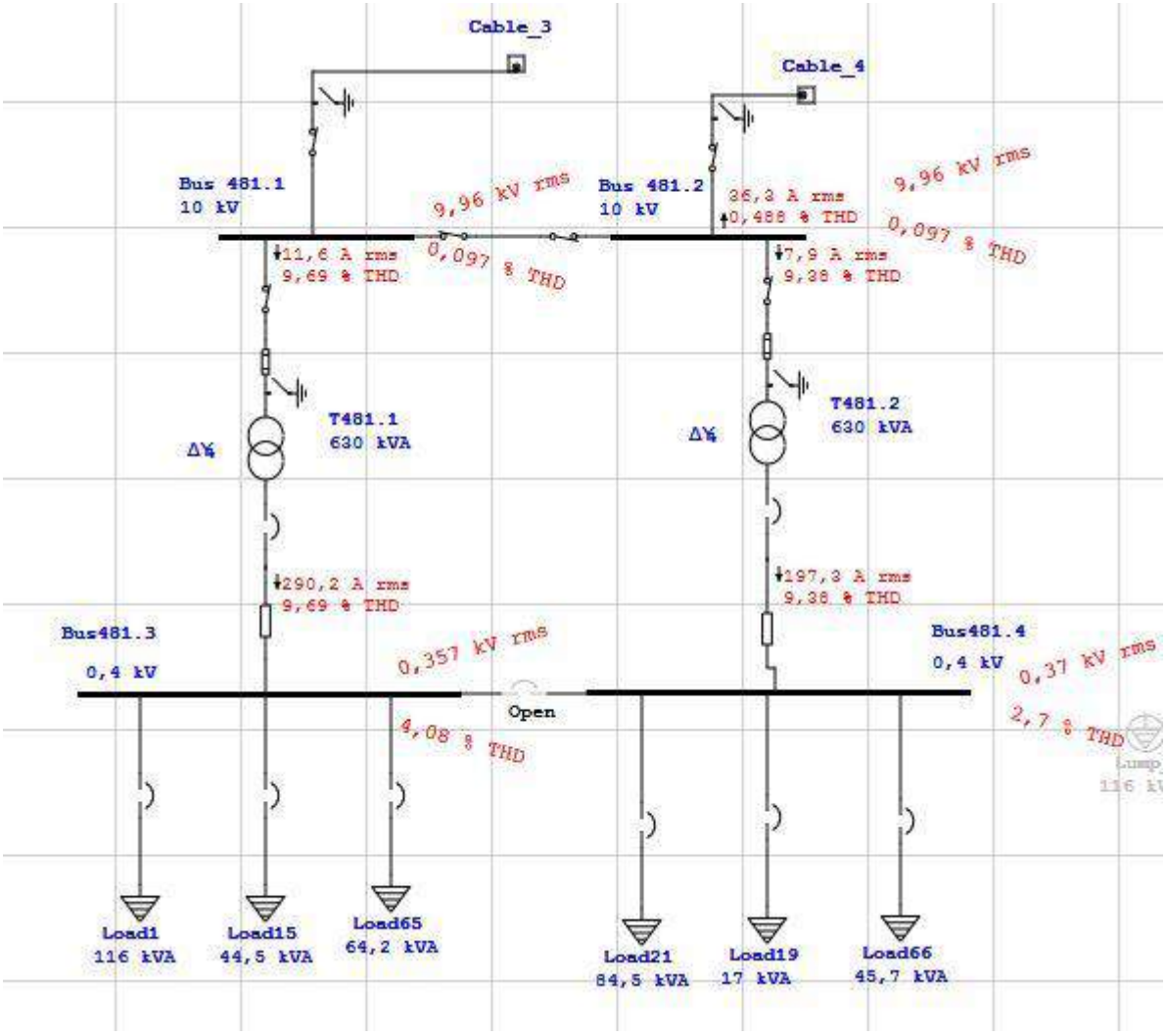


Рисунок 3.2.2 − Участок городской распределительной сети ТП 481. Случай 2

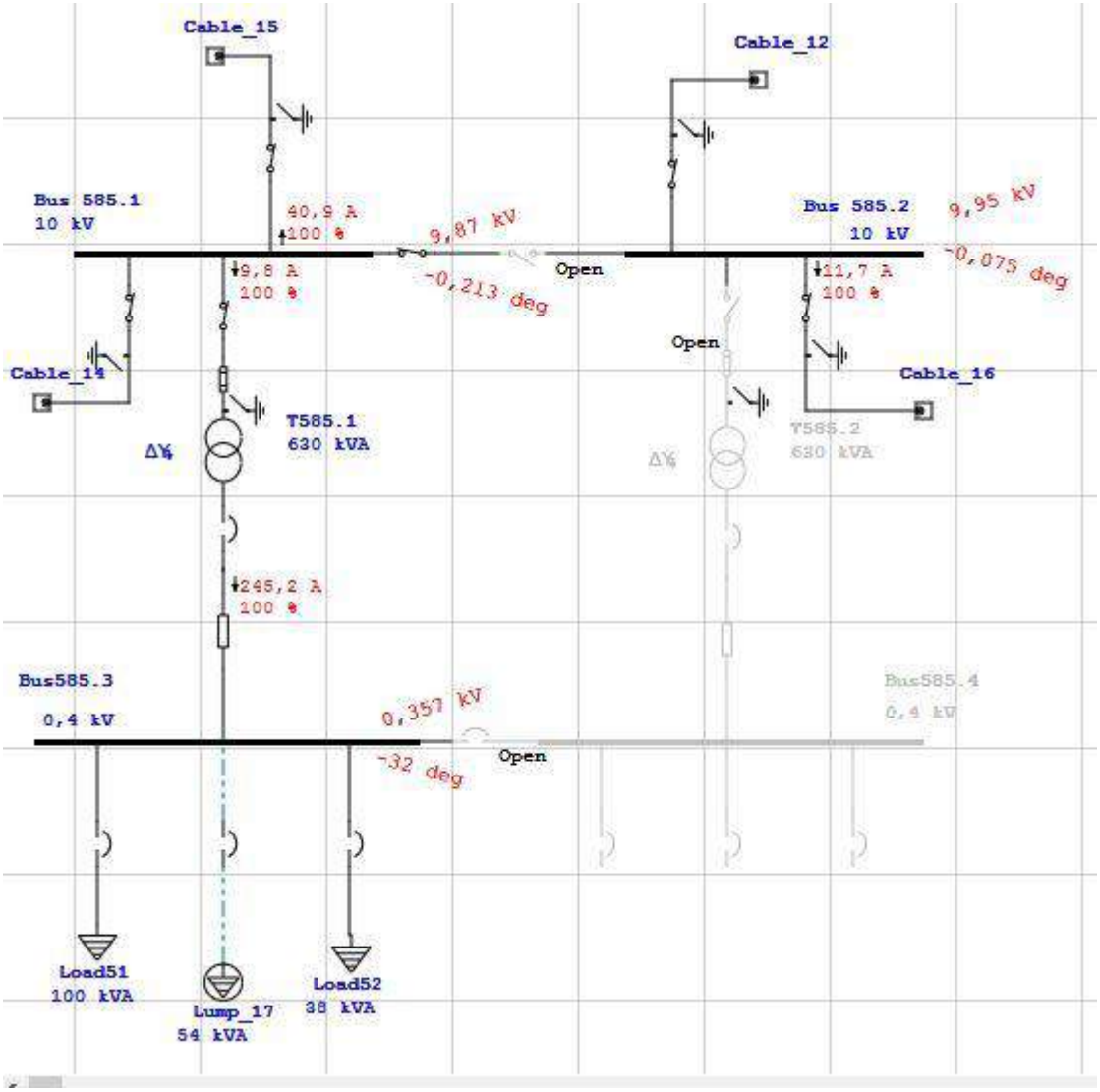


Рисунок 3.2.3 − Участок городской распределительной сети по ТП 585.

Случай 3

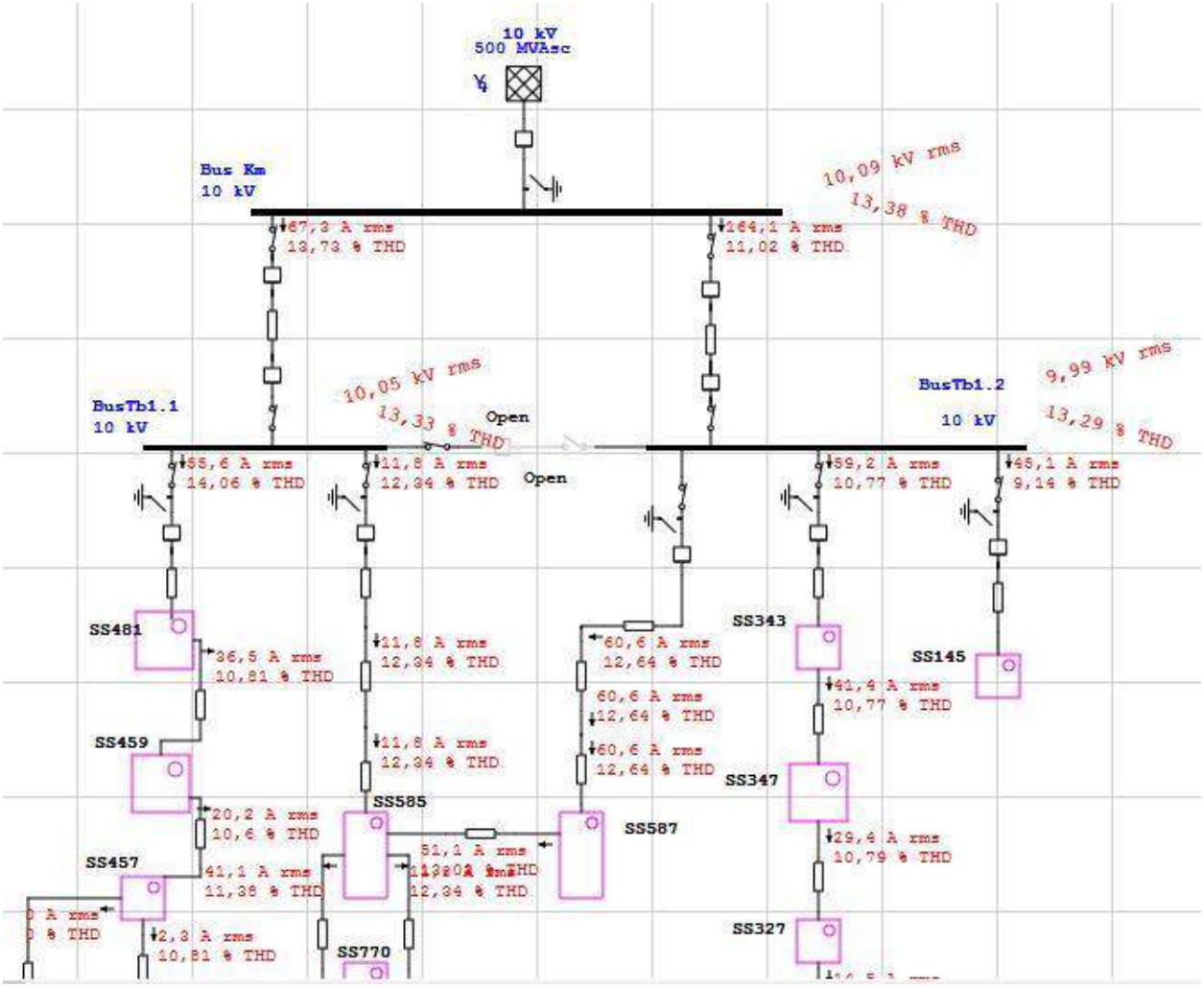


Рисунок 3.3.1 − Участок городской распределительной сети. Случай 3

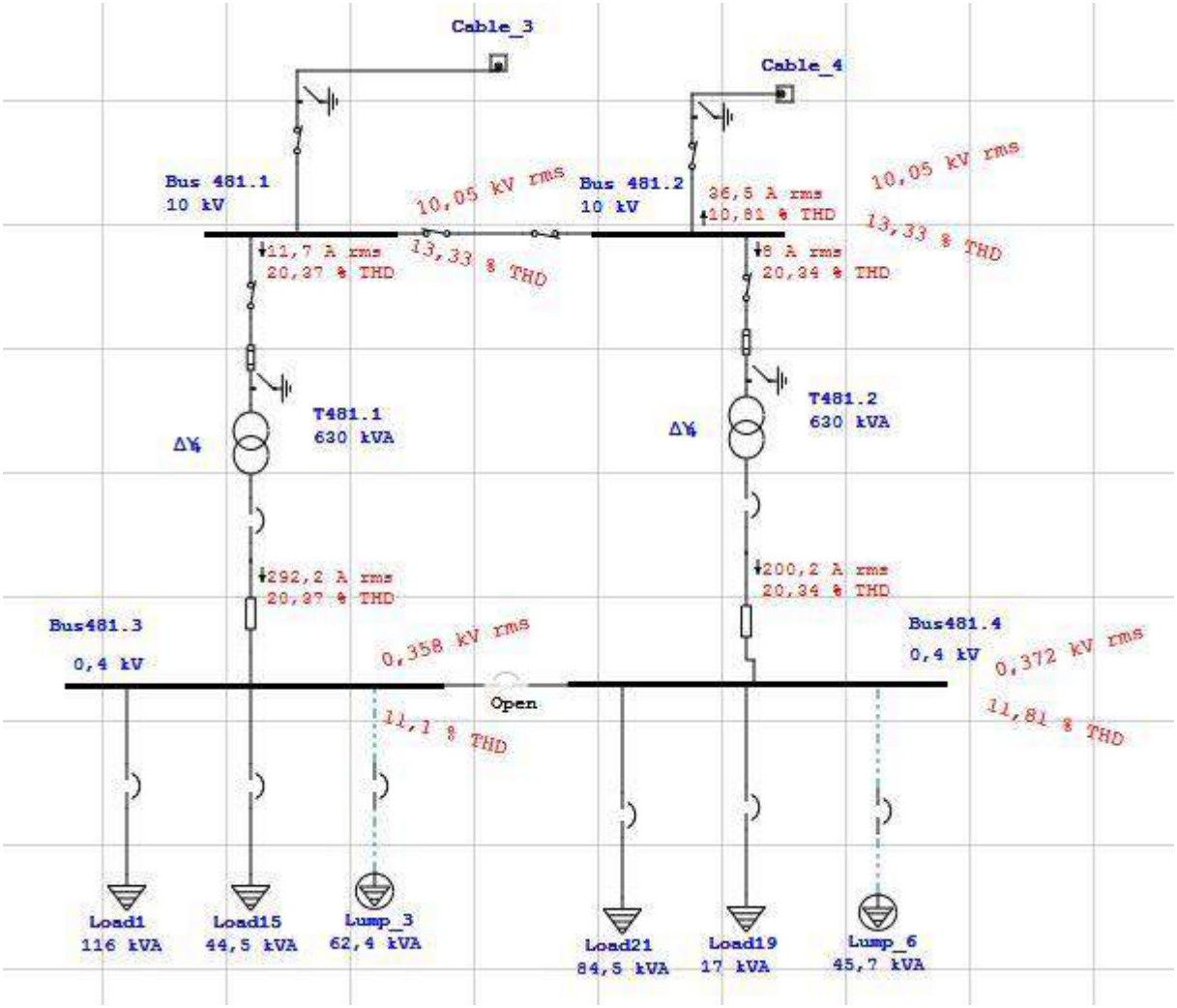


Рисунок 3.3.2 − Участок городской распределительной сети ТП 481. Случай 3

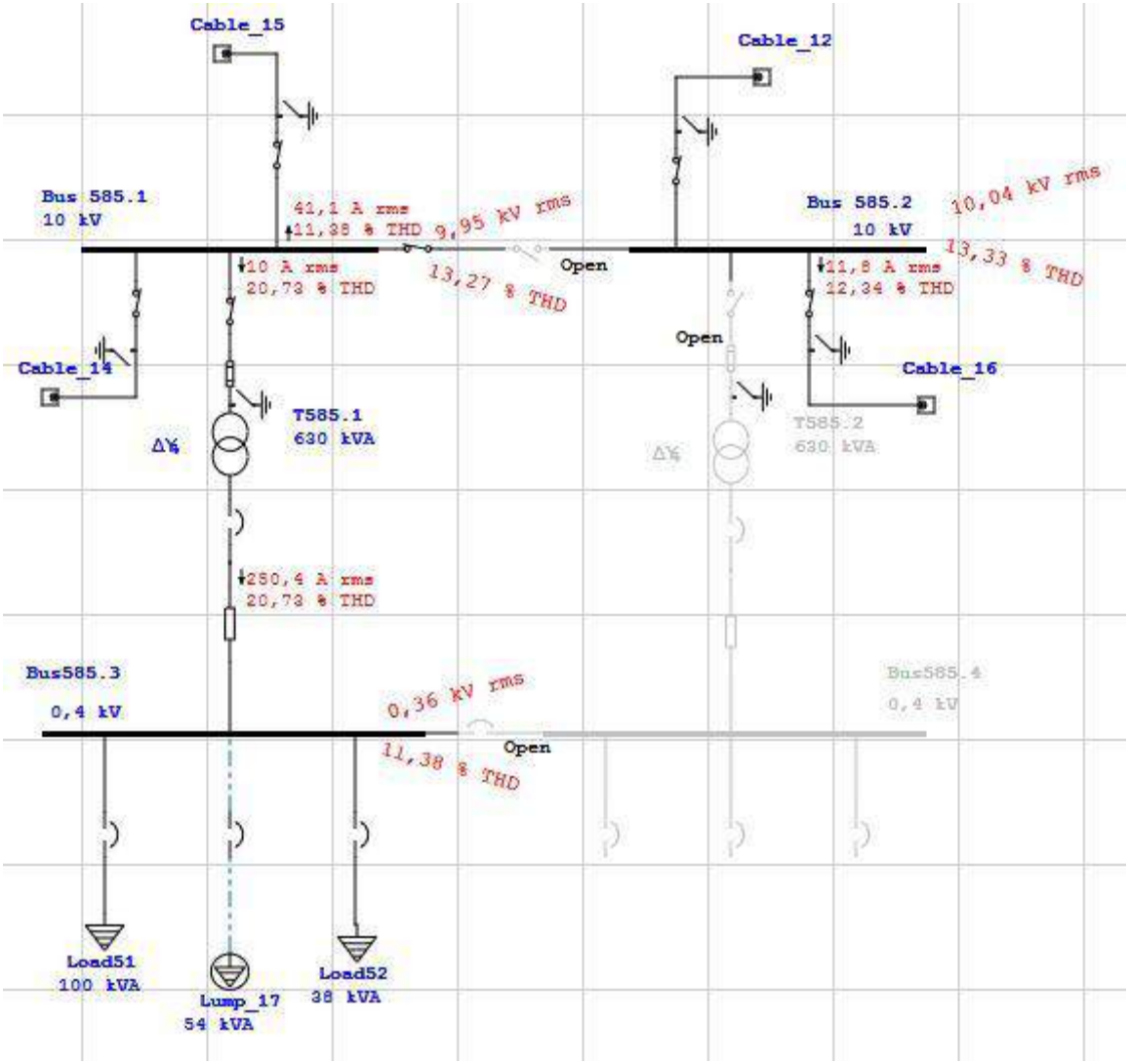


Рисунок 3.3.3 − Участок городской распределительной сети ТП 585. Случай 3

Приложение И

«УТВЕРЖДАЮ»
Исполнительный директор ООО «Горсети»
М.В. Резников
«___» _____2018г.

Акт
об использовании результатов научно-исследовательской работы
Турукиной Татьяны Евгеньевны

Настоящим актом подтверждается использование результатов по теме диссертационной работы «Повышение энергетической эффективности систем электроснабжения в потребительском секторе и в городских распределительных сетях (на примере г.Томска), выполненной под руководством д.ф-м.н., профессора Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета А.В. Кабышева, к.т.н., доцента Инженерной школы энергетики Национального исследовательского Томского политехнического университета Е.А. Шутова и заместителя генерального директора по материальному и техническому обеспечению ООО «Горсети» В.И. Шульгина.

Предметом внедрения являются следующие научные разработки диссертационной работы:

- снижение уровня сверхнормативных потерь электроэнергии за счет замены старых трансформаторов на трансформаторы со встроенным симметрирующим устройством и трансформаторы со схемой соединения Y/Z_0;
- формирование сводного прогнозного баланса величины электроэнергии и мощности с минимальными фактическими отклонениями за счет внедрения метода прогнозирования, исследованного в работе, а именно метода ARMA/GARCH.

- внесение в проект инвестиционной программы на 2019г. установку фильтрокомпенсирующих устройств в рамках нового строительства и реконструкции существующих сетей;
- проведение исследований участков городской сети с выделением основных влияющих на величину потерь электроэнергии факторов.

Применение основных результатов работы позволило снизить величину сверхнормативных потерь электроэнергии. Годовой экономический эффект от внедрения данных результатов непосредственно на участке распределительной сети г.Томска составляет не менее пяти миллионов рублей.

Заместитель генерального директора
по материальному и техническому
обеспечению



В.И. Шульгин