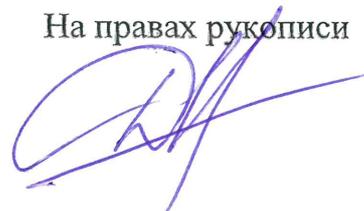


ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»

На правах рукописи



ДВОРКИН ДМИТРИЙ ВАЛЕНТИНОВИЧ

МЕТОДИКА ПОИСКА ИСТОЧНИКОВ НЕСИММЕТРИИ НАПРЯЖЕНИЯ В
ТОЧКЕ ОБЩЕГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ И ОЦЕНКИ ИХ
ФАКТИЧЕСКОГО ВЛИЯНИЯ

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические
системы

Диссертация
на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
к.т.н., доцент
Тульский В.Н.

Москва – 2018

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1 ФАКТИЧЕСКИЙ ВКЛАД ПОТРЕБИТЕЛЯ В ИСКАЖЕНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МЕТОДЫ ЕГО ОЦЕНКИ.....	10
1.1 Нормирование фактического вклада и методы его оценки.....	11
1.2 Расчетные методы оценки фактического вклада потребителя.....	13
1.2.1 Расчет электрической цепи методом эквивалентного генератора.....	14
1.2.2 Проектный метод	18
1.2.3 Метод баланса искажающих мощностей	19
1.2.4 Метод оценки проводимости искажений	21
1.2.5 Метод оценки активной составляющей сопротивления искажений	22
1.3 Корреляционные методы оценки фактического вклада потребителя	25
1.3.1 Метод последовательного отключения потребителя.....	26
1.3.2 Метод построения зависимости уровня искажений от нагрузки потребителя	27
1.4 Оценка частных недостатков методов и возможные пути их устранения.....	29
1.5 Выводы по главе.....	33
ГЛАВА 2 ФОРМИРОВАНИЕ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ТЕВЕНИНА ПОДСТАНЦИИ И ОЦЕНКА ФАКТИЧЕСКОГО ВКЛАДА ПОТРЕБИТЕЛЯ В ИСКАЖЕНИЕ СИММЕТРИИ НАПРЯЖЕНИЯ В ТОЧКЕ ОБЩЕГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ НА ЕЕ ОСНОВЕ	34
2.1 Наблюдаемость энергосистемы как функция выбора точек контроля	37
2.2 Дополнительный критерий наблюдаемости энергосистемы в части несимметрии напряжения	40
2.3 Проблема выбора эталонного параметра	59
2.4 Формирование фактического вклада потребителя в долях напряжения	62
2.5 Описание несимметричного потребителя эквивалентным генератором	64
2.6 Формирование фактического вклада в долях полной мощности	71
2.7 Заключение по главе	73

2.8 Выводы по главе.....	74
ГЛАВА 3 МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ	75
3.1 Matlab как средство моделирования процессов в энергосистеме.....	76
3.2. Оценка моделей условных энергосистем и их элементов	78
3.2.1. Оценка модели Matlab 1-ой условной энергосистемы для расчета симметричного установившегося режима	78
3.2.2. Оценка моделей искажающих нагрузок.....	87
3.2.3. Оценка модели Matlab 2-й условной энергосистемы.....	96
3.3. Выводы по главе.....	101
ГЛАВА 4. АПРОБАЦИЯ МЕТОДА ПОИСКА НЕСИММЕТРИЧНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НА ФИЗИЧЕСКОЙ И МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ	102
4.1. Концептуальная оценка метода на базе физической модели	103
4.1.1. Трансформатор типа Y/Y-0.....	105
4.1.2. Трансформатор типа Y/ Δ -11	110
4.1.3. Сравнение двух реализаций предложенного метода	117
4.2. Оценка погрешности метода на математической модели	120
4.2.1. Трансформатор типа Y/Y-0.....	121
4.2.2. Трансформатор типа Y/ Δ -11	129
4.3. Заключение по главе	136
4.4. Выводы по главе.....	137
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	138
Список принятых сокращений.....	140
Список литературы	141
Приложение А. Блок-схемы представленных алгоритмов	148
Приложение Б. Методика моделирования энергосистемы в Matlab	149
Приложение В. Расчет режимов работы 2-й условной энергосистемы	179

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Основная задача, которая стоит перед современной энергетикой, – обеспечение всех видов потребителей требуемым объемом электроэнергии (ЭЭ) с установленными показателями качества и надежности при максимальной экономической эффективности. Ключевыми критериями в этом определении являются «требуемый объем», «качество» и «надежность». Данная работа сфокусирована на исследовании критерия «качества».

Современный мир и современный потребитель диктуют свои правила: внедряются различные технические средства и разрабатываются методические указания по улучшению качества электроэнергии (КЭЭ), внедряются нормативные документы, предъявляющие требования к ее показателям, но на данный момент вопрос обеспечения бесперебойного снабжения потребителей именно качественной электроэнергией не решен [1, 2, 3, 4].

Актуальным вызовом для энергосистемы (ЭС) РФ выступает несбалансированность мощности нагрузки по фазам трехфазной сети, что является следствием естественно хаотичного подключения неполнофазных ЭП. При сохранении подобной тенденции в ЭС могут возникать трудности, связанные с регулированием режима работы трехфазной сети в условиях, когда непосредственный мониторинг и управление производится на основе оценки данных о состоянии однолинейной схемы [5]. Помимо этой проблемы несимметрия напряжения в узлах ЭС может негативно сказаться на работе ее силового оборудования и питаемых электроприемников (ЭП).

Работа ЭС в условиях несимметрии напряжения в ее узлах и токов в ее ветвях на практике возможна, но не является оптимальной с точки зрения:

- 1) надежности работы и долговечности силового и измерительного оборудования, электроприемников и т.д.;
- 2) простоты управления режимами работы;
- 3) роста потерь электрической энергии;

Давая критическую оценку сложившейся ситуации, можно сделать вывод, что в настоящее время в условиях высоких требований к качеству электрической энергии в РФ и за рубежом [6, 7] фактически наблюдается существенный уровень ее искажений в сетях всех классов напряжения. Высокая стоимость низкого качества электрической энергии [8] стимулирует отрасль к применению различных средств компенсации описанных искажений.

В свою очередь, их высокая стоимость обуславливает необходимость перед применением точно знать источники различных типов искажений, что побуждает научное сообщество к развитию методов поиска этих источников. Определение виновника и степени его вины в ухудшении качества электрической энергии является важной задачей, поскольку, зная источник искажений, можно разработать методику снижения его отрицательного влияния на энергосистему.

Дополнительным вызовом также можно считать недостаточный уровень оснащенности современных информационно-измерительных систем в ЭС. Обладая ограниченным набором исходных данных для анализа, т.е. работая в условиях недостаточной наблюдаемости ЭС, современный исследователь вынужден прибегать к допущениям, неизбежно порождающим некоторое значение методической погрешности, связанных с этими допущениями. В зависимости от класса напряжения исследуемой ЭС уровень ее наблюдаемости различен: в системах высокого и сверхвысокого напряжения (ВН и СВН соответственно) она достаточно высокая; в то же время, в распределительных сетях среднего и низкого напряжения (СН и НН соответственно), ЭС слабо наблюдаема, поэтому их анализ проводится при недостатке информации.

В подобных условиях необходимо сосредоточить усилия на разработке подходов, требующих минимума допущений, работающих в условиях дефицита информации с минимальной погрешностью до тех пор, пока измерительная инфраструктура ЭС не достигнет наиболее совершенного состояния.

Объект исследования: энергосистемы класса напряжения 220 кВ и ниже.

Предмет исследования: влияние потребителей с неравномерным по фазам потреблением ЭЭ и мощности на несимметрию напряжения в узлах ЭС.

Цель исследования: разработка методики, позволяющей проводить поиск потребителей с несимметричным по фазам потреблением и оценку их фактического вклада в несимметрию напряжения в условиях недостатка исходных данных для анализа.

Задачи, которые необходимо решить для достижения поставленной цели:

1) Анализ существующих методов оценки фактического вклада для оценки возможной области их применения в условиях дефицита исходных данных для анализа. Описание обобщенного подхода оценки фактического вклада в условиях широкого набора исходных данных для анализа.

2) Разработка универсальной математической модели, применимой для описания любой реальной подстанции (ПС) в ЭС.

3) Разработка метода поиска потребителей с несимметричным по фазам потреблением из числа потребителей исследуемой ПС, подключенных к ее точке общего присоединения, позволяющего корректно построить ее эквивалентную электрическую схему замещения. Математическое описание метода и оценка условий его работоспособности.

4) Экспериментальная проверка разработанного метода на масштабной физической модели.

5) Разработка *Matlab*-модели одиночной ПС.

6) Экспериментальная оценка погрешности разработанного метода и подтверждение справедливости принятых положений и допущений при его выводе на *Matlab*-модели одиночной ПС.

7) Разработка метода оценки фактического вклада, который позволяет учесть влияние всех описанных параметров, используемых в обобщенном подходе оценки фактического вклада, но, благодаря известной эквивалентной электрической схеме замещения ПС, требует меньшего набора исходных данных.

8) Формирование на основе разработанных методов единой методики, позволяющей в границах любой реальной ПС в ЭС определить всех несимметричных потребителей, подключенных к точке общего присоединения, и их фактическое влияние на несимметрию напряжения в этом узле.

Методы исследования и среды моделирования. В качестве основного инструмента анализа используется классическая теория электротехники: метода двух узлов, узловых потенциалов, эквивалентного генератора и симметричных составляющих (МДУ, МСС, МУП и МЭГ соответственно), теория рядов, принцип суперпозиции в теории электрических цепей, учет распределенных параметров при расчете дальней электропередачи (ДЭП). В работе представлено 2 среды моделирования: физическая (аппаратура «Учебная техника») и компьютерная с применением программно-вычислительных комплексов (ПВК) *Matlab* и *RastrWin*.

Научная новизна работы:

1) Разработана универсальная математическая модель ПС с постоянно симметричным источником питания, справедливая для любой ПС в ЭС. Доказана справедливость линеаризации функций изменения значений фазных токов всех фидеров ПС при равномерном распределении нагрузки по ним.

2) Предложен критерий разделения потребителей ПС на 2 группы: с симметричным и несимметричным по фазам потреблением. На его основе разработан метод определения несимметричных потребителей ПС при изменяющихся во времени параметрах ЭС, позволяющий сформировать эквивалентную схему замещения ПС обратной и нулевой последовательности.

3) Разработан метод ранжирования потребителей по степени влияния на несимметрию напряжения в точке общего присоединения ПС, применимый в условиях дефицита исходных данных для анализа.

Основные положения, выносимые на защиту:

1) Универсальная линеаризованная математическая модель ПС, точка общего присоединения которой электрически удалена от идеального источника питания несимметричным сопротивлением внешней сети.

2) Критерий разделения потребителей ПС на симметричных и несимметричных и метод их поиска на его основе в системе с постоянно изменяющейся нагрузкой, позволяющий сформировать корректную схему замещения ПС обратной и нулевой последовательности.

3) Метод оценки фактического вклада потребителя ПС на основе оценки мощности искажения в его фидере, работоспособный в условиях неполноты исходных данных для анализа.

Теоретическая значимость работы заключается в разработанных моделях и алгоритмах, позволяющих проводить анализ состояния и установившегося режима работы ПС в ЭС в условиях, когда объем исходных данных ограничен, а наблюдаемость отдельных элементов в ЭС низка. Линеаризованная математическая модель ПС может быть использована при расчете установившегося режима работы ЭС в различных структурах Единой Энергетической Системы (ЕЭС), отвечающих за управление и прогнозирование.

Практическая значимость работы заключается в:

1) Разработанной методике поиска несимметричных потребителей ПС и оценки их фактического влияния на уровень несимметрии напряжения в точке общего присоединения в условиях, когда набор исходных данных ограничен.

2) Линеаризованной модели ПС, дающей возможность считать, что в ее эквивалентной схеме токи во всех ветвях, подключенных к трансформатору, зависят от изменения любого параметра этой схемы линейно, что позволяет существенно упростить эквивалентирование и анализ многоузловых ЭС.

3) Инструкции по моделированию отдельной ПС или целой ЭС в ПВК *Matlab* в задачах оценки КЭЭ в структурах ЕЭС и вузах для учебных целей.

Степень достоверности результатов и их апробация.

Достоверность полученных в работе результатов обеспечена применением корректных математических методов и моделей, проверка их корректности сопоставлением с результатами физического моделирования, применением апробированных хорошо известных программно-вычислительных комплексов и проведенными с их применением расчётами.

Результаты исследования отражены в публикациях автора и выступлениях на международных конференциях: XXIII и XIV Международной научно-технической конференции студентов и аспирантов (2-3.03.17 и 15-16.03.18 соответственно); IOP Conference Series: Material Science and Engineering (09.17);

IEEE 58th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (12-13.10.17).

Публикации по теме диссертации:

1) Дворкин Д.В., Тульский В.Н. Наблюдаемость энергосистемы // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Двадцать третья Междунар. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов (2-3.03.17): Тез. докл. В 3 т. Т. 2. М.: Издательский дом МЭИ, 2017. — С. 312 — 448.

2) Дворкин Д.В., Силаев М.А., Тульский В.Н., Палис Ш. Проблемы оценки вклада потребителя в искажение качества электрической энергии – Электричество. Москва – 2017. – №7. – С. 12-19.

3) I.S. Metelev, D.V. Dvorkin, R.G. Isakov. “Different load types modelling using MatLab”. IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering – IOP Publishing, Vol. 240, 2017. DOI:10.1088/1757-899X/240/1/012051.

4) D. Dvorkin, S. Palis, M. Silaev, V. Tulsy. “Balanced Load Identification Based On The Correlation Of The Phase Currents” – IEEE 58th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON) – Riga Technical University, 12-13 Oct., 2017. DOI: 10.1109/RTUCON.2017.8124822.

5) D. Dvorkin, V. Tulsy. Practical useless of methods of consumer actual impact estimation into power quality distortions at the point of common coupling // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Двадцать четвертая Междунар. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов 15-16.03.18 г., М.: Тез. докл. – М.: ООО «Центр полигр. услуг “Радуга”», 2018. — с. 1017.

6) Дворкин Д.В., Тульский В.Н., Палис Ш. Ранжирование потребителей по степени влияния на несимметрию напряжения в условиях дефицита исходных данных – Электричество. Москва – 2018. – №8. – С. 18-23.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка принятых сокращений, списка литературы из 80 источников (общим объемом 147 страниц) и трех приложений (объемом 48 страниц), включая 109 рисунков и 61 таблицу.

ГЛАВА 1 ФАКТИЧЕСКИЙ ВКЛАД ПОТРЕБИТЕЛЯ В ИСКАЖЕНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МЕТОДЫ ЕГО ОЦЕНКИ

Рассматривая искажение симметрии напряжения, необходимо определиться с его возможными источниками в ЭС. Доминирующее влияние на эти искажения оказывают ЭП потребителей [4], однако следует учесть, что допущение о симметрии оборудования ЭС весьма спорно. На рисунке 1.1 представлена схема ПС, на которой проводится контроль показателей качества электроэнергии (ПКЭ), и внешней для нее сети.

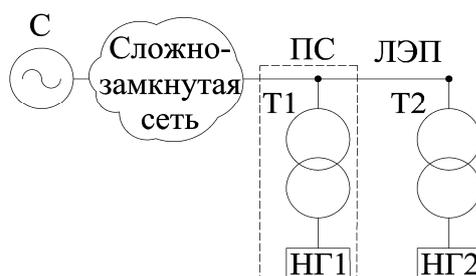


Рисунок 1.1 – Условная схема ПС и ее внешней сети

Пусть точкой контроля КЭЭ принята шина НН трансформатора Т1. При временном допущении симметрии оборудования ЭС фиксация искажения симметрии напряжения в этой точке не позволяет однозначно заключить, что ее виновником является только первая нагрузка (НГ1), т.к. негативное влияние нагрузки НГ2 через внешнюю сеть не исключено. Вновь допуская несимметрию оборудования ЭС, ситуация с неоднозначностью определения источников искажений усугубляется.

При том, что ответственность за качество поставленной потребителю ЭЭ чаще всего несет владелец ПС [4, 7], а доминирующим их источником являются потребители ПС, возникает необходимость разработки методов определения истинного виновника и степени его вины для урегулирования возможных имущественных споров. Оценке существующих методов, решающих эту задачу, посвящена данная глава.

1.1 Нормирование фактического вклада и методы его оценки

Одна из проблем, возникающих при решении задачи оценки фактического вклада (ФВ) потребителя в искажение КЭЭ заключается в том, что на сегодняшний день не существует такого нормативного понятия – «фактический вклад». В самом общем виде это понятие можно сформулировать как долю влияния потребителя на КЭЭ в некотором узле ЭС. Согласно [4] – это значение контролируемого ПКЭ в узле, характеризующее влияние ЭП рассматриваемого потребителя на КЭЭ в нем. В качестве такого узла в РФ [7] принят узел передачи ЭЭ пользователям сетей высокого, среднего и низкого напряжения. Такие узлы в ЭС в отечественной литературе именуется точками общего присоединения (ТОП) [9-14], а в зарубежной – *point of the common coupling (PCC)* и *point of the general connection (PGC)* [15-23]. Исходя из этого, понятие ФВ можно сформулировать иначе – это доля искажений, которую потребитель вносит в значение рассматриваемого ПКЭ в ТОП.

Оценка этой доли является нетривиальной задачей, и для ее решения в настоящее время предложен набор методов, использующие значения параметров режима ЭС. Различия методов позволяют разделить их на 2 класса:

- 1) Класс расчетных методов.
- 2) Класс корреляционных методов.

К первому классу относятся методы, основанные на расчете ФВ потребителя в искажение КЭЭ, как функции параметров режима и топологии ЭС. Они используют массив исходных данных для расчета УР работы эквивалентной электрической схемы ЭС.

Ко второму классу относятся методы, определяющие корреляцию между режимом работы исследуемого потребителя и значением контролируемого ПКЭ.

Уже сейчас, без подробного рассмотрения самих методов, можно сделать промежуточное суждение о достоинствах и недостатках этих двух классов методов. Первый класс требует большего набора исходных данных для реализации, что определяет их высокую точность. Второй класс методов, требуя меньшего набора исходных данных, имеет меньшую степень однозначности

получаемых результатов, т.е. недостатки первого класса являются преимуществом второго, и наоборот, что графически отражено на рисунке 1.2.

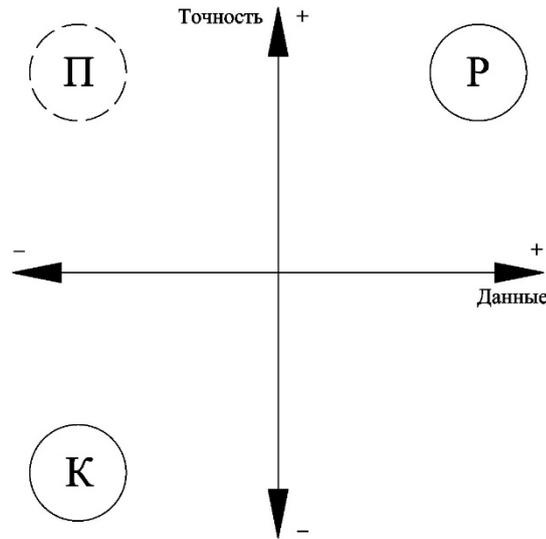


Рисунок 1.2 – Инфографика достоинств и недостатков двух классов методов оценки ФВ потребителя в искажение КЭЭ: Р – область класса расчетных методов, К – область класса корреляционных методов, П – желательная область предлагаемого нового метода

Очевидно, что любой предложенный новый метод (область П), который рассматривается конкурентным этим двум классам (области Р и К), желательно разрабатывать с тем расчетом, чтобы на представленной инфографике он располагался в области максимальной точности и минимального набора исходных данных.

Подводя итог вышесказанного, можно заключить следующее:

- 1) Необходимо нормировать понятие ФВ.
- 2) В задаче контроля КЭЭ возможна неопределенность при поиске источников искажений.
- 3) Существующие методы, направленные на устранение этой неопределенности несовершенны и имеют ограниченную область применения.

Данная работа охватывает только техническую сторону проблемы оценки ФВ, и далее проблема нормирования исключается, а следующим шагом является подробное рассмотрение двух описанных групп методов с целью выявления их особенностей и недостатков [9-23].

1.2 Расчетные методы оценки фактического вклада потребителя

При рассмотрении ПС как отдельного участка ЭС, в качестве ТОП потребителей возможно рассматривать шины НН и (или) СН (рисунок 1.3). При этом ПС возможно разделить на подсистемы S_1 и S_2 , где в качестве первой подсистемы выступает рассматриваемый потребитель (НГ1), а в качестве второй – остальные потребители ПС (НГ2 и НГ3), ее трансформатор и внешняя сеть.

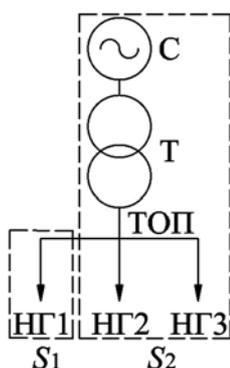


Рисунок 1.3 – Разделение ПС на 2 подсистемы: S_1 и S_2 – подсистемы 1 и 2 соответственно; НГ1 – нагрузка S_1 , НГ2 и НГ3 – нагрузки S_2 , Т – трансформатор, С – внешняя сеть

Для применения расчетных методов оценки ФВ каждой подсистемы необходимо составить эквивалентную данной ПС двухузловую П-образную электрическую схему замещения [2, 3, 4]. Она может быть составлена по-разному – на основе источников тока или электродвижущих сил (ЭДС) –, в зависимости от предпочтений исследователя и вида рассматриваемого элемента [9-23].

Электрическая П-образная схема на основе источников тока (рисунок 1.4) в зарубежной литературе носит название эквивалентной электрической схемы Нортон (СЗН).

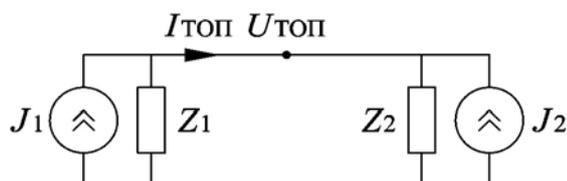


Рисунок 1.4 – Эквивалентная электрическая схема замещения Нортон: $U_{ТОП}$ – напряжение искажения в ТОП; Z_1 и Z_2 – эквивалентные сопротивления подсистем 1 и 2 соответственно; J_1 и J_2 – эквивалентные токи искажений подсистем 1 и 2 соответственно

П-образная схема, составленная на основе ЭДС (рисунок 1.5), в литературе получила название эквивалентной схемы Тевенина (СЗТ).

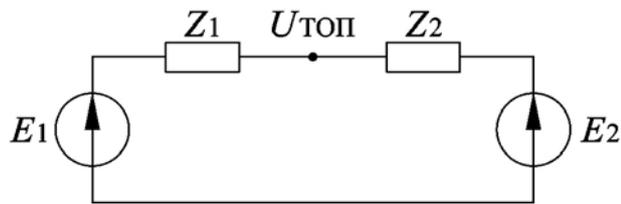


Рисунок 1.5 – Эквивалентная электрическая схема замещения Тевенина: $U_{\text{ТОП}}$ – напряжение искажения в ТОП; Z_1 и Z_2 – эквивалентные сопротивления подсистем 1 и 2 соответственно; E_1 и E_2 – эквивалентные ЭДС искажений подсистем 1 и 2 соответственно

Представленные эквивалентные схемы также можно рассматривать для большего числа подсистем, на которые делится исследуемая ЭС. Например, возможно представить каждую нагрузку ПС как отдельную подсистему. В этом случае схемы на рисунках 1.4 и 1.5 по-прежнему будут двухузловыми, но с большим числом ветвей.

В зависимости от того, какой метод был выбран для анализа, эти схемы подвергаются различным изменениям, что и определяет различие методов.

1.2.1 Расчет электрической цепи методом эквивалентного генератора

Данная группа методов использует СЗН и (или) СЗТ и рассчитывает их УР на основе МЭГ. В общем ФВ каждой из 2 подсистем равен:

$$U_{\text{ТОП-1}} = \frac{\bar{Z}_1 \cdot \bar{Z}_2}{\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2} J_1, \quad (1.1)$$

$$U_{\text{ТОП-2}} = \frac{\bar{Z}_1 \cdot \bar{Z}_2}{\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2} J_2. \quad (1.2)$$

где $U_{\text{ТОП-1}}$ и $U_{\text{ТОП-2}}$ – ФВ по напряжению подсистемы S_1 и S_2 соответственно.

Основная проблема, возникающая при применении этих методов, заключается в определении параметров эквивалентных схемы замещения, т.е. методы требуют большого количества исходных данных. Выделяют 2 метода:

- 1) *RLC*-метод.
- 2) Метод приращений напряжения и тока в ТОП.

1.2.1.1 *RLC*-метод

Токи эквивалентных источников в схеме Нортон находятся по выражениям:

$$\bar{J}_1 = \frac{\bar{U}_{\text{ТОП}}}{\bar{Z}_1} + \bar{I}_{\text{ТОП}}, \quad (1.3)$$

$$\bar{J}_2 = \frac{\bar{U}_{\text{ТОП}}}{\bar{Z}_2} - \bar{I}_{\text{ТОП}}. \quad (1.4)$$

Для расчета ФВ внешней сети и потребителя применяется принцип суперпозиции для разделения подсистемы, как показано на рисунке 1.6.

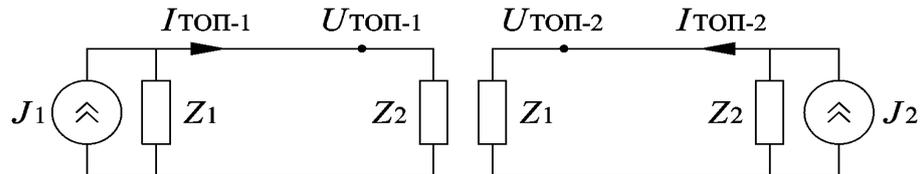


Рисунок 1.6 – Применение принципа суперпозиции для разделения схемы Нортон

ФВ по току $\bar{I}_{\text{ТОП-1}}$ и $\bar{I}_{\text{ТОП-2}}$ можно рассчитать по выражениям [28]:

$$\bar{I}_{\text{ТОП-1}} = \frac{\bar{Z}_1}{\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2} \cdot \bar{J}_1, \quad (1.5)$$

$$\bar{I}_{\text{ТОП-2}} = -\frac{\bar{Z}_1}{\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2} \cdot \bar{J}_2. \quad (1.6)$$

Тогда, их суммарное влияние в ТОП:

$$\bar{I}_{\text{ТОП}} = \bar{I}_{\text{ТОП-1}} + \bar{I}_{\text{ТОП-2}}. \quad (1.7)$$

Выражения (1.5) и (1.6) в векторной форме трудно сравнить. Для упрощения их сравнения эти выражения раскладываются на действительные и мнимые составляющие:

$$\begin{cases} \bar{I}_{\text{ТОП-1}}^{Re} = |\bar{I}_{\text{ТОП-1}}| \cdot \cos(\varphi_{\text{ТОП-1}} - \varphi_{\text{ТОП}}) \\ \bar{I}_{\text{ТОП-1}}^{Im} = |\bar{I}_{\text{ТОП-1}}| \cdot \sin(\varphi_{\text{ТОП-1}} - \varphi_{\text{ТОП}}) \end{cases}, \quad (1.8)$$

$$\begin{cases} \bar{I}_{\text{ТОП-2}}^{Re} = |\bar{I}_{\text{ТОП-2}}| \cdot \cos(\varphi_{\text{ТОП-2}} - \varphi_{\text{ТОП}}) \\ \bar{I}_{\text{ТОП-2}}^{Im} = |\bar{I}_{\text{ТОП-2}}| \cdot \sin(\varphi_{\text{ТОП-2}} - \varphi_{\text{ТОП}}) \end{cases}, \quad (1.9)$$

где $\varphi_{\text{ТОП-1}}$, $\varphi_{\text{ТОП-2}}$ и $\varphi_{\text{ТОП}}$ – аргументы комплексных токов по (1.5)-(1.7).

Аналогично, ФВ каждой подсистемы по напряжению можно выразить:

$$\begin{cases} \bar{U}_{\text{ТОП-1}}^{Re} = |\bar{U}_{\text{ТОП-1}}| \cdot \cos(\varphi'_{\text{ТОП-1}} - \varphi_{\text{ТОП}}) \\ \bar{U}_{\text{ТОП-1}}^{Im} = |\bar{U}_{\text{ТОП-1}}| \cdot \sin(\varphi'_{\text{ТОП-1}} - \varphi_{\text{ТОП}}) \end{cases}, \quad (1.10)$$

$$\begin{cases} \bar{U}_{\text{ТОП-2}}^{\text{Re}} = |\bar{U}_{\text{ТОП-2}}| \cdot \cos(\varphi'_{\text{ТОП-2}} - \varphi_{\text{ТОП}}) \\ \bar{U}_{\text{ТОП-2}}^{\text{Im}} = |\bar{U}_{\text{ТОП-2}}| \cdot \sin(\varphi'_{\text{ТОП-2}} - \varphi_{\text{ТОП}}) \end{cases}, \quad (1.11)$$

где $\varphi'_{\text{ТОП-1}}$, $\varphi'_{\text{ТОП-2}}$ и $\varphi'_{\text{ТОП}}$ – аргументы комплексных напряжений.

При изменении топологии внешней сети меняется эквивалентное сопротивление в схеме замещения по сравнению со старым значением, $Z_{2 \text{ стар}}$. Это изменение учитывается новым источником тока, $J_{2 \text{ нов}}$, на стороне внешней сети:

$$\bar{J}_{2 \text{ нов}} = \frac{\bar{U}_{\text{ТОП нов}}}{\bar{Z}_{2 \text{ стар}}} + \bar{I}_{\text{ТОП нов}}, \quad (1.12)$$

где $U_{\text{ТОП нов}}$ и $I_{\text{ТОП нов}}$ – действующие значения тока и напряжения в ТОП при изменении топологии внешней сети.

Для моделирования нагрузки потребителя используются резистивные, индуктивные и емкостные элементы (рисунок 1.7).

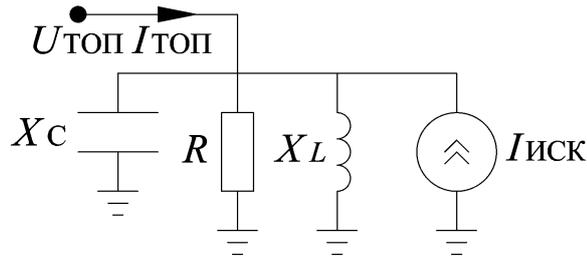


Рисунок 1.7 – Схема замещения нагрузки

Используя измеренные значения напряжения и тока в ТОП, можно определить RLC -параметры нагрузки потребителя согласно выражениям:

$$R = \frac{U_{\text{ТОП}}^2}{U_{\text{ТОП}} \cdot I_{\text{ТОП}} \cdot \cos \varphi} \text{ для } R > 0, \quad (1.13)$$

$$C_{(n)} = \frac{U_{\text{ТОП}} \cdot I_{\text{CLI}} \cdot \sin(-\varphi)}{\omega \cdot U_{\text{ТОП}}^2} \text{ для } C > 0, \quad (1.14)$$

$$L_c = \frac{U_{\text{ТОП}}^2}{\omega \cdot U_{\text{ТОП}} \cdot I_{\text{LI}} \cdot \sin \varphi} \text{ для } L > 0, \quad (1.15)$$

где

$$I_{\text{CLI}} = I_{\text{ТОП}} - \frac{U_{\text{ТОП}}}{R}, \quad (1.16)$$

$$I_{\text{LI}} = I_{\text{CLI}} - \frac{U_{\text{ТОП}}}{X_C}, \quad (1.17)$$

$$I_I = I_{LI} - \frac{U_{\text{ТОП}}}{X_L}, \quad (1.18)$$

φ – угол фазового сдвига между одноименными токами и напряжениями.

1.2.1.2 Метод приращений напряжения и тока в ТОП

В основе данного метода лежит положение, что напряжение в ТОП на каждом шаге в схеме Нортон (рисунок 1.8) соответствует выражению [3]:

$$\bar{U}_{\text{ТОП}} = \bar{Z}_1(\bar{I}_1 + \bar{I}_{\text{ТОП}}) = \bar{Z}_2(\bar{I}_2 - \bar{I}_{\text{ТОП}}). \quad (1.19)$$

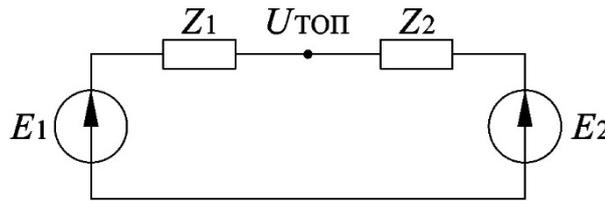


Рисунок 1.8 – Эквивалентная электрическая схема замещения Тевенина

Допускается, что на одном интервале времени Z_1 и Z_2 остаются неизменными, т.е. топология сети не меняется. ФВ потребителя и внешней сети можно определить по отношению приращений $\Delta I_{\text{ТОП}}$ и $\Delta U_{\text{ТОП}}$, полагая на одном интервале изменение режим работы либо потребителя, либо сети.

1) Пусть ток рассматриваемого источника во внешней сети изменился на $\Delta I_{\text{ТОП}}$ (ток потребителя остался неизменным):

$$\bar{U}_{\text{ТОП}} + \Delta \bar{U}_{\text{ТОП}} = \bar{Z}_2(\bar{I}_2 + \bar{I}_{\text{ТОП}} - \Delta \bar{I}_{\text{ТОП}}). \quad (1.20)$$

Тогда сопротивление потребителя можно выразить через приращение тока и напряжения в ТОП:

$$\bar{Z}_2 = \Delta \bar{U}_{\text{ТОП}} / \Delta \bar{I}_{\text{ТОП}}. \quad (1.21)$$

2) Наоборот, пусть ток рассматриваемого источника потребителя изменился на $\Delta \bar{I}_{\text{ТОП}}$. Тогда сопротивление внешней системы:

$$\bar{Z}_1 = -\Delta \bar{U}_{\text{ТОП}} / \Delta \bar{I}_{\text{ТОП}}. \quad (1.22)$$

Каждому i -му интервалу соответствует некоторое комплексное сопротивление:

$$\bar{Z}_i = \Delta \bar{U}_{\text{ТОП}i} / \Delta \bar{I}_{\text{ТОП}i}. \quad (1.22)$$

По знаку действительной части Z_i , $Re\{Z_i\}$, можно определить, какое из двух сопротивлений получено на шаге i . $Re\{Z_i\} > 0$ соответствует сопротивлению Z_1 ,

$Re\{Z_i\} < 0 - Z_2$. По выражениям (1.5) и (1.6) можно определить ФВ по току в ТОП каждого участника, а по (1.1) и (1.2) – ФВ по напряжению.

К недостатку данного метода следует отнести принятое ранее допущение о неизменности эквивалентных сопротивлений и его неработоспособности при наличии только одного источника искажений [2]. Преимуществом является необходимость меньшего количества данных по сравнению с *RLC*-методом.

1.2.2 Проектный метод

Данный метод малоприменим в действующих сетях, однако, при проектировании новой системы может быть применим для оценки ожидаемого и допустимого вклада (ОВ и ДВ) потребителя. Его применение возможно, когда имеется полное представление о топологии сети. В качестве примера используется типовая схема передачи ЭЭ от шин внешней системы (С) через воздушную линию (ВЛ) 110 кВ и понижающий трансформатор (Т). В примере ТОП питает одну покойную нагрузку, $S_{\text{пок}}$, и одну искажающую нагрузку, $S_{\text{иск}}$. Также к ТОП подключена конденсаторная батарея (КБ). Схема сети представлена на рисунке 1.9.



Рисунок 1.9 – Принципиальная схема сети

1) Составляется схемы замещения исследуемой сети (рисунок 1.10).

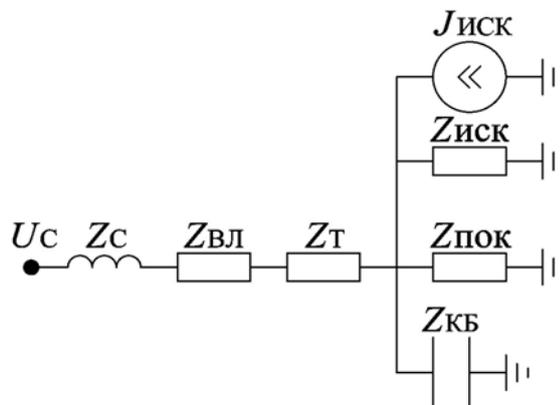


Рисунок 1.10 – Схема замещения исследуемой сети: Z_C – сопротивление внешней сети; Z_C – сопротивление ВЛ; Z_T – сопротивление трансформатора; $Z_{\text{иск}}$, $Z_{\text{пок}}$ и $X_{\text{КБ}}$ – сопротивления искажающей, покойной нагрузки и КБ; $J_{\text{иск}}$ – ток искажения нагрузки

2) Режим работы представленной схемы может быть рассчитан любым из существующих методов теории электротехники.

Основной недостаток метода – трудность в определении сопротивления внешней системы.

1.2.3 Метод баланса искажающих мощностей

В [3, 14] описывается метод, основанный на определении знака и значения искажающей мощности нелинейной нагрузки, который также может быть применен в решении задач, связанных с несимметрией напряжения. Несимметричная нагрузка потребляет из электрической сети энергию, часть которой расходуется на ее нужды, а оставшаяся часть преобразуется обратно в сеть в виде мощностей последовательностей (вторичные мощности). Для любого узла нагрузки можно составить баланс мощности:

$$S_{\text{ВТ}}^{(1)} + S_{\text{ВТ}}^{(2)} + S_{\text{ВТ}}^{(0)} = 0, \quad (1.23)$$

$$\sum_i^k P_{\text{ВТ}}^{(i)} = 0; \quad \sum_i^k Q_{\text{ВТ}}^{(i)} = 0, \quad (1.24)$$

где $S_{\text{ВТ}}^{(i)}$, $P_{\text{ВТ}}^{(i)}$ и $Q_{\text{ВТ}}^{(i)}$ – полная, активная и реактивная мощность искажений i -го фидера. Нулевая сумма слагаемых в (1.23) и (1.24) предполагает отрицательные значения части слагаемых, что свидетельствует о наличии несимметричной нагрузки соответствующих фидеров.

Для определения участия нагрузки в искажении из баланса мощностей выделяют те фидеры, у которых активные и реактивные мощности отрицательны. За положительное направление протекания активной мощности принимается направление от ТОП. В этом случае для m -ой нагрузки ФВ равен:

$$b^{(m)} = \frac{P_{\text{ВТ}}^{-(m)} \cdot \sum_{i=1}^{(k)} P_{\text{ВТ}}^{-(i)} + Q_{\text{ВТ}}^{-(m)} \cdot \sum_{i=1}^{(k)} Q_{\text{ВТ}}^{-(i)}}{\left(\sum_{i=1}^{(k)} P_{\text{ВТ}}^{-(i)}\right)^2 + \left(\sum_{i=1}^{(k)} Q_{\text{ВТ}}^{-(i)}\right)^2}, \quad (1.25)$$

где $P_{\text{ВТ}}^{-(i)}$, $Q_{\text{ВТ}}^{-(i)}$ – отрицательные вторичные мощности искажающих нагрузок.

Согласно [3, 14], критериями оценки степени участия нагрузки в ухудшении КЭЭ в данной постановке задачи являются знак и значение вторичной мощности.

Данный метод имеет 2 недостатка:

1) Метод дает ошибочный результат в том случае, если мощность искажений, генерируемая внешней сетью, значительно превышает мощность искажений потребителя (и наоборот). Это хорошо видно при анализе эквивалентной схемы Тевенина на рисунке 1.11.

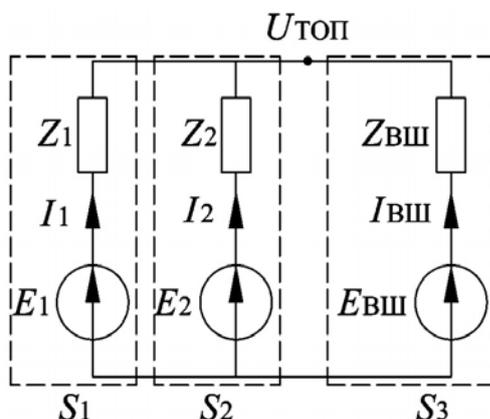


Рисунок 1.11 – СЗТ для ПС с двумя потребителями: $U_{\text{ТОП}}$ – напряжение искажения в ТОП; Z_1 , Z_2 и $Z_{\text{ВШ}}$ – сопротивления потребителей и внешней сети; E_1 , E_2 и $E_{\text{ВШ}}$ – эквивалентные ЭДС искажений потребителей и внешней сети

Согласно МДУ [24, 25], значение тока в каждой i -ой ветви потребителя составляет:

$$\bar{I}_i = \frac{\bar{E}_i - \bar{U}_{\text{ТОП}}}{\bar{Z}_i}. \quad (1.26)$$

Направление протекания тока зависит от векторного соотношения значений E_i и $U_{\text{ТОП}}$. Соотношению значений ЭДС и сопротивлений

$$\begin{cases} E_{\text{ВШ}} \gg E_i \\ Z_{\text{ВШ}} \ll Z_i \end{cases} \quad (1.27)$$

соответствует ситуация, когда источник искажений внешней сети электрически ближе к ТОП, чем источники искажений потребителей. Тогда наибольший вклад в значение напряжения в ТОП вносит внешняя сеть, а ток потребителей по выражению (1.26) может иметь как положительный, так и отрицательный знак. Т.е. активная мощность искажений может протекать в нагрузку даже в том случае, когда она является несимметричной.

2) Даже после исключения первого недостатка – пусть все несимметричные потребители определены точно – измеренные значения

мощностей в ветвях фидеров определяются кумулятивной работой всех источников искажений и не характеризуют только источник рассматриваемого фидера.

1.2.4 Метод оценки проводимости искажений

Данный метод позволяет определить ФВ несимметричного потребителя в значения напряжения обратной и нулевой последовательности в ТОП, $U_{2 \text{ ТОП}}$ и $U_{0 \text{ ТОП}}$. ТОП рассматривается, как единственный ненулевой узел в пассивной схеме [15, 16, 19] (рисунок 1.12).

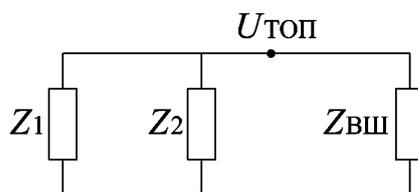


Рисунок 1.12 – Эквивалентная пассивная электрическая схема замещения ПС: Z_1 , Z_2 и $Z_{\text{ВШ}}$ – сопротивления потребителей внешней сети последовательности порядка m ;

Проводимость каждой i -ой ветви обратной и нулевой последовательности определяется по выражениям:

$$\bar{Y}_{2i} = \frac{1}{\bar{Z}_{2i}} = \frac{\bar{I}_{2i}}{\bar{U}_{2 \text{ ТОП}}} = \frac{1}{3} (\bar{Y}_{ai} + a\bar{Y}_{bi} + a^2\bar{Y}_{ci}), \quad (1.28)$$

$$\bar{Y}_{0i} = \frac{1}{\bar{Z}_{0i}} = \frac{\bar{I}_{0i}}{\bar{U}_{0 \text{ ТОП}}} = \frac{1}{3} (\bar{Y}_{ai} + a^2\bar{Y}_{bi} + a\bar{Y}_{ci}), \quad (1.29)$$

где Y_{ai} , Y_{bi} и Y_{ci} – фазные проводимости i -ой ветви, $a = 1e^{j120}$ – оператор поворота.

Собственная проводимость узла обратной и нулевой последовательности определяется суммой проводимостей ветвей схемы:

$$\bar{Y}_{2 \text{ ТОП}} = \sum_i \bar{Y}_{2i}, \quad (1.30)$$

$$\bar{Y}_{0 \text{ ТОП}} = \sum_i \bar{Y}_{0i}. \quad (1.31)$$

Для оценки ФВ каждого потребителя в значения напряжений прямой и обратной последовательности данным методом необходимо рассчитать долю проводимости каждой ветви в значении собственной проводимости узла ТОП:

$$\Phi_{B_{2i}} = \frac{|\bar{Y}_{2i}|}{|\bar{Y}_{2 \text{ Топ}}|}, \quad (1.32)$$

$$\Phi_{B_{0i}} = \frac{|\bar{Y}_{0i}|}{|\bar{Y}_{0 \text{ Топ}}|}. \quad (1.33)$$

Недостатком данного метода является представление эквивалентной электрической цепи Тевенина только пассивными элементами. Если некоторый потребитель или питающая сеть не имеют источников искажений, то представление соответствующей i -ой ветви пассивными элементами оправдано, а значение ее проводимости последовательности m равно:

$$\bar{Y}_{mi} = \frac{1}{\bar{Z}_{mi}} = \frac{\bar{I}_{mi}}{\bar{U}_{m \text{ Топ}}}. \quad (1.34)$$

Напротив, если ветвь имеет источник искажения (ЭДС), то представлять ее пассивной ветвью несправедливо. При этом также несправедливо рассчитывать проводимость этой ветви по выражению (1.34). В таком случае определение проводимости i -ой ветви с источником ЭДС последовательности m проводится согласно выражению:

$$\bar{Y}_{mi} = \frac{1}{\bar{Z}_{mi}} = \frac{\bar{I}_{mi}}{E_{mi} - \bar{U}_{m \text{ Топ}}}. \quad (1.35)$$

Таким образом, данный метод имеет в своей основе ошибку, а его применение ведет к недостоверным результатам при определении ФВ.

1.2.5 Метод оценки активной составляющей сопротивления искажений

Метод был предложен в Белорусском Государственном Техническом Университете в 2003 году и использует эквивалентную схему Нортона при заданном направлении протекания тока искажения в Топ (рисунок 1.13).

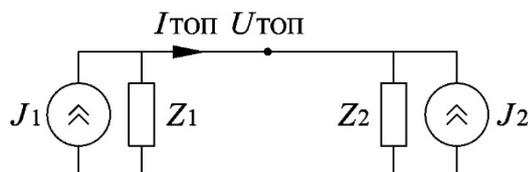


Рисунок 1.13 – Схема Нортона с заданным направлением тока в Топ

ФВ в по напряжению каждой подсистемы можно представить в виде:

$$\bar{U}_{\text{ТОП-1}} = \frac{(\bar{U}_{\text{ТОП}} + \bar{J}_1 \cdot \bar{Z}_1) \cdot \bar{Z}_2}{\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2}, \quad (1.36)$$

$$\bar{U}_{\text{ТОП-2}} = \frac{(\bar{U}_{\text{ТОП}} - \bar{J}_2 \cdot \bar{Z}_2) \cdot \bar{Z}_1}{\bar{Z}_1 + \bar{Z}_2}, \quad (1.37)$$

Их сумма должна отвечать следующему соотношению:

$$\bar{U}_{\text{ТОП-1}} + \bar{U}_{\text{ТОП-2}} = \bar{U}_{\text{ТОП}}, \quad (1.38)$$

а активные составляющие сопротивлений подсистем:

$$\bar{Z}_1 = -\frac{\Delta \bar{U}_{\text{ТОП}}}{\Delta \bar{I}_{\text{ТОП}}}, \quad (1.39)$$

$$\bar{Z}_2 = \frac{\Delta \bar{U}_{\text{ТОП}}}{\Delta \bar{I}_{\text{ТОП}}}. \quad (1.40)$$

$Re\{Z_1\} > 0$ соответствует сопротивлению S_1 , а $Re\{Z_2\} < 0$ – S_2 .

Полагается, что на интервале измерений меняется сопротивление одной подсистемы, однако он имеет развитие в виде модернизации СЗН вынесением сопротивления внешней сети (рисунок 1.14).

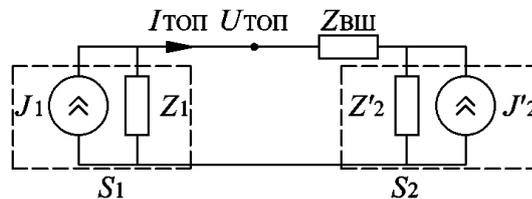


Рисунок 1.14 – Модернизированная эквивалентная схема Нортона: $Z_{\text{вщ}}$ – сопротивление внешней сети; Z_1 и J_1 – эквивалентные сопротивление и ток искажения рассматриваемого потребителя; Z'_2 и J'_2 – эквивалентные сопротивление и ток искажения остальных потребителей ПС

Поскольку сопротивление внешней сети определить затруднительно, то его принимают равным сопротивлению трансформатора ПС, Z_T .

В таком случае, выражения (1.36) и (1.37) принимают вид:

$$\bar{U}_{\text{ТОП-1}} = \frac{(\bar{U}_{\text{ТОП}} + \bar{J}_1 \cdot \bar{Z}_1) \cdot (\bar{Z}'_2 + \bar{Z}_T)}{\bar{Z}_1 + \bar{Z}'_2 + \bar{Z}_T}, \quad (1.41)$$

$$\bar{U}_{\text{ТОП-2}} = \frac{(\bar{U}_{\text{ТОП}} - \bar{J}'_2 \cdot \bar{Z}'_2) \cdot (\bar{Z}_1 + \bar{Z}_T)}{\bar{Z}_1 + \bar{Z}'_2 + \bar{Z}_T}. \quad (1.42)$$

При этом, справедливо следующее соотношение:

$$\bar{Z}_1 + \bar{Z}_T = -\frac{\Delta \bar{U}_{\text{ТОП}}}{\Delta \bar{I}_{\text{ТОП}}}, \quad (1.43)$$

$$\bar{Z}_2 + \bar{Z}_T = \frac{\Delta \bar{U}_{\text{ТОП}}}{\Delta \bar{I}_{\text{ТОП}}}. \quad (1.44)$$

По выражениям (1.41) и (1.42) можно оценивать ФВ потребителей в том случае если их сопротивления изменяются одновременно на одном интервале.

При необходимости возможен учет влияния КБ (рисунок 1.15).

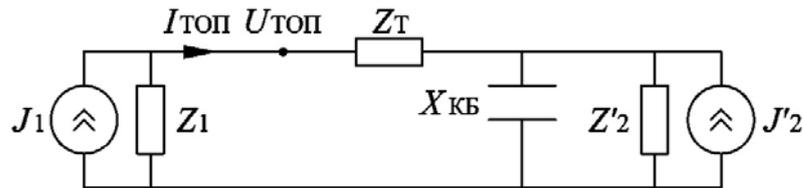


Рисунок 1.15 – Модернизированная эквивалентная схема Нортон при учете КБ: $X_{\text{КБ}}$ – сопротивление КБ

Составленная таким образом эквивалентная схема Нортон позволяет учесть влияние КБ в двух случаях:

- 1) Когда сопротивления КБ по фазам равны.
- 2) Когда сопротивления КБ по фазам не равны.

Первому случаю соответствует ситуация, когда КБ подключена для обеспечения требуемого значения $tg\varphi$ нагрузки. В данном случае не требуется добавление эквивалентного источника искажений, второму соответствует случай, когда КБ используется для симметрирования напряжения, и в таком случае эквивалентная схема Нортон должна содержать дополнительный источник тока искажения КБ.

1.3 Корреляционные методы оценки фактического вклада потребителя

Данный класс методов позволяет оценивать ФВ потребителя без точного представления о параметрах сети и нагрузки. ПС также рассматривается, как две подсистемы (рисунок 1.16), каждой из которых соответствуют параметры p_1 и p_2 .

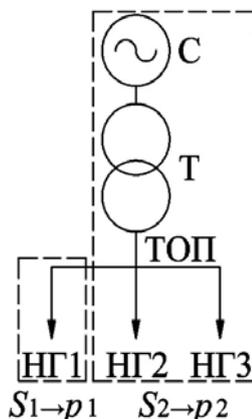


Рисунок 1.16 – Представление ПС для реализации корреляционных методов:

Между значениями параметров p_1 и p_2 существует некоторый закон соответствия, W . Тогда ЭС можно представить в виде «черного ящика», определяющего этот закон соответствия. Даже если этот закон имеет линейный характер, нельзя исключать влияние различных событий в ЭС, которые определяют нелинейность взаимосвязи подсистем – вводится обратная связь (ОС), G (рисунок 1.17).

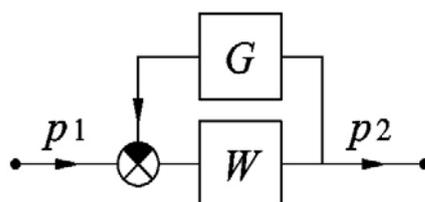


Рисунок 1.17 – Описание ЭС черным ящиком с отрицательной ОС (ООС) для параметров, характеризующих подсистемы: p_1 – параметр подсистемы рассматриваемого потребителя; p_2 – параметр подсистемы внешней сети; W – прямой закон соответствия; G – обратная связь

На основании схемы на рисунке 1.17 формулируется закон соответствия:

$$p_2 = p_1 \cdot \frac{W}{1 + W \cdot G} = p_1 \cdot b. \quad (1.45)$$

Параметр p_1 отражает изменение значения тока искажения в ветви потребителя, а параметр p_2 – значение контролируемого ПКЭ в ТОП. Определение закона соответствия по (1.45) является основной задачей, которая ставится перед корреляционными методами.

1.3.1 Метод последовательного отключения потребителя

Автором метода в [3] полагается, что отключение рассматриваемого потребителя позволяет измерить значение исследуемого ПКЭ в ТОП, обусловленного работой других источников искажений в ЭС. Это значение не получило устоявшегося названия, однако, чаще всего встречаются понятия «фона системы», «*random noise*» или «*hum noise*». Аналитически значение напряжения в ТОП выражается суммой влияния потребителя и его фона:

$$U_{\text{ТОП}} = f(I_i) = a_i + b_i \cdot I_i, \quad (1.46)$$

где a_i – фон системы i -го потребителя, b_i – закон соответствия по (1.45) для i -го потребителя, I_i – ток i -го потребителя.

В момент отключения потребителя выражение (1.46) принимает вид:

$$U_{\text{ТОП}}^{\text{откл}} = f(I_i = 0) = a_i, \quad (1.47)$$

ФВ i -го потребителя определяется, как разность значений по (1.47) и (1.46):

$$U_{\text{ТОП}-i} = U_{\text{ТОП}} - U_{\text{ТОП}}^{\text{откл}}, \quad (1.48)$$

а значение фактического вклада внешней сети соответствует (1.47).

Несмотря на простоту и очевидность метода, он имеет ряд недостатков:

1) В действующих сетях отключение потребителей от электроснабжения нежелательно, а иногда – неприемлемо.

2) Точность метода сомнительна, т.к. отключение потребителя меняет топологию исследуемой ЭС на рисунке 1.11, а, значит, и ФВ каждого потребителя:

$$U_{\text{ТОП}-i} = \frac{E_i}{Z_{\text{ВХ}i}} Z_i, \quad (1.49)$$

где $Z_{\text{ВХ}i}$ – это входное сопротивление пассивной схемы Тевенина i -ой ЭДС, равное

$$\bar{Z}_{\text{ВХ}i=j} = \bar{Z}_{i=j} + \frac{1}{\sum_{i \neq j} \frac{1}{\bar{Z}_i}}, \quad (1.50)$$

Отключение рассматриваемого потребителя приводит к удалению слагаемого $Z_{i=j}$ из (1.50), т.е. фон определяется уже для другой схемы сети.

1.3.2 Метод построения зависимости уровня искажений от нагрузки потребителя

Данный метод является развитием предыдущего. Суть метода заключается в построении зависимости (1.46). В зависимости от характера потребителя, значение напряжения искажения может уменьшиться или увеличиться при изменении тока (мощности) потребления, т.е. вводится коэффициент корреляции, ρ [4]. На рисунке 1.18 представлены 3 типовых случая для значений этого коэффициента.

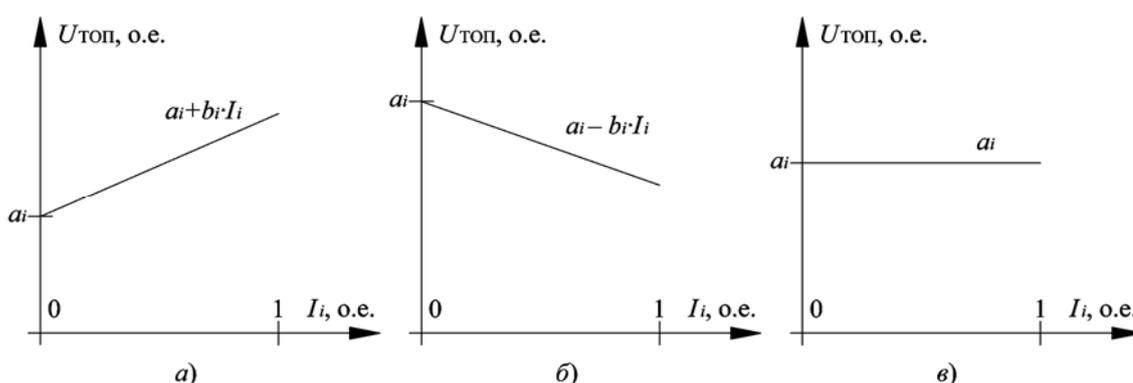


Рисунок 1.18 – Зависимость ПКЭ от тока нагрузки: а) $-\rho \rightarrow 1$; б) $-\rho \rightarrow -1$; в) $-\rho \rightarrow 0$.

Полагая, что эта зависимость носит линейный характер, определяется аппроксимированный фон системы (рисунок 1.19).

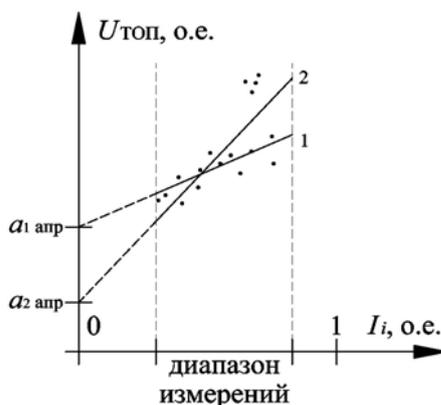


Рисунок 1.19 – Построение зависимости $U_{\text{ТОП}} = f(I_i)$ в условиях ограниченного диапазона измерений тока нагрузки: 1 – без резонанса напряжения; 2 – с резонансом напряжения; $a_{1 \text{ апр}}$ и $a_{2 \text{ апр}}$ – аппроксимированные фоны системы

Полученное путем аппроксимации значение фона системы может сильно различаться при наличии или отсутствии резонансных явлений в сети. Поскольку это явление в сети исключать нельзя, то погрешность может быть очень высокой, что и является главным недостатком данного метода. Используя коэффициент

детерминации, можно качественно оценить погрешность, связанную с заменой массива измерений линейной функцией [26]:

$$R^2 = 1 - ESS/TSS, \quad (1.51)$$

где ESS (*error sum of squares*) – доля необъясненной дисперсии случайной величины:

$$ESS = \sum_{v=1}^n (y_v - \hat{y}_v)^2, \quad (1.52)$$

где n – число измерений, y_v и \hat{y}_v – фактическое и расчетное значение объясняемой переменной: TSS (*total sum of squares*) – дисперсия случайной величины:

$$TSS = \sum_{v=1}^n \left(y_v - \frac{1}{v} \cdot \sum_{v=1}^n y_v \right)^2. \quad (1.53)$$

Математический смысл R^2 – это сходство функции, построенной по значениям случайной величины и реальной зависимости по (1.46). При $R^2 = 1$ линия тренда полностью повторяет график реальной функции.

В общем виде аппроксимированная функция описывается полиномом:

$$y = f(x) = a_1 \cdot x_1^n + a_2 \cdot x_2^{n-1} + a_3 \cdot x_3^{n-2} + \dots + a_n. \quad (1.54)$$

В этом случае, при всех $x_i = 0$, $y = f(x) = a_n$. Физически это означает, что исследуемый потребитель отключен, а свободный член – фон системы.

По сравнению с методом последовательного отключения потребителя данный метод имеет существенное преимущество. Полученное аппроксимированное значение соответствует ситуации, когда в ветви эквивалентной схемы Тевенина, соответствующей данному потребителю, отсутствует ЭДС искажения, а сам потребитель находится под напряжением. Т.е. ЭП, находясь под напряжением, не потребляет ЭЭ или потребляет ее минимальное значение. Тогда входные сопротивления для оставшихся в схеме источников ЭДС, рассчитанные по (1.50), не изменяются, а фон системы считается определенным с погрешностью согласно (1.51).

1.4 Оценка частных недостатков методов и возможные пути их устранения

Каждый из представленных методов имеет хотя бы один наиболее значимый недостаток, который определяет границы его применимости. С другой стороны, каждый из них имеет свое ключевое преимущество, благодаря которому он может быть применен на практике. Перекрестное сравнение этих частных недостатков и преимуществ затруднительно, поскольку методы слишком разные. Даже в рамках одного класса расчетных методов нельзя провести такое сравнение, поскольку методы используют разные эквивалентные схемы замещения и основываются на разных допущениях.

Однако можно предложить способы устранить или снизить влияние этих недостатков. Если существует возможность компенсировать тот или иной недостаток (даже при снижении точности метода), то возможно произвести ранжирование этих методов в плоскости параметров точности и простоты, как это было изначально показано на рисунке 1.2 при первичной оценке классов методов.

В таблице 1.1 представлен список рассмотренных методов с указанием их ключевых недостатков и преимуществ, а также, если это возможно, рекомендациями по совершенствованию методов с целью устранения этих недостатков.

Таблица 1.1 – Пути совершенствования рассмотренных методов

Метод	М1	М2	М3	М4
Полное название	<i>RLC</i> -метод	Метод приращений напряжения	Проектный метод	Метод баланса искажающих мощностей
Ключевое преимущество	Высокая точность	Высокая точность при измерениях параметров только в Топ	Самая высокая точность	Позволяет определить расположение источника искажений
Ключевой недостаток	Точность моделирования <i>RLC</i> -нагрузки определяет точность метода	Введено допущение, что на интервале усреднения измерений меняется режим либо внешней сети, либо одной из нагрузок	Требуется детальная информация о топологии сети	В условиях сильного доминирования одного из источников в значении напряжения в Топ неработоспособен
Способ устранения недостатка	Упрощение модели нагрузки с заведомым снижением точности метода	Уменьшение интервала измерений для снижения вероятности одновременного изменения параметров нешей сети и нагрузки	Представление сопротивления внешней сети сопротивлением трансформатора	нет
Заключение	Применим при установке СИ в Топ и на шине исследуемого потребителя	Применим при использовании СИ, способных проводить измерения на минимально возможном промежутке времени	Наиболее применим для оценки ОВ потребителя на этапе проектирования сети или подключения нового потребителя	Применим, когда известно, что источники искажений соизмеримы по мощности

Продолжение таблицы 1.1 – Пути совершенствования рассмотренных методов

Метод	М5	М6	М7	М8
Полное название	Метод оценки проводимости искажений	Метод оценки активной составляющей сопротивления искажений	Метод последовательного отключения потребителя	Метод построения зависимости уровня искажений от нагрузки потребителя
Ключевое преимущество	нет	Допускает изменение параметров нескольких потребителей на 1 интервале	Простота	Не требует изменения топологии сети
Ключевой недостаток	Ошибочно определяет проводимость ветвей несимметричных потребителей	Допущение, что на интервале усреднения измерений меняется режим либо внешней сети, либо нескольких нагрузок	Реализация метода связана с изменением топологии сети	Высокая вероятность определения аппроксимированного фона системы с большим значением погрешности при резонансных явлениях
Способ устранения недостатка	нет	Снижение значения интервала усреднения измерений для снижения вероятности	нет	Снижение значения интервала усреднения измерений
Заключение	Применим для определения проводимости ветви симметричного потребителя	Применим при использовании СИ, способных проводить измерения на минимальном промежутке времени	Наиболее применим для оценки ДВ потребителя на этапе проектирования сети или подключения нового потребителя	Применим при использовании СИ, способных проводить измерения на минимально возможном промежутке времени

Как видно из таблицы 1.1 не удалось устранить ключевые недостатки методов М3, М5, М6 и М7, а поскольку они слишком значительны, то данные методы в дальнейшем нельзя рассматривать как перспективные в решении задачи оценки ФВ потребителей. В тоже время метод М4 наиболее применим в задаче оценки ОВ потребителя на этапах проектирования новой ПС или подключения нового потребителя к уже существующей ПС (рисунок 1.20).

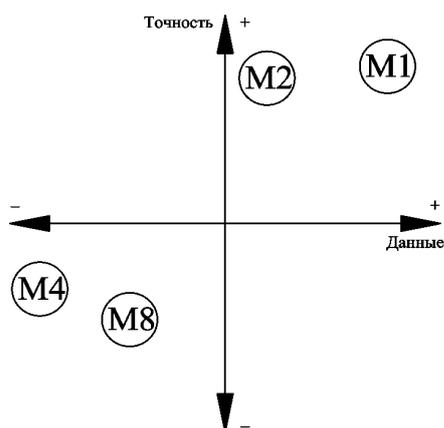


Рисунок 1.20 – Потенциально перспективные методы оценки ФВ: М1 – RLC-метод; М2 – Метод приращения напряжения и тока; М4 – Метод баланса искажающих мощностей; М8 – Метод построения зависимости уровня искажений от тока нагрузки

Оставшийся корреляционный метод не поддается модернизации, но частные недостатки оставшихся расчетных методов можно сформулировать более емко – их применение связано с построением СЗН или СЗТ ПС, что является нетривиальной задачей.

Таким образом, на сегодняшний день не существует метода, который однозначно способен оценить ФВ потребителя в искажение симметрии напряжения в ТОП для произвольной ПС, что оправдывает дальнейшие усилия на разработку такого метода, который на это способен.

1.5 Выводы по главе

Основными результатами данной главы являются:

1) Определены основные проблемы, связанные с оценкой ФВ: отсутствие понятия ФВ в актуальной нормативной базе усложняет процесс определения степени ответственности виновников в ухудшении КЭЭ, а недостаточный уровень наблюдаемости современной ЭС ограничивает возможный набор исходных данных для анализа.

2) Существующие методы оценки ФВ потребителей разделены на 2 класса: расчетный и корреляционный. Сравнительная характеристика этих классов в плоскости критериев точности методов и простоты их применения показала, что корреляционные методы отличаются простотой, но относительно низкой точностью, в то время как расчетные методы сравнительно точнее, но требуют большего набора исходных данных.

3) В классе расчетных методов, базирующихся на построении эквивалентных СЗН и СЗТ, рассмотрено 6 подходов в оценке ФВ и показаны их частные недостатки на основе анализа СЗН и СЗТ. Предложены возможные пути их устранения. Помимо частных недостатков, сформулирован единый недостаток для всего класса – сложность построения СЗН и СЗТ на практике.

4) При анализе корреляционных методов становится ясно, что применение метода последовательного отключения потребителя существенно влияет на топологию исследуемой ЭС и на ее эквивалентную схему, в отдельных случаях давая большую ошибку, а применение метода построения зависимости между током нагрузки и рассматриваемого ПКЭ связано с непрогнозируемой погрешностью при резонансных явлениях в сети.

5) Преимущества и недостатки рассмотренных методов позволили отсеять 4 из них как неперспективные в решении задачи оценки ФВ потребителя.

6) Показано, что в условиях отсутствия метода, применимого для любой произвольной ПС, оправданы усилия на разработку оригинального метода оценки ФВ потребителя в искажение симметрии напряжения в ТОП.

ГЛАВА 2 ФОРМИРОВАНИЕ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ТЕВЕНИНА ПОДСТАНЦИИ И ОЦЕНКА ФАКТИЧЕСКОГО ВКЛАДА ПОТРЕБИТЕЛЯ В ИСКАЖЕНИЕ СИММЕТРИИ НАПРЯЖЕНИЯ В ТОЧКЕ ОБЩЕГО ПРИСОЕДИНЕНИЯ НА ЕЕ ОСНОВЕ

Заклучив, что недостатки описанных расчетных методов можно сформулировать единым образом – сложность построения СЗТ ПС – необходимо приложить усилия для упрощения этой задачи. Решением может служить теория наблюдаемости систем, описывающая степень представления о состоянии системы [27]. При абстрактном представлении ЭС в виде черного ящика (рисунок 1.17), параметры входа и выхода позволяли судить о ее состоянии. Рост числа этих параметров улучшает представление об ЭС. Полагая, что входные параметры ограничены измерениями, следует сфокусироваться на расширении числа выходных. Возвращаясь к практике, можно заключить, что уже в настоящее время [6] нормирует 2 таких параметра (ПКЭ) – коэффициенты несимметрии напряжения обратной и нулевой последовательности:

$$K_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_{1(1)}} \cdot 100 \%, \quad (2.1)$$

$$K_{0U} = \frac{U_{0(1)}}{U_{1(1)}} \cdot 100 \%, \quad (2.2)$$

где $U_{1(1)}$, $U_{2(1)}$ и $U_{0(1)}$ – напряжения прямой, обратной и нулевой последовательности основной частоты. Нетрудно определить предельную полезность этих ПКЭ с точки зрения анализа состояния ЭС на рисунке 2.1.

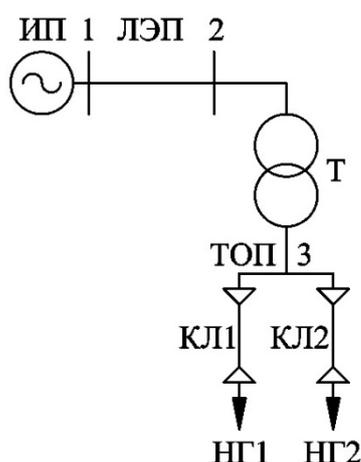


Рисунок 2.1 – Принципиальная схема условной ЭС

При ненулевых значениях по (2.1) и (2.1) в ТОП справедливо суждение о наличии в сети источников несимметрии напряжения, но нельзя однозначно заключить, что ими являются потребители ПС. В [28] показано, что угол между напряжениями прямой и обратной последовательности, β , позволяет судить о наличии в сети тяговой нагрузки (рисунок 2.2).

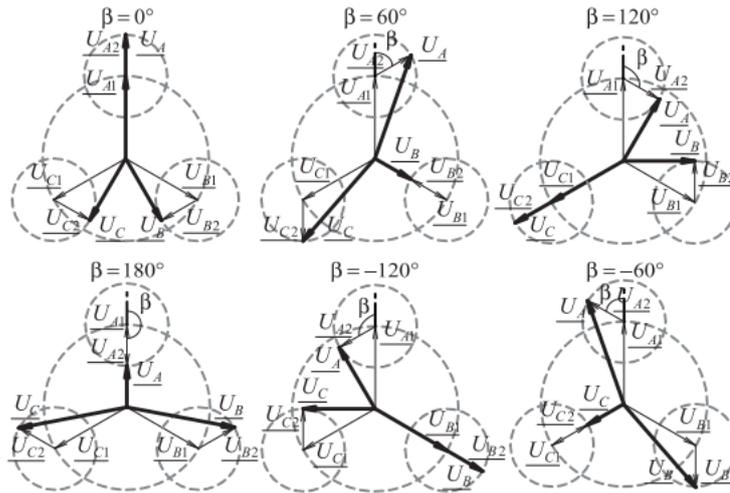


Рисунок 2.2 – Векторные диаграммы напряжений в ТОП при различных углах β

Из рисунка 2.2 видно, что при неизменном результате по (1.60), ЭС находится в различных режимах работы. В [28] авторы уточняют, что такой режим работы характерен для ПС, питающих железнодорожную (ЖД) нагрузку. Но даже если достоверно известно, что исследуемая ПС не питает подобный вид нагрузки, это не исключает наличие несимметричной нагрузки с постоянным значением β в составе ПС, т.е. данный параметр, улучшая наблюдаемость ЭС, не исключает возможности неверного построения ее эквивалентной схемы.

Если наблюдаемость ЭС является функцией входных параметров, то математически ее можно выразить в виде:

$$H = f(TI, TC), \quad (2.3)$$

где значения телеизмерений и телесигналов (ТИ и ТС соответственно) подлежат обработке, что приводит (2.3) к виду:

$$H = f(ПКЭ_i, x_1 \dots x_k), \quad (2.4)$$

где $ПКЭ_i$ – i -ый нормативный показатель, а $(x_1 \dots x_k)$ – дополнительный набор критериев.

Альтернативой разработке таковых критериев служит увеличение числа пунктов контроля параметров работы ЭС, поскольку полная информация о каждом узле сети избавляет от необходимости разработки дополнительных критериев, однако, это капиталоемкий путь. В ПО «Космос» дефицит ТИ и ТС компенсируется построением абстрактной схемы ЭС, а (2.4) сводится к виду:

$$H = \frac{n + n'}{N}, \quad (2.5)$$

где N – общее число узлов эквивалентной схемы, n – число узлов с актуальными ТИ и ТС, n' – число узлов, заданных «примерными» значениями. Результат по (1.64) лежит в границах от 0 до 1, где 1 соответствует абсолютная наблюдаемость, а 0 – абсолютная ненаблюдаемость.

Отбрасывая возможность решения задачи капиталоемким путем или заданием примерных значений, далее предлагается рассмотреть набор новых дополнительных критериев, позволяющих корректно построить эквивалентную схему замещения для обратной и нулевой последовательности для улучшения наблюдаемости ЭС. При этом подчеркивается, что параметры в [6, 28] уже в настоящее время позволяют заключить, что ее наблюдаемость ЭС в части несимметрии напряжения ненулевая, т.е. (2.4) имеет вид:

$$H_{imb} = f(K_{2U}, K_{0U}, \beta, x_1 \dots x_k) > 0, \quad (2.6)$$

где H_{imb} – наблюдаемость ЭС в части несимметрии напряжения.

Перед формулированием дополнительного критерия необходимо определиться с выбором точек контроля, оценив таким образом наименьшее необходимое число средств измерений (СИ). Этой задаче посвящен следующий раздел.

2.1 Наблюдаемость энергосистемы как функция выбора точек контроля

Поскольку увеличение числа СИ ведет к росту затрат, необходимо определить минимум точек контроля, при котором возможно корректное составление электрической схемы замещения Нортона и Тевенина (рисунок 2.3).

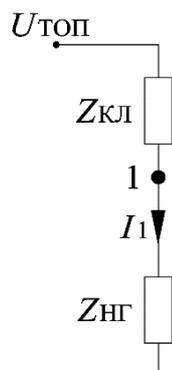


Рисунок 2.3 – Эквивалентная пассивная схема Нортона исследуемого потребителя последовательности m : I – ток потребителя; $Z_{\text{КЛ}}$ и $Z_{\text{НГ}}$ – эквивалентные сопротивления КЛ и нагрузки потребителя

Входное сопротивление узла ТОП определяется согласно выражению:

$$\bar{Z}_{\text{ВХ}} = \frac{\bar{U}_{\text{ТОП}}}{\bar{I}_{\text{ТОП}}}, \quad (2.7)$$

а нагрузка потребителя соответствует значению:

$$\bar{Z}_{\text{НГ}} = \frac{\bar{U}_1}{\bar{I}_1}. \quad (2.8)$$

Эквивалентное сопротивление КЛ равно:

$$\bar{Z}_{\text{КЛ}} = \frac{\bar{U}_{\text{ТОП}} - \bar{U}_1}{\bar{I}_1}, \quad (2.9)$$

а, эквивалентное сопротивление исследуемого фидера:

$$\bar{Z}_{\Phi} = \bar{Z}_{\text{КЛ}} + \bar{Z}_{\text{НГ}}. \quad (2.10)$$

В свою очередь, эквивалентный импеданс внешней сети:

$$\bar{Z}_{\text{ВШ}} = \frac{\bar{Z}_{\Phi} \cdot \bar{Z}_{\text{ВХ}}}{\bar{Z}_{\Phi} - \bar{Z}_{\text{ВХ}}} + \bar{Z}_{\text{Н}}. \quad (2.11)$$

Для построения схемы с l потребителей необходимым условием является получение результатов измерений в ТОП и на шинах $(l - 1)$ потребителей. Если, одно СИ должно быть установлено в ТОП, то место установки остальных требует

более подробного рассмотрения, если один потребитель снабжается группой фидеров. В этом случае эквивалентную электрическую схему следует модифицировать (рисунок 2.4) для случаев установки СИ на шине кабельного ввода потребителя (рисунок 2.4.а) и на шине отдельного ЭП (рисунок 2.4.б).

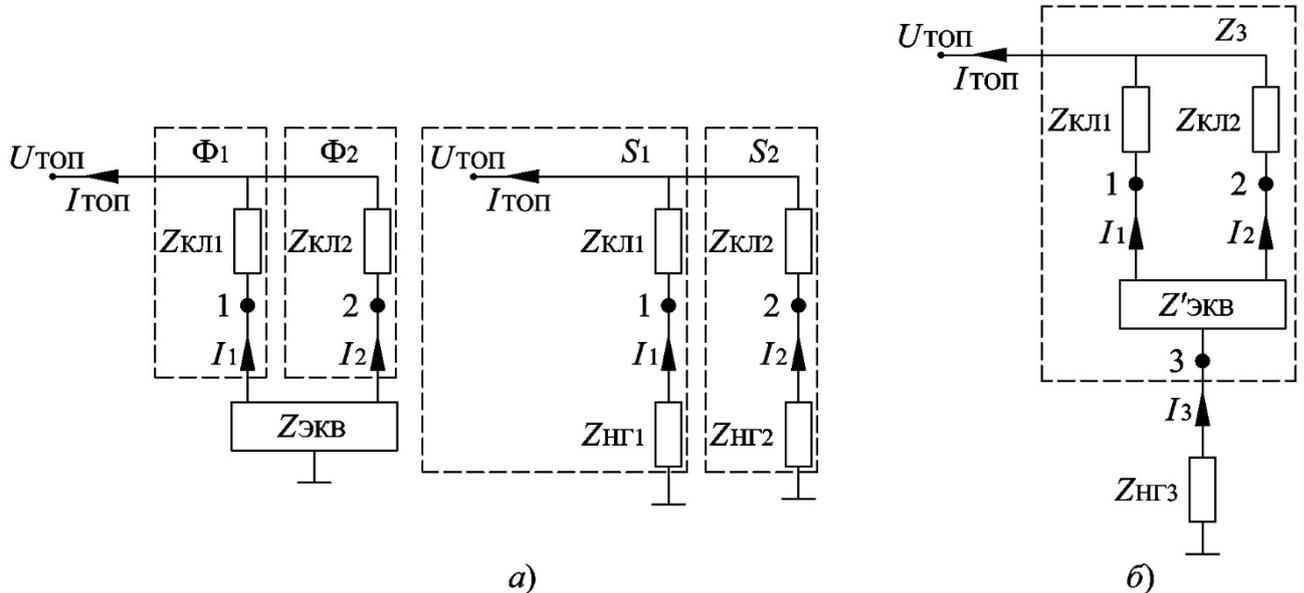


Рисунок 2.4 – Эквивалентная пассивная схема замещения последовательности m : а) СИ на шине кабельного ввода; б) СИ на шине ЭП; I_1 и I_2 – токи $\Phi 1$ и $\Phi 2$; \bar{I}_3 – ток ЭП; $Z_{KЛ1}$ и $Z_{KЛ2}$ – сопротивления КЛ $\Phi 1$ и $\Phi 2$; $Z_{ЭКВ}$ и $Z'_{ЭКВ}$ – сопротивления потребителя с и без учета сопротивления ЭП, $Z_{ЭП}$; $Z_{НГ1}$ и $Z_{НГ2}$ – сопротивления нагрузок $\Phi 1$ и $\Phi 2$

Полагается, что при определении сопротивлений подсистем S_1 и S_2 (и эквивалентной им подсистемы S_3) достигается минимально возможный уровень наблюдаемости рассматриваемой ПС.

Установка СИ на шине кабельного ввода $\Phi 2$ позволяет по выражению (2.8) определить сопротивление $Z_{НГ2}$. Сопротивление КЛ фидера определяется по выражению (2.9). По (2.10) определяется эквивалентное сопротивление подсистемы S_2 , а по (2.11) – S_1 . При такой установке СИ судить возможно о ФВ отдельного фидера не целого потребителя. Проблема решается установкой k СИ, соответствующее числу фидеров, питающих потребителя.

При установке СИ на шинах ЭП, его сопротивление определяется по выражению (2.8). По выражению (2.9) определяется некоторое эквивалентное сопротивление КЛ обоих фидеров, кабельной сети завода и остальных ЭП, Z_3 . По (2.10) определяется сопротивление всего потребителя. Из рисунка 2.4.б можно

ошибочно сделать вывод о том, что установка одного СИ позволяет сделать суждение о ФВ всего потребителя. Такое возможно, если все отдельные ЭП потребителя имеют между собой электрическую связь через его кабельную сеть. Если это условие не выполняется, можно оценить ФВ только отдельного ЭП или группы ЭП, имеющих между собой электрическую связь. Для гарантированного определения ФВ всего завода требуется установка СИ на шинах $(p - 1)$ ЭП.

Сравнивая два варианта установки СИ, полагая, что число ЭП, p , больше, чем число фидеров k , следует заключить:

- 1) Построение схемы на рисунке 2.4.а требует меньше СИ, чем схемы на рисунках 2.4.б.
- 2) В этом случае нет необходимости в исследовании топологии кабельной сети потребителя.
- 3) В обоих случаях достигается идентичная наблюдаемость ПС, поэтому желательна установка СИ на кабельных вводах потребителя.

В зависимости от протяженности КЛ, потребитель может быть удален на расстояние нескольких километров. В таком случае технически трудно осуществить синхронность измерений в ТОП и на шине потребителя в короткие сроки. Поэтому место установки СИ требуется перенести в границы распределительного устройства (РУ) рассматриваемой ПС. Количество СИ остается неизменным и не превышает числа ее фидеров.

Следующий раздел посвящен рассмотрению дополнительного критерия наблюдаемости, позволяющего построить корректную СЗТ именно в этих условиях – измерения проводятся в границах РУ ПС.

2.2 Дополнительный критерий наблюдаемости энергосистемы в части несимметрии напряжения

Определив границы зоны проведения измерений РУ ПС на рисунке 2.1, предлагается рассмотреть ее принципиальную схему стороны НН (рисунок 2.5).

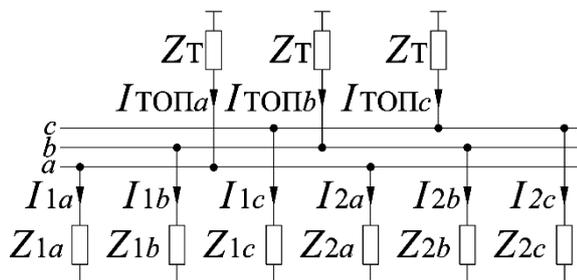


Рисунок 2.5 – Принципиальная схема замещения стороны НН ПС: $I_{ТОПа}$, $I_{ТОПb}$, $I_{ТОПc}$ – фазные токи в ветви НН трансформатора; I_{1a} , I_{1b} , I_{1c} – фазные токи Ф1; I_{2a} , I_{2b} , I_{2c} – фазные токи Ф2; Z_T , Z_{1a} , Z_{1b} , Z_{1c} и Z_{2a} , Z_{2b} , Z_{2c} – фазные сопротивления трансформатора, Ф1 и Ф2

Принимая потребителя Ф1 симметричным (СП), а потребителя Ф2 несимметричным (НП), можем справедливо утверждать, что потери напряжения в фазах a , b и c от шин источника питания (ИП) до ТОП будут различны. Тогда Ф1 будет работать под несимметричным напряжением в ТОП, потребляя разный по фазам ток. Поскольку фазные токи Ф1 и Ф2 несимметричны, то токи ветви НН трансформатора будут несимметричны, а, значит, и фазные токи стороны ВН трансформатора, равно как и токи в линии электропередачи (ЛЭП). Т.е., наличие всего одного несимметричного потребителя обуславливает несимметрию токов во всей сети даже при симметрии напряжения ИП.

Ток фазы каждого i -го фидера ПС определяется, исходя из фазного напряжения ИП и сопротивления фазы от узла ИП до нейтрали нагрузки:

$$\begin{cases} I_{ia} = |\bar{U}_{ИПа} / (\bar{Z}_a + \bar{Z}_{ia})| \\ I_{ib} = |\bar{U}_{ИПb} / (\bar{Z}_b + \bar{Z}_{ib})|, \\ I_{ic} = |\bar{U}_{ИПc} / (\bar{Z}_c + \bar{Z}_{ic})| \end{cases} \quad (2.12)$$

где $U_{ИПа}$, $U_{ИПb}$ и $U_{ИПc}$ – фазные напряжения ИП, $Z_a = Z_b = Z_c$ сопротивление внешней сети, Z_{ia} , Z_{ib} и Z_{ic} – фазные сопротивления i -го фидера.

Допуская симметрию напряжения ИП, что справедливо для любой ЭСт, можно записать отношение фазных токов i -го фидера:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{I_{ib}}{I_{ia}} = \frac{|\bar{Z}_a + \bar{Z}_{ia}|}{|\bar{Z}_b + \bar{Z}_{ib}|} \rightarrow k_{ib} \\ \frac{I_{ic}}{I_{ia}} = \frac{|\bar{Z}_a + \bar{Z}_{ia}|}{|\bar{Z}_c + \bar{Z}_{ic}|} \rightarrow k_{ic} \end{array} \right. , \quad (2.13)$$

где k_{ib}, k_{ic} – коэффициенты i –й ветви, определяющие соотношение токов фаз b и c к току фазы a i –го фидера и обратное им соотношение сопротивлений одноименных фаз на участке цепи от ИП до нейтрали i –го фидера.

При симметрии сопротивления трансформатора для СП результат по (2.13) равен 1, для НП это соотношение может принимать любое значение, а для ветви НН зависит от соотношения мощностей нагрузок $\Phi 1$ и $\Phi 2$, $S_{\Phi 1}$ и $S_{\Phi 2}$.

Если мощность СП, $S_{\Phi 1}$, значительно превышает мощность НП, $S_{\Phi 2}$, то:

$$\left\{ \begin{array}{l} k_{\text{ТОП}b} \rightarrow k_{\Phi 1b} \cong 1 \\ k_{\text{ТОП}c} \rightarrow k_{\Phi 1c} \cong 1 \end{array} \right. \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} I_{1a} \approx I_{1b} \approx I_{1c} \\ I_{2a} \neq I_{2b} \neq I_{2c} \\ I_{\text{ТОП}a} \approx I_{\text{ТОП}b} \approx I_{\text{ТОП}c} \end{array} \right. . \quad (2.14)$$

Если мощность СП, $S_{\Phi 1}$, значительно меньше мощностей НП, $S_{\Phi 2}$, при:

$$I_{2a} \geq I_{2b} \geq I_{2c}, \quad (2.15)$$

справедливо следующее соотношение в ветви $\Phi 2$:

$$\left\{ \begin{array}{l} k_{\text{ТОП}b} \rightarrow k_{\Phi 2b} \neq 1 \\ k_{\text{ТОП}c} \rightarrow k_{\Phi 2c} \neq 1 \end{array} \right. \rightarrow \left\{ \begin{array}{l} I_{1a} \leq I_{1b} \leq I_{1c} \\ I_{2a} \geq I_{\text{Н}2} \geq I_{2c} \\ I_{\text{ТОП}a} \geq I_{\text{ТОП}b} \geq I_{\text{ТОП}c} \end{array} \right. . \quad (2.16)$$

Определив область возможных значений по (2.13) для СП и НП, можно однозначно сделать вывод о том, какие фидеры ПС питают НП, а какие – СП. В данном примере в качестве фазы, относительно которой определяются значения коэффициентов, выбрана фаза a (далее – базисная фаза). Далее в качестве нее будет приниматься именно эта фаза. Однако, существует ряд причин, которые на практике могут вносить неопределенность:

1) Случаи (2.14) и (2.16) – граничные, описывающие доминирование одной из нагрузок. Одна ПС может питать набор СП и НП с соизмеримыми значениями трехфазных мощностей. Тогда по полученным произвольным и отличным от 1 значениям коэффициентов по (1.72) во всех ветвях затруднительно точно сделать вывод о том, какой потребитель СП, а какой НП.

Для дальнейшего рассмотрения вводятся 2 утверждения:

- 1) Для двух последовательных различных значений k_{ib} и k_{ic} , во всех ветвях схемы можно проводить аппроксимацию (рисунок 2.6).
- 2) Пересечение аппроксимированных функций ТОП и СП возможно только при значениях k_b и k_c равных 1, вне зависимости от выбранного типа аппроксимации.

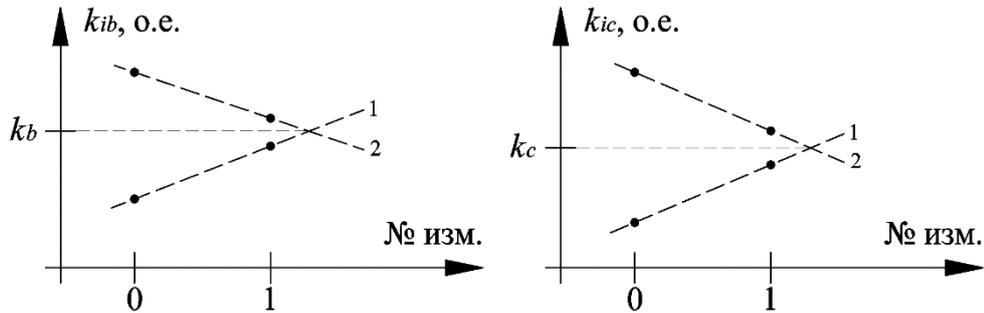


Рисунок 2.6 – Аппроксимация двух последовательных значений коэффициентов k_{ib} и k_{ic} : 1 – рассматриваемый потребитель; 2 – ТОП

Далее, необходимо обосновать эти утверждения. Проверяется справедливость 1-го утверждения для 2 возможных изменений, для чего рассматривается схема замещения ПС для фазы k с n потребителей (рисунок 2.7).

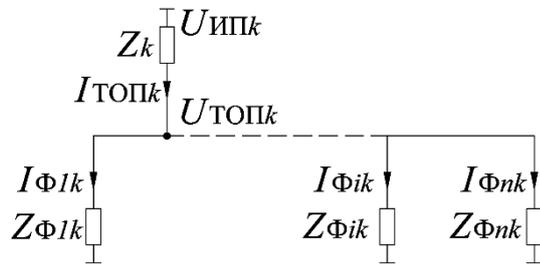


Рисунок 2.7 – Эквивалентная схема замещения стороны ПС фазы k : Z_k и $Z_{\Phi ik}$ – сопротивления внешней сети i – го фидера, учитывающее сопротивление его нагрузки и КЛ

а) Изменение напряжения ИП.

Эквивалентное сопротивление нагрузки ПС определяется по выражению:

$$\bar{Z}_{\text{эк } k} = 1 / \sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ik}}. \quad (2.17)$$

Тогда напряжение в ТОП можно определить как:

$$\bar{U}_{\text{ТОП } k} = \bar{U}_{\text{ИП } k} - \frac{\bar{U}_{\text{ИП } k} \cdot \bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{эк } k} + \bar{Z}_k} = \bar{U}_{\text{ИП } k} \cdot \left(1 - \frac{\bar{Z}_k}{\bar{Z}_k + \bar{Z}_{\text{эк } k}} \right) = \frac{\bar{U}_{\text{ИП } k}}{\left(\frac{\bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{эк } k}} + 1 \right)}. \quad (2.18)$$

По известному напряжению в ТОП определяется ток i – го фидера:

$$\bar{I}_{\Phi ik} = \frac{\bar{U}_{\text{ТОП}k}}{\bar{Z}_{\Phi ik}} = \frac{\bar{U}_{\text{ИП}k}}{\bar{Z}_{\Phi ik}(\bar{Z}_k/\bar{Z}_{\text{ЭК}k} + 1)}, \quad (2.19)$$

а ток в ТОП равен:

$$\bar{I}_{\text{ТОП}k} = \frac{\bar{U}_{\text{ТОП}k}}{\bar{Z}_{\text{ЭК}k}} = \frac{\bar{U}_{\text{ИП}k}}{\bar{Z}_{\text{ЭК}k}(\bar{Z}_k/\bar{Z}_{\text{ЭК}k} + 1)} = \frac{\bar{U}_{\text{ИП}k}}{(\bar{Z}_k + \bar{Z}_{\text{ЭК}k})}, \quad (2.20)$$

Форма выражений (2.19) и (2.20) позволяет заключить, что токи всех ветвей меняются линейно при изменении напряжения ИП.

б) Изменение нагрузки i -го фидера. Раскрывая нагрузку ПС по (2.17), при подстановке в (2.19) и (2.20), изменение тока в i -ой ветви описывается выражением,

$$\bar{I}_{\Phi ik} = \frac{\bar{U}_{\text{ИП}k}}{\bar{Z}_{\Phi ik} \cdot \left(1 + \bar{Z}_k \cdot \sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ik}}\right)} = \bar{U}_{\text{ИП}k} \cdot A = \bar{U}_{\text{ИП}k} \cdot f_i(Z_{\Phi ik}), \quad (2.21)$$

остальных, j -ых фидеров,

$$\bar{I}_{\Phi jk} = \frac{\bar{U}_{\text{ИП}k}}{\bar{Z}_{\Phi jk} \cdot \left(1 + \bar{Z}_k \cdot \sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ik}}\right)} = \bar{U}_{\text{ИП}k} \cdot B = \bar{U}_{\text{ИП}k} \cdot f_j(Z_{\Phi ik}), \quad (2.22)$$

и ТОП,

$$\bar{I}_{\text{ТОП}k} = \frac{\bar{U}_{\text{ИП}k}}{1 + \bar{Z}_k \cdot \sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ik}}} \cdot \sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ik}} = \bar{U}_{\text{ИП}k} \cdot C = \bar{U}_{\text{ИП}k} \cdot f_{\text{ТОП}}(Z_{\Phi ik}), \quad (2.23)$$

как функций сопротивления i -ой нагрузки. Форма (2.21), (2.22) и (2.23) не позволяет допустить линейность изменения токов во всем диапазоне значений $Z_{\Phi ik}$, однако, существует область его значений, в которой это допущение оправдано. Для ее выделения функции раскладываются в ряд Тейлора [29]:

$$f(x - x_0) = \sum_{q=0}^{\infty} \frac{f^{(q)}(x_0)}{q!} (x - x_0)^q = f(x_0) + \frac{f'(x_0)}{1!} (x - x_0) + \frac{f''(x_0)}{2!} (x - x_0)^2 + \dots, \quad (2.24)$$

что приводит их к виду:

$$\begin{aligned}
\bar{I}_{\Phi(i)k} = \bar{U}_{\text{ИП}k} & \left(\frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ik} + \bar{Z}_k + \frac{\bar{Z}_{\Phi ik} \cdot \bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{Э}kj k}}} - \frac{\left(1 + \frac{\bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{Э}kj k}}\right) \cdot (\bar{Z}_{\Phi ik}^{(1)} - \bar{Z}_{\Phi ik}^{(0)})}{\left(\bar{Z}_{\Phi ik} + \bar{Z}_k + \frac{\bar{Z}_{\Phi ik} \cdot \bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{Э}kj k}}\right)^2} \right. \\
& + \frac{\left(1 + \frac{2 \cdot \bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{Э}kj k}} + \left(\frac{\bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{Э}kj k}}\right)^2\right) \cdot (\bar{Z}_{\Phi ik}^{(1)} - \bar{Z}_{\Phi ik}^{(0)})^2}{\left(\bar{Z}_{\Phi ik} + \bar{Z}_k + \frac{\bar{Z}_{\Phi ik} \cdot \bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{Э}kj k}}\right)^3} - \\
& \left. \frac{\left(1 + \frac{3 \cdot \bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{Э}kj k}} - \left(\frac{\sqrt{3} \cdot \bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{Э}kj k}}\right)^2 - \left(\frac{\bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{Э}kj k}}\right)^3\right) \cdot (\bar{Z}_{\Phi ik}^{(1)} - \bar{Z}_{\Phi ik}^{(0)})^3}{\left(\bar{Z}_{\Phi ik} + \bar{Z}_k + \frac{\bar{Z}_{\Phi ik} \cdot \bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{Э}kj k}}\right)^4} + \dots \right), \tag{2.25}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\bar{I}_{\Phi jk} = \bar{U}_{\text{ИП}k} & \left(\frac{\frac{\bar{Z}_{\Phi ik}^{(0)}}{\bar{Z}_{\Phi jk}}}{\left(\bar{Z}_{\Phi ik} + \bar{Z}_k + \frac{\bar{Z}_{\Phi ik} \cdot \bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{Э}kj k}}\right)} + \frac{\frac{\bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\Phi jk}} \cdot (\bar{Z}_{\Phi ik}^{(1)} - \bar{Z}_{\Phi ik}^{(0)})}{\left(\bar{Z}_{\Phi ik} + \bar{Z}_k + \frac{\bar{Z}_{\Phi ik} \cdot \bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{Э}kj k}}\right)^2} \right. \\
& - \frac{\left(\bar{Z}_k + \frac{\bar{Z}_k^2}{\bar{Z}_{\text{Э}kj k}}\right) \cdot (\bar{Z}_{\Phi ik}^{(1)} - \bar{Z}_{\Phi ik}^{(0)})^2}{\bar{Z}_{\Phi jk} \cdot \left(\bar{Z}_{\Phi ik} + \bar{Z}_k + \frac{\bar{Z}_{\Phi ik} \cdot \bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{Э}kj k}}\right)^3} + \dots \left. \right), \tag{2.26}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\bar{I}_{\text{ТОП}k} = \bar{U}_{\text{ИПК}} & \left(\frac{1 + \frac{\bar{Z}_{\Phi ik}^{(0)}}{\bar{Z}_{\text{Э}kj k}}}{\bar{Z}_{\Phi ik}^{(0)} + \bar{Z}_k + \frac{\bar{Z}_{\Phi ik}^{(0)} \cdot \bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{Э}kj k}}} - \frac{\bar{Z}_{\Phi ik}^{(1)} - \bar{Z}_{\Phi ik}^{(0)}}{\left(\bar{Z}_{\Phi ik}^{(0)} + \bar{Z}_k + \frac{\bar{Z}_{\Phi ik}^{(0)} \cdot \bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{Э}kj k}\right)^2}} \right. \\
& + \frac{1 + \frac{\bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{Э}kj k}} \cdot \left(\bar{Z}_{\Phi ik}^{(1)} - \bar{Z}_{\Phi ik}^{(0)}\right)^2}{\left(\bar{Z}_{\Phi ik}^{(0)} + \bar{Z}_k + \frac{\bar{Z}_{\Phi ik}^{(0)} \cdot \bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{Э}kj k}\right)^3} \\
& \left. - \frac{\left(1 + \frac{2 \cdot \bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{Э}kj k}} + \left(\frac{\bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{Э}kj k}}\right)^2\right) \cdot \left(\bar{Z}_{\Phi ik}^{(1)} - \bar{Z}_{\Phi ik}^{(0)}\right)^3}{\left(\bar{Z}_{\Phi ik}^{(0)} + \bar{Z}_k + \frac{\bar{Z}_{\Phi ik}^{(0)} \cdot \bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{Э}kj k}\right)^3} + \dots \right), \tag{2.27}
\end{aligned}$$

где $Z_{\Phi ik}^{(0)}$ и $Z_{\Phi ik}^{(1)}$ – значения параметров $Z_{\Phi ik}$ в нулевой и текущей точке (соответствуют 0-му и 1-му измерению на рисунке 1.26), $Z_{\text{Э}kj k}$ – эквивалентное сопротивление оставшихся j –ых фидеров.

Для принятия (2.25), (2.26) и (2.27) линейными надо отбросить члены рядов с номером $q \geq 2$ (отмечены красным цветом). Если i –ая нагрузка меньше суммы оставшихся j –ых нагрузок, что соответствует принципу проектирования РУ НН, когда пропускная способность КЛ фидера меньше пропускной способности трансформатора, то:

$$Z_{\Phi ik}^{(0)} > Z_{\text{Э}kj k} \text{ и } Z_{\Phi ik}^{(1)} > Z_{\text{Э}kj k}, \tag{2.28}$$

тогда, при росте числа фидеров ПС, справедливо суждение [30, 31, 32, 33]:

$$\lim_{n \rightarrow \infty} \frac{Z_{\Phi ik}^{(0)}}{Z_{\text{Э}kj k}} = \infty \text{ и } \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{Z_{\Phi ik}^{(1)}}{Z_{\text{Э}kj k}} = \infty. \tag{2.29}$$

На практике число фидеров и значения пределов (2.29) конечны, кроме тех случаев, когда нагрузка отключена в нулевой или текущей точке, однако, при равномерной нагрузке фидеров отношения

$$\frac{Z_{\Phi ik}^{(0)}}{Z_{\text{э}kj k}} \text{ и } \frac{Z_{\Phi ik}^{(1)}}{Z_{\text{э}kj k}} \quad (2.30)$$

численно принимают большие значения, стремящиеся к ∞ (но не достигающих ее). Вносится допущение, что для членов $q \geq 2$ в (2.25), (2.26) и (2.27) это соотношение равно ∞ , а знаменатель в этом случае принимает вид ∞^{q+1} . Значение числителя этих членов зависит от соотношения:

$$\bar{Z}_{\Phi ik}^{(1)} - \bar{Z}_{\Phi ik}^{(0)}, \quad (2.31)$$

которое может принимать 4 различных значения:

1) $Z_{\Phi ik}^{(1)} = \infty$ и $Z_{\Phi ik}^{(0)} = \infty$. Данный случай можно отбросить, т.к. 1-ое утверждение требует какого-либо изменения в схеме.

2) $Z_{\Phi ik}^{(1)}$ – конечное значение, $Z_{\Phi ik}^{(0)} = \infty$, т.е. отключенная на 0-ом измерении нагрузка включилась на 1-ом измерении. Тогда, члены $q \geq 2$ в (2.25), (2.26) и (2.27) с учетом (2.29) принимают вид:

$$\left. \frac{f^{(q)}(x_0)}{q!} (x - x_0)^q \right|_{q \geq 2} = \frac{-\infty^q}{\infty^{q+1}} \rightarrow 0.$$

3) $Z_{\Phi ik}^{(0)}$ – конечное значение, $Z_{\Phi ik}^{(1)} = \infty$, т.е. включенная на 0-ом измерении нагрузка включилась на 1-ом измерении. Тогда, члены $q \geq 2$ в (2.25), (2.26) и (2.27) с учетом (2.29) принимают вид:

$$\left. \frac{f^{(q)}(x_0)}{q!} (x - x_0)^q \right|_{q \geq 2} = \frac{\infty^q}{\infty^{q+1}} \rightarrow 0.$$

4) $Z_{\Phi ik}^{(0)}$ и $Z_{\Phi ik}^{(1)}$ – принимают разные конечные значения. Тогда, члены $q \geq 2$ в (2.25), (2.26) и (2.27) с учетом (2.29) принимают вид:

$$\left. \frac{f^{(q)}(x_0)}{q!} (x - x_0)^q \right|_{q \geq 2} = \frac{Q}{\infty^{q+1}} \rightarrow 0,$$

где Q – конечное значение числителя степенного члена q .

В описанных условиях возможно отбросить все степенные члены рядов (2.25), (2.26) и (2.27) и считать функции токов (2.21), (2.22) и (2.23) линейными относительно параметра нагрузки i -го фидера при равномерном распределении

нагрузки трансформатора по фидерам НН ПС. Наиболее спорным является допущение, что (2.29) выполняется для ПС с конечным числом потребителей. Неравенства (2.28) позволяют сформулировать условие, при котором степенные члены (2.24) можно отбросить:

$$d = \left| \frac{\bar{Z}_{\Phi ik}}{\bar{Z}_{\text{э}jk}} \right| > 1, \quad (2.32)$$

где d – коэффициент участия, характеризующий мощность i –ой нагрузки ПС. Необходимо убедиться, что, даже при значениях (2.32) близких к 1, исключение степенных членов из (2.24) справедливо. Для этого эквивалентное сопротивление j –ых нагрузок принимается за базисное:

$$R_6 = Z_{\text{э}jk}.$$

Тогда (2.32) отражает текущее значение нагрузки i –го фидера в о.е. Сопротивление внешней сети также можно отразить коэффициентом участия:

$$d_{\text{вш}} = \left| \frac{\bar{Z}_k}{\bar{Z}_{\text{э}jk}} \right| = [\text{o. e.}], \quad (2.33)$$

на данном этапе он принят равным 0,12 о.е. (далее будут рассмотрены другие его значения). Для $Z_{\Phi ik} = [0 \dots \infty]$ строятся характеристики A , B и C в выражениях (2.21), (2.22) и (2.23) (рисунок 2.8). Для оценки справедливости замены полученных кривых линейной функцией используется коэффициент детерминации, R^2 , рассчитываемый по (1.51).

Полученные характеристики можно разделить на 3 участка:

1) $d \leq 0,8$ – рост i –ой нагрузки с выраженной нелинейностью функции ($R^2 \leq 0,74$). При $Z_{\Phi ik} \rightarrow 0$ множители A , B и C принимают значение:

$$A = \left| \frac{1}{\bar{Z}_k} \right|, \quad B = 0, \quad C = \left| \frac{1}{\bar{Z}_k} \right|. \quad (2.34)$$

2) $d \geq 5$ – снижение i –ой нагрузки при практически линейном характере функций ($R^2 \rightarrow 1$). При $Z_{\Phi ik} \rightarrow \infty$ множители A , B и C принимают значение

$$A_1 = 0, B_1 = \left| \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi jk} (1 + \bar{Z}_k / \bar{Z}_{\text{э}jk})} \right|, C_1 = \left| \frac{1}{\bar{Z}_k + \bar{Z}_{\text{э}jk}} \right|. \quad (2.35)$$

3) Участок между этими зонами соответствует сравнительно низкой погрешности линейной аппроксимации ($R^2 > 0,9$) функций, что позволяет именовать его «условно» линейным, а условие (2.32) – достаточным для исключения степенных членов (2.24).

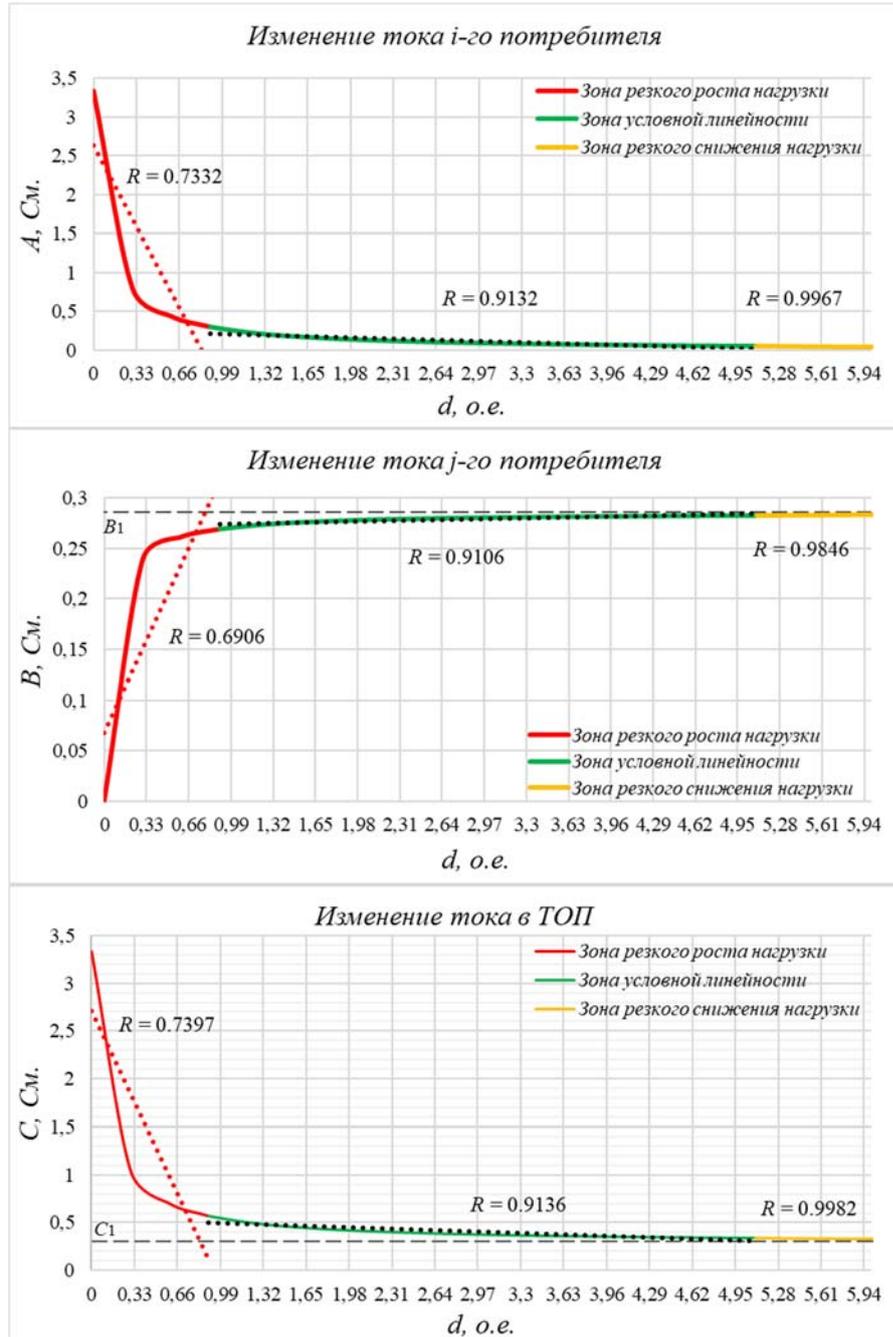


Рисунок 2.8 – Закон изменения токов в ветвях схемы при различных значениях нагрузки i -го потребителя

Далее необходимо рассмотреть эти характеристики для различных по (2.33) значений коэффициента участия внешней сети (рисунок 2.9).

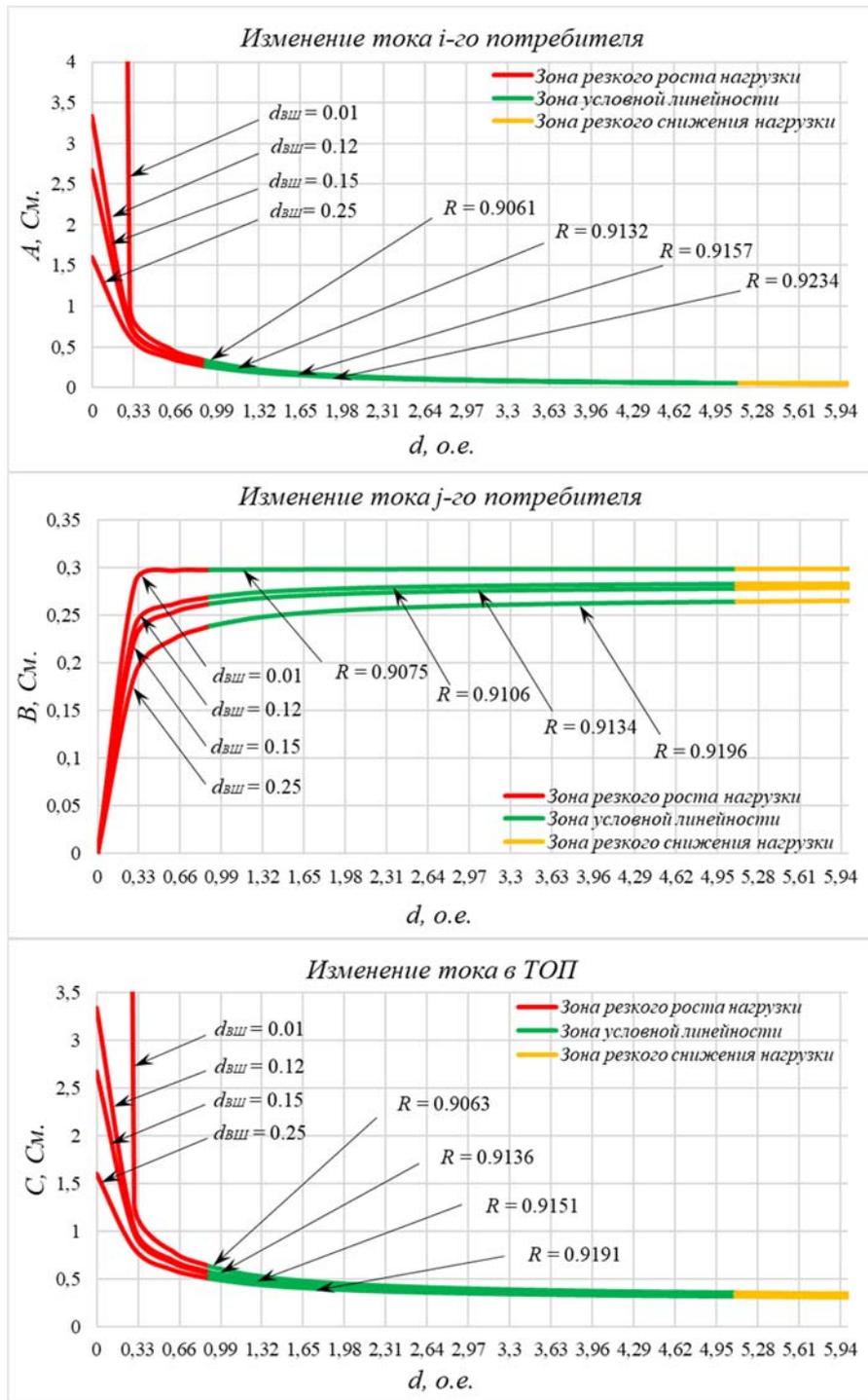


Рисунок 2.9 – Влияние сопротивления внешней сети на точность линейной аппроксимации

В самом неблагоприятном случае, когда результат по (2.33) стремится к 0, в зоне «условной» линейности функций погрешность аппроксимации не превышает 10% ($R^2 > 0,9$). При увеличении значения Z_k погрешность снижается, а при $Z_k \rightarrow \infty$, степенные члены принимают вид:

$$\left. \frac{f^{(q)}(x_0)}{q!} (x - x_0)^q \right|_{q \geq 2, Z_k \rightarrow \infty} = \frac{\infty^q}{\infty^{q+1}} \rightarrow 0,$$

а, условие (2.32) оправдано при любых Z_k . Следует отметить, что эти рассуждения справедливы и для функций, обратных рассмотренным:

$$f'_i(Z_{\Phi ik}) = \frac{1}{f_i(Z_{\Phi ik})}, f'_j(Z_{\Phi ik}) = \frac{1}{f_j(Z_{\Phi ik})}, f'_{\text{ТОП}}(Z_{\Phi ik}) = \frac{1}{f_{\text{ТОП}}(Z_{\Phi ik})}, \quad (2.36)$$

т.е. допускается линейная аппроксимация их значений при выполнении условия (2.32). Тогда коэффициенты в (2.13) при условии симметрии напряжения ИП для всех ветвей в схеме на рисунке 1.25,

$$k_{(i,j,\text{ТОП})b} = \left| \frac{\bar{U}_{\text{ИП}b} f_{(i,j,\text{ТОП})}(Z_{\Phi ib})}{\bar{U}_{\text{ИП}a} f_{(i,j,\text{ТОП})}(Z_{\Phi ia})} \right| = f_{(i,j,\text{ТОП})}(Z_{\Phi ib}) \cdot f'_{(i,j,\text{ТОП})}(Z_{\Phi ia}), \quad (2.37)$$

$$k_{(i,j,\text{ТОП})c} = \left| \frac{\bar{U}_{\text{ИП}c} f_{(i,j,\text{ТОП})}(Z_{\Phi ic})}{\bar{U}_{\text{ИП}a} f_{(i,j,\text{ТОП})}(Z_{\Phi ia})} \right| = f_{(i,j,\text{ТОП})}(Z_{\Phi ic}) \cdot f'_{(i,j,\text{ТОП})}(Z_{\Phi ia}),$$

можно рассматривать, как билинейные функции двух независимых переменных значений фазных нагрузок i -го фидера. На примере коэффициентов $k_{(i,j,\text{ТОП})b}$ следует также разложить функцию (2.37) в ряд Тейлора для функции 2 независимых параметров [34]:

$$f(x - x_0, y - y_0) = \sum_{z=1}^{q-1} \frac{\left(\frac{\partial}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \Delta y \right)^{(z)}}{z!} \cdot f(x_0, y_0) + r_{q-1}(\Delta x, \Delta y), \quad (2.38)$$

где

$$r_{q-1}(\Delta x, \Delta y) = \frac{1}{q!} \left(\frac{\partial}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial}{\partial y} \Delta y \right)^{(q)} \cdot f(x - \theta \Delta x, y - \theta \Delta y) - \quad (2.39)$$

остаточный член ряда. Применительно к коэффициентам $k_{(i,j,\text{ТОП})b}$ (2.38)

принимает вид:

$$k_{(i)b} =$$

$$= \left| \frac{\left(\bar{Z}_{\Phi ib}^{(1)} - \bar{Z}_{\Phi ib}^{(0)} \right) \cdot \bar{Z}_{\text{ЭК}ja} \cdot \left(\bar{Z}_{\Phi ib}^{(0)} \cdot \left(\bar{Z}_b + \bar{Z}_{\text{ЭК}jb} \right) + \bar{Z}_b \cdot \bar{Z}_{\text{ЭК}jb} + \bar{Z}_b + \bar{Z}_{\text{ЭК}jb} \right)}{\left(\bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \cdot \bar{Z}_a + \bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \cdot \bar{Z}_{\text{ЭК}ja} + \bar{Z}_a \cdot \bar{Z}_{\text{ЭК}ja} \right) \cdot \bar{Z}_{\text{ЭК}jb}} \right| \quad (2.40)$$

$$- \left(\bar{Z}_{\Phi ia}^{(1)} - \bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \right) \cdot \left(\frac{\left(\bar{Z}_{\Phi ib}^{(1)} - \bar{Z}_{\Phi ib}^{(0)} \right) \cdot \left(\bar{Z}_b + \bar{Z}_{\text{ЭК}jb} \right) \cdot \left(\bar{Z}_a \cdot \bar{Z}_{\text{ЭК}ja} + \bar{Z}_{\text{ЭК}ja}^2 \right)}{\left(\bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \cdot \bar{Z}_a + \bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \cdot \bar{Z}_{\text{ЭК}ja} + \bar{Z}_a \cdot \bar{Z}_{\text{ЭК}ja} \right)^2 \bar{Z}_{\text{ЭК}jb}} \right)$$

$$\begin{aligned}
& \left(\bar{Z}_{\Phi ia}^{(1)} - \bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \right) \cdot \left(\frac{\left(\bar{Z}_{\Phi ib}^{(1)} - \bar{Z}_{\Phi ib}^{(0)} \right)^2 \cdot \bar{Z}_{\text{эк}ja}^2 \cdot \bar{Z}_{\text{эк}jb}^2}{\left(\bar{Z}_{\Phi ib}^{(0)} + \bar{Z}_{\text{эк}jb} \right)^3 \cdot \left(\bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \cdot \bar{Z}_a + \bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \cdot \bar{Z}_{\text{эк}ja} + \bar{Z}_a \cdot \bar{Z}_{\text{эк}ja} \right)^2} \right. \\
& - \frac{\left(\bar{Z}_{\Phi ib}^{(1)} - \bar{Z}_{\Phi ib}^{(0)} \right) \cdot \bar{Z}_{\text{эк}ja}^2 \cdot \bar{Z}_{\text{эк}jb}^2}{\left(\bar{Z}_{\Phi ib}^{(0)} + \bar{Z}_{\text{эк}jb} \right)^2 \cdot \left(\bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \cdot \bar{Z}_a + \bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \cdot \bar{Z}_{\text{эк}ja} + \bar{Z}_a \cdot \bar{Z}_{\text{эк}ja} \right)^2} \\
& \left. - \frac{\bar{Z}_{\text{эк}ja}^2 \cdot \left(\bar{Z}_{\Phi ib}^{(0)} \cdot \bar{Z}_b + \bar{Z}_{\Phi ib}^{(0)} \cdot \bar{Z}_{\text{эк}jb} + \bar{Z}_b \cdot \bar{Z}_{\text{эк}jb} \right)}{\left(\bar{Z}_{\Phi ib}^{(0)} + \bar{Z}_{\text{эк}jb} \right) \cdot \left(\bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \cdot \bar{Z}_a + \bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \cdot \bar{Z}_{\text{эк}ja} + \bar{Z}_a \cdot \bar{Z}_{\text{эк}ja} \right)^2} \right) + \dots \Big| .
\end{aligned}$$

Для принятия (2.40), (2.41) и (2.42) линейными надо отбросить члены рядов с номером $z \geq 3$ (отмечены красным цветом). Степенные члены в (2.40) поддаются следующему преобразованию (на примере члена $z = 3$)

$$\begin{aligned}
& \frac{\left(\bar{Z}_{\Phi ib}^{(1)} - \bar{Z}_{\Phi ib}^{(0)} \right) \cdot \left(\bar{Z}_b + \bar{Z}_{\text{эк}jb} \right) \cdot \left(\bar{Z}_a \cdot \bar{Z}_{\text{эк}ja} + \bar{Z}_{\text{эк}ja}^2 \right)}{\left(\bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \cdot \bar{Z}_a + \bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \cdot \bar{Z}_{\text{эк}ja} + \bar{Z}_a \cdot \bar{Z}_{\text{эк}ja} \right)^2 \bar{Z}_{\text{эк}jb}} \\
& = \frac{A_1}{\left(\bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \cdot \bar{Z}_a + \bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \cdot \bar{Z}_{\text{эк}ja} + \bar{Z}_a \cdot \bar{Z}_{\text{эк}ja} \right)^2} \\
& = \frac{A_1}{\frac{\left(\bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \cdot \bar{Z}_a + \bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \cdot \bar{Z}_{\text{эк}ja} \right)^2}{\bar{Z}_{\text{эк}ja}^2} + \frac{2 \cdot \bar{Z}_a \cdot \bar{Z}_{\text{эк}ja} \left(\bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \cdot \bar{Z}_a + \bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \cdot \bar{Z}_{\text{эк}ja} \right)^2}{\bar{Z}_{\text{эк}ja}^2}} \quad (2.43) \\
& + \frac{A_1}{\frac{\left(\bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \cdot \bar{Z}_a + \bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \cdot \bar{Z}_{\text{эк}ja} \right)^2}{\bar{Z}_{\text{эк}ja}^2} + \frac{\left(\bar{Z}_a \cdot \bar{Z}_{\text{эк}ja} \right)^2}{\bar{Z}_{\text{эк}ja}^2}},
\end{aligned}$$

где все слагаемые знаменателя, кроме последнего, сводятся к виду:

$$\left(Z_{\Phi ik}^{(0)} / Z_{\text{эк}jk} \right)^2 .$$

Ранее при рассмотрении (2.30) было показано, что соотношение сопротивления нагрузки i -го фидера и эквивалентного сопротивления оставшейся

нагрузки ПС численно принимает большие значения, стремящиеся к ∞ (но не достигающих ее). Тогда квадрат этого соотношения должен принимать еще большее значение, а степенной член в этом случае сводится к виду:

$$\frac{A_1}{\infty^{z-1}} \rightarrow 0.$$

Степенные члены в (2.41) (на примере члена $z = 3$) имеют множитель

$$\frac{\bar{Z}_a}{\bar{Z}_{\Phi ib}^{(0)3}} \text{ или } \frac{\bar{Z}_b}{\bar{Z}_{\Phi ib}^{(0)3}}, \quad (2.44)$$

который отражает соотношение сопротивления внешней сети и куба сопротивления i -го фидера. Учитывая (2.32) и численно малые значения (2.33), это соотношение можно принять равным нулю, а степенные члены (2.41) свести к виду:

$$0 \cdot A_2 \rightarrow 0.$$

Степенные члены в (2.42) поддаются следующему преобразованию (на примере члена $z = 3$)

$$\begin{aligned} & \frac{(\bar{Z}_{\Phi ib}^{(1)} - \bar{Z}_{\Phi ib}^{(0)}) \cdot \bar{Z}_{\text{эк}ja}^2 \cdot \bar{Z}_{\text{эк}jb}^2}{(\bar{Z}_{\Phi ib}^{(0)} + \bar{Z}_{\text{эк}jb})^2 \cdot (\bar{Z}_{\Phi ia} \cdot \bar{Z}_a + \bar{Z}_{\Phi ia}^{(0)} \cdot \bar{Z}_{\text{эк}ja} + \bar{Z}_a \cdot \bar{Z}_{\text{эк}ja})^2} \\ &= \frac{A_3 \cdot \bar{Z}_{\text{эк}jb}^2}{(\bar{Z}_{\Phi ib}^{(0)} + \bar{Z}_{\text{эк}jb})^2} = \frac{A_3 \cdot \bar{Z}_{\text{эк}jb}^2}{\bar{Z}_{\text{эк}jb}^2 \left(\left(\frac{\bar{Z}_{\Phi ib}^{(0)}}{\bar{Z}_{\text{эк}jb}} \right)^2 + 2 \frac{\bar{Z}_{\Phi ib}^{(0)}}{\bar{Z}_{\text{эк}jb}} + 1 \right)^2}. \end{aligned} \quad (2.45)$$

Аналогично степенным члена в (2.40), степенные члены в (2.42) сводятся к виду:

$$\frac{A_1}{\infty^{z-1} + \dots + 1} \rightarrow 0$$

Поскольку удалось обосновать численную малость значений степенных членов (2.38), можно считать 1-ое утверждение обоснованным и проводить линейную аппроксимацию значений по (2.13). При этом, пересечение реальных билинейных функций и искусственных линейных по-прежнему будет достигаться при $k_b = 1$ для ТОП и СП (рисунок 2.10).

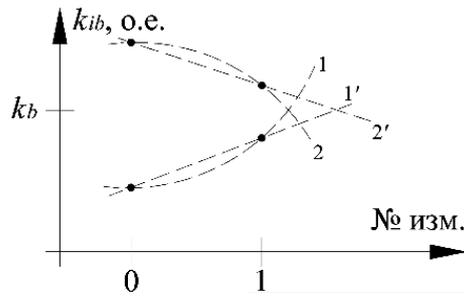


Рисунок 2.10 – Аппроксимация двух последовательных значений коэффициентов k_{ib} и k_{ic} : 1 и 1' – билинейная и линейная функция рассматриваемого потребителя; 2 и 2' – билинейная и линейная функция ТОП

Для обоснования 2-го утверждения необходимо рассмотреть (2.37) подробнее на примере коэффициентов $k_{(i,j),\text{ТОП}b}$:

$$k_{\text{ТОП}b} = \frac{\left| \frac{\bar{U}_{\text{ИП}b} \cdot \sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ib}}}{1 + \bar{Z}_b \cdot \sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ib}}} \right|}{\left| \frac{\bar{U}_{\text{ИП}a} \cdot \sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ia}}}{1 + \bar{Z}_a \cdot \sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ia}}} \right|}, \quad k_{(i,j)b} = \frac{\left| \frac{\bar{U}_{\text{ИП}b} \cdot \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi(i,j)b}}}{1 + \bar{Z}_b \cdot \sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ib}}} \right|}{\left| \frac{\bar{U}_{\text{ИП}a} \cdot \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi(i,j)a}}}{1 + \bar{Z}_a \cdot \sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ia}}} \right|}. \quad (2.46)$$

Пересечению характеристик ТОП и i -го потребителя соответствует равенству выражений (2.46):

$$\left| \frac{\bar{U}_{\text{ИП}b}}{\bar{U}_{\text{ИП}a}} \right| \cdot \frac{\left| \frac{\sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ib}}}{1 + \bar{Z}_b \cdot \sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ib}}} \right|}{\left| \frac{\sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ia}}}{1 + \bar{Z}_a \cdot \sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ia}}} \right|} = \left| \frac{\bar{U}_{\text{ИП}b}}{\bar{U}_{\text{ИП}a}} \right| \cdot \frac{\left| \frac{\frac{1}{\bar{Z}_{\Phi(i,j)b}}}{1 + \bar{Z}_b \cdot \sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ib}}} \right|}{\left| \frac{\frac{1}{\bar{Z}_{\Phi(i,j)a}}}{1 + \bar{Z}_a \cdot \sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ia}}} \right|}, \quad (2.47)$$

которое при условии симметрии напряжения ИП принимает вид:

$$\left| \frac{\sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ib}}}{\sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ia}}} \right| = \left| \frac{\frac{1}{\bar{Z}_{\Phi(i,j)b}}}{\frac{1}{\bar{Z}_{\Phi(i,j)a}}} \right|, \quad (2.48)$$

где в правой части представлено отношение проводимостей фаз фидера. Если он снабжает СП, то это отношение равно 1. Тогда

$$k_{\text{ТОП}b} = k_{\text{СП}b} = 1. \quad (2.49)$$

Выражение (2.48) описывает не только граничные случаи доминирования мощности СП. Отношение векторных сумм проводимостей оставшихся НП,

$$\left| \frac{\sum_{(j \neq i)}^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi j b}}}{\sum_{(j \neq i)}^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi j a}}} \right| = \left| \frac{\bar{Y}_{\Sigma j b}}{\bar{Y}_{\Sigma j a}} \right|, \quad (2.50)$$

также может равняться 1, даже тогда, когда одноименные слагаемые числителя и знаменателя не равны друг другу в бесконечном числе решений. (рисунок 2.11).

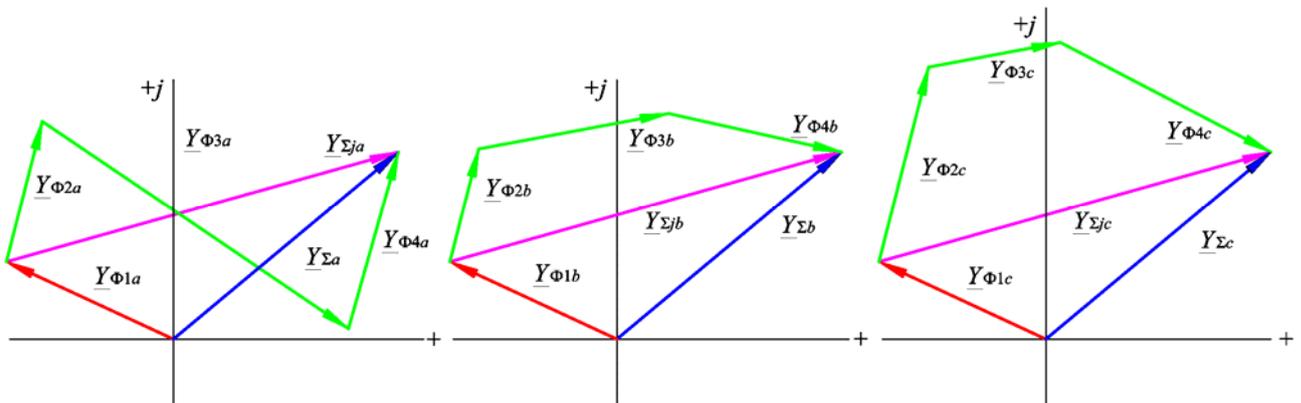


Рисунок 2.11 – Равенство фазных проводимостей нагрузки ПС при питании НП: $Y_{\Phi 1k}$ – проводимость ветви СП; $Y_{\Sigma jk}$ и $Y_{\Sigma k}$ – эквивалентная проводимость всех НП и ПС

Физически это значит, что сумма токов НП в ТОП может давать симметричный ток. В этом случае подключение СП не меняет соотношение собственных проводимостей фаз a , b и c в ТОП, значит, напряжение в ТОП будет симметричным, что, согласно (2.14), позволяет заключить, что подключенный к этой сети СП будет потреблять симметричный ток. Представленные рассуждения справедливы и для коэффициентов $k_{(i,j,\text{ТОП})c}$, что позволяет заключить обоснованность 2-го утверждения.

2) Необходимо обосновать симметрию напряжения ИП. В реальной ЭС напряжение всегда симметрично только на шинах ЭСт. Условная ЭС является ее частью и снабжается от ЭСт через сложнзамкнутую сеть (СЗС) (рисунок 2.12).

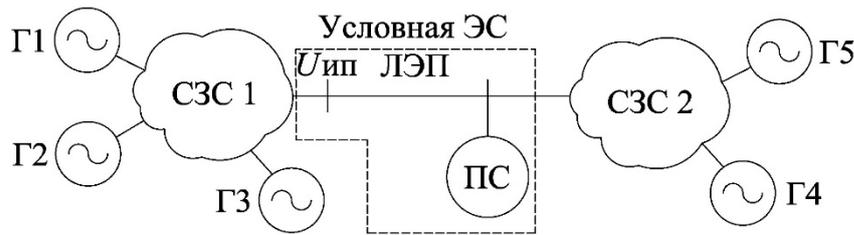


Рисунок 2.12 – Схема снабжения условной ЭС

В целях упрощения данную схему можно привести к виду на рисунке 2.13.

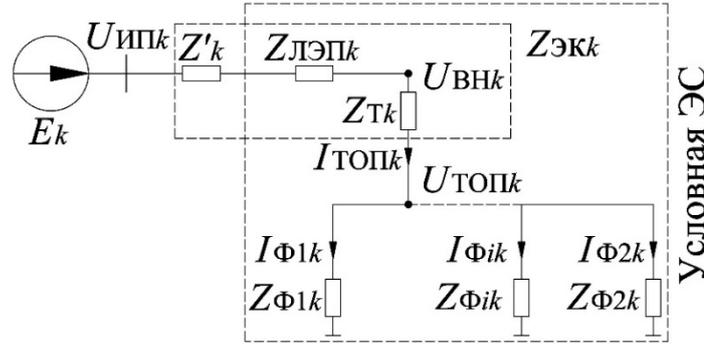


Рисунок 2.13 – Фаза k упрощенной схемы снабжения условной ЭС: E_k – фазная ЭДС эквивалентного генератора; Z'_k – фазное сопротивление эквивалентной СЭС ЭС; $Z_{ЛЭПk}$ и $Z_{Тk}$ – фазные сопротивления ЛЭП и трансформатора условной ЭС

Напряжение эквивалентного ИП в данной схеме можно принять симметричным, но удаленным от ТОП несимметричным сопротивлением, т.е.

$$Z_{Эк a} \neq Z_{Эк b} \neq Z_{Эк c}. \tag{2.51}$$

Делается 3-е утверждение: пересечение прямых ТОП и СП возможно только при $k_b, k_c = 1$ даже при (2.51). Для его обоснования рассматривается (2.40) для предложенной схемы на примере коэффициентов $k_{(i,j,ТОП)b}$:

$$\left| \frac{\bar{U}_{ИПb}}{\bar{U}_{ИПа}} \right| \cdot \left| \frac{\frac{\sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ib}}}{1 + \bar{Z}_{Эк b} \cdot \sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ib}}}}{\frac{\sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ia}}}{1 + \bar{Z}_{Эк a} \cdot \sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ia}}}} \right| = \left| \frac{\bar{U}_{ИПb}}{\bar{U}_{ИПа}} \right| \cdot \left| \frac{\frac{1}{\bar{Z}_{\Phi(i,j)b}}}{\frac{1}{\bar{Z}_{\Phi(i,j)a}}}}{\frac{1}{1 + \bar{Z}_{Эк b} \cdot \sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ib}}}} \right|, \tag{2.52}$$

которое при условии симметрии напряжения ИП сводится к виду:

$$\left| \frac{\sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ib}}}{\sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ia}}} \right| \cdot \left| \frac{1}{1 + \bar{Z}_{\text{эк}b} \cdot \sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ib}}} \right| = \left| \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi(i,j)b}} \right| \cdot \left| \frac{1}{1 + \bar{Z}_{\text{эк}a} \cdot \sum_i^n \frac{1}{\bar{Z}_{\Phi ia}}} \right|, \quad (2.53)$$

где выделенные множители, содержащие фазные сопротивления внешней сети, идентичны в правой и левой части уравнения, что сводит его к виду ранее рассмотренного уравнения (2.48). Дальнейшие рассуждения об условии пересечения прямых ТОП и СП идентичны.

Физически это означает, что несимметрия сопротивления внешней сети при симметрии напряжения ИП оказывает идентичное влияние на значения фазных токов во всех ветвях схемы. При рассмотрении отношения значений фазных токов это влияние исключается.

Таким образом, все вышперечисленное справедливо для любой ПС в сети, а разработанный подход разделения потребителей на СП и НП в дальнейшем именуется **Методом поиска НП**, которому требуется хотя бы одно несимметричное изменение параметров работы исследуемой трехфазной сети. Алгоритм данного метода следующий:

- 1) На основе анализа изменения значений коэффициентов в (2.13) всех потребителей производится поиск всех СП ПС.
- 2) Методом исключения определяются все НП ПС.
- 3) Формируется эквивалентная схема Тевенина/Нортонa последовательности m , где СП соответствует ветвь с некоторым сопротивлением, а НП – ветвь с некоторым сопротивлением и ЭДС/источником тока искажения.

Блок-схема алгоритма метода представлена в Приложении А.

Пусть эта задача решена, т.е. известен набор потребителей ПС, искажающих симметрию напряжения в ТОП. В таком случае можно устранить частные недостатки представленных в 1-ой главе методов:

- 1) Методы, основанные на МЭГ (М1 и М2), можно упростить, выделив всех неискажающих потребителей в отдельную пассивную подсистему, что

исключает необходимость различных подходов, связанных с эквивалентированием их сопротивления. При этом сопротивление внешней сети по-прежнему не поддается точному определению.

2) Частично устраняется ошибка метода оценки проводимости искажений (М5), поскольку (1.34) справедливо для пассивной ветви неискажающих потребителей. При этом оценка проводимости активной ветви искажающих потребителей по-прежнему неправомерна.

3) Устраняется 1-й недостаток метода баланса искажений. Если точно известен набор всех искажающих потребителей ПС, то их ФВ можно определить по (1.25). При этом направление протекания мощности искажений всех i – ых НП не имеет значения. Для t – го НП ФВ равен:

$$b^{(t)} = \frac{P_{\text{ВТ}}^t \cdot \sum P_{\text{ВТ}}^i + Q_{\text{ВТ}}^t \cdot \sum Q_{\text{ВТ}}^i}{(\sum P_{\text{ВТ}}^i)^2 + (\sum Q_{\text{ВТ}}^i)^2}. \quad (2.54)$$

При этом 2-ой недостаток метода по-прежнему не устранен.

Как видно, точное представление топологии эквивалентной СЗТ для рассматриваемой ПС позволяет устранить лишь часть недостатков существующих методов.

Таким образом, предложенный критерий разделения потребителей на СП и НП по (2.13) – дополнительный критерий наблюдаемости ЭС – позволил разработать метод формирования эквивалентной СЗТ ПС, однако, являясь самостоятельным результатом, он не устраняет в полной мере проблему отсутствия метода оценки ФВ, который однозначно применим для любой ПС.

Далее представлен оригинальный метод оценки ФВ, который использует корректно составленную СЗТ, но не требует точной информации о параметрах ее элементов.

2.3 Проблема выбора эталонного параметра

Как уже было сказано, не существует нормативного документа, явно диктующего понятие ФВ, чем вызвано расхождение его оценки различными методами. Формально, на сегодняшний день существует лишь «академическое» понятие ФВ – характеристика потребителя, описывающая долю его влияния на ухудшение КЭЭ в ТОП. При этом эту долю различные методы определяют, как пропорцию для выбранной единицы измерений – эталонного параметра:

- 1) В долях напряжения (методы М1, М3, М7 и М8).
- 2) В долях тока (методы М1, М2).
- 3) В долях активной и реактивной мощности (метод М4).
- 4) В долях проводимости или сопротивления (методы М2 и М5).

Стандарт [6] диктует соответствие КЭЭ должному уровню в части симметрии напряжения, используя единицу измерений напряжения. Логично, что ФВ желательно оценивать в долях этого параметра:

$$\Phi B_{1(m)}^U > \dots > \Phi B_{j(m)}^U > \dots > \Phi B_{\eta(m)}^U, \quad (2.55)$$

где η – число НП ПС, $\Phi B_{j(m)}^U$ – ФВ j -го потребителя в значение напряжения последовательности m , выраженное в долях напряжения.

На рисунке 2.14 показана эквивалентная схема Тевенина ПС с n потребителями для последовательности m . СП представлены пассивными элементами, а остальные имеют ЭДС искажения в своих ветвях.

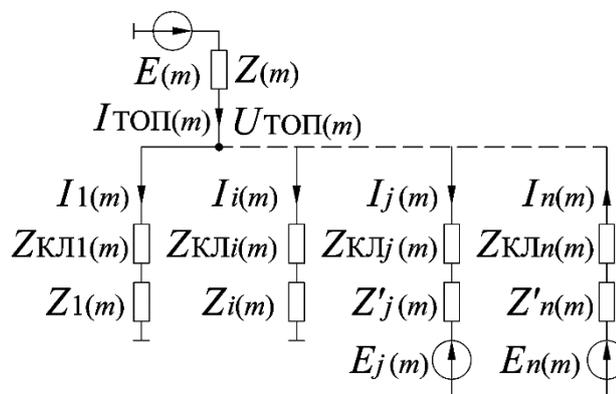


Рисунок 2.14 – Схема замещения ПС с n потребителями для последовательности m : $Z_{(m)}$ – сопротивление внешней сети; $Z_{КЛi(m)}$ и $Z_{КЛj(m)}$ – сопротивления КЛ i и j -ых фидеров с СП и НП соответственно; $Z_{i(m)}$ – нагрузка i -го СП; $Z'_{j(m)}$ – эквивалентное сопротивление сети j -го; НП $E_{j(m)}$ – ЭДС искажения j -го НП; $E_{(m)}$ – ЭДС искажения внешней сети

В том случае, если известны сопротивления КЛ, эквивалентные сопротивления сетей НП и внешней сети, для заданного значения напряжения в ТОП по (1.35) не составляет труда определить значения напряжений на шинах СП с передающего конца КЛ и ЭДС искажений в ветвях НП и внешней сети. Получив эти значения, напряжение в ТОП можно представить, как:

$$\begin{aligned} \bar{U}_{\text{ТОП}(m)}^{(E_j)} &= \bar{E}_{j(m)} - \frac{\bar{E}_{j(m)} \cdot (\bar{Z}_{\text{КЛ}j(m)} + Z'_{\text{эк}j(m)})}{\bar{Z}_{\text{КЛ}j(m)} + Z'_{\text{эк}j(m)} + \bar{Z}_{\text{эк}j(m)}} \\ &= \bar{E}_{j(m)} - \frac{\bar{E}_{j(m)} \cdot \bar{Z}'_{j(m)}}{\bar{Z}'_{j(m)} + \bar{Z}_{\text{эк}j(m)}} = \frac{\bar{E}_{j(m)} \cdot \bar{Z}_{\text{эк}j(m)}}{\bar{Z}'_{j(m)} + \bar{Z}_{\text{эк}j(m)}}, \end{aligned} \quad (2.56)$$

где $Z_{\text{эк}j(m)}$ – входное сопротивление j -ой ЭДС без учета $Z'_{j(m)}$ в j -ой ветви схемы.

Зная значение по (2.56), можно определить ФВ каждого j -го НП в долях напряжения, рассмотрев векторную диаграмму на рисунке 2.15.

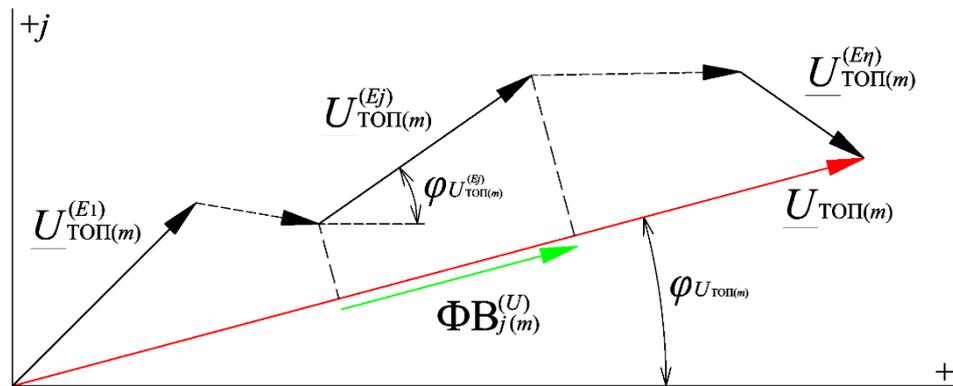


Рисунок 2.15 – Векторная диаграмма ФВ

Из диаграммы становится очевидным, что ФВ j -го НП равен:

$$\text{ФВ}_{j(m)}^U = \frac{|\bar{U}_{\text{ТОП}(m)}^{(E_j)}| \cdot \cos\left(\varphi_{U_{\text{ТОП}(m)}^{(E_j)}} - \varphi_{U_{\text{ТОП}(m)}}\right)}{|\bar{U}_{\text{ТОП}(m)}|} \cdot 100\%. \quad (2.57)$$

За исключением частных различий, методы М1, М3, М4, М8 и М9 сводятся к описанному алгоритму, включающему выражения (1.35), (2.56) и (2.57). Полученные по (2.57) ФВ для η НП позволяют составить неравенство (2.55).

На практике, однако, сопротивление внешней сети - трудноопределимый параметр, а сопротивление КЛ определить затруднительно по ряду причин:

1) Нельзя исключать возможность неактуальности информации о типах КЛ, находящейся в распоряжении персонала ПС, в условиях, когда КЛ и ПС

являются объектами собственности разных физических и/или юридических лиц, поскольку процедура обновления информации может происходить длительный период времени после различных ремонтов.

2) Даже при условии актуальности информации о КЛ, трудно учесть изменение ее параметров в зависимости от возраста, типа прокладки, условий эксплуатации и прочих факторов.

Даже предположив, что сопротивления КЛ и внешней сети достоверно известны, определить эквивалентное сопротивление сети НП невозможно при ограничении зоны работ территорией ПС. Другими словами, используя результаты измерений только в границах ПС, невозможно составить неравенства (2.48), определив ФВ НП в долях напряжения, т.е. невозможно применить расчетные методы по причине недостатка исходных данных.

Далее демонстрируется альтернативный подход оценки ФВ, который одновременно учитывает принцип его формирования по (2.56) для составления неравенства (2.55), исключая необходимость получения описанных исходных данных.

2.4 Формирование фактического вклада потребителя в долях напряжения

Поскольку решить задачу в долях параметра напряжения в рамках любых измерений на ПС не представляется возможным, но возможно решить задачу в долях иных параметров, то необходимо при разработке оригинального подхода учитывать принцип формирования ФВ по (2.56). Если любой из предлагаемых подходов функционально зависит от описанных параметров в (2.56) аналогичным образом, но не требует их конкретных значений, то такой подход можно считать обоснованным, понимая, что численно результаты могут отличаться, но структурно неравенства (2.55), составленные в долях параметра напряжения и иного параметра, будут идентичны. Поэтому, сначала необходимо оценить изменение ФВ по (2.56) при изменении параметров:

$$\begin{aligned} \bar{U}_{\text{ТОП}(m)}^{(E_j)} &= \bar{E}_{j(m)} - \frac{\bar{E}_{j(m)} \cdot \bar{Z}'_{j(m)}}{\bar{Z}'_{j(m)} + \bar{Z}_{\text{эkj}(m)}} = \frac{\bar{E}_{j(m)} \cdot \bar{Z}_{\text{эkj}(m)}}{\bar{Z}'_{j(m)} + \bar{Z}_{\text{эkj}(m)}} \\ &= f(E_{j(m)}, Z'_{j(m)}, Z_{\text{эkj}(m)}). \end{aligned} \quad (2.58)$$

1) Мощность источника искажений в ветви j -го фидера. При $E_{j(m)} \rightarrow \infty$ влиянием остальных источников можно пренебречь, т.е. $\text{ФВ}_{j(m)}^U \rightarrow 100\%$, т.к. $U_{\text{ТОП}(m)}^{(E_j)} \rightarrow U_{\text{ТОП}(m)}$. Напротив, если $E_{j(m)} \rightarrow 0$, то можно пренебречь влиянием этого источника, т.е. $\text{ФВ}_{j(m)}^U \rightarrow 0\%$, т.к. $U_{\text{ТОП}(m)}^{(E_j)} / U_{\text{ТОП}(m)} \rightarrow 0$.

2) Электрическая удаленность источника искажений в ветви j -го фидера, определяемая $Z'_{j(m)}$. При $Z'_{j(m)} \rightarrow \infty$, (источник электрически бесконечно удален от ТОП), $\text{ФВ}_{j(m)}^U \rightarrow 0\%$, т.к. $U_{\text{ТОП}(m)}^{(E_j)} / U_{\text{ТОП}(m)} \rightarrow 0$. Напротив, если $Z'_{j(m)} \rightarrow 0$ (нагрузка подключена к ТОП без КЛ), то можно пренебречь влиянием остальных источников, т.к. напряжение в ТОП будет определяться ЭДС рассматриваемого источника, т.е. $\text{ФВ}_{j(m)}^U \rightarrow 100\%$.

3) Характеристика внешней сети для j -го фидера, определяемая параметром $Z_{\text{эkj}(m)}$. Зависимость ФВ j -го источника от этого параметра следует оценивать, рассматривая выражение:

$$\bar{Z}_{\text{эк}j(m)} = \frac{1}{\sum_d^{\eta-1} \frac{1}{\bar{Z}'_{d(m)}} + \sum_i^{n-\eta} \frac{1}{\bar{Z}_{i(m)} + \bar{Z}_{\text{КЛи}(m)}}}, \quad (2.59)$$

где $Z'_{d(m)}$ – эквивалентное сопротивление ветви связи от ТОП до ЭДС, характеризующее электрическую удаленность остальных источников искажений в сети.

При $Z'_{d(m)} \rightarrow 0$ ($Z_{\text{эк}j(m)} \rightarrow 0$), т.е., когда хотя бы один из оставшихся источников искажений подключен непосредственно к ТОП, влиянием остальных источников можно пренебречь. В таком случае ФВ рассматриваемого потребителя, $\text{ФВ}_{j(m)}^U \rightarrow 0\%$.

Напротив, если $Z'_{d(m)} \rightarrow \infty$, это означает, что j -ый источник электрически бесконечно удален от ТОП, тогда ФВ рассматриваемого j -го источника растет.

Если все $Z'_{d(m)} \rightarrow \infty$, то:

$$\bar{Z}_{\text{эк}j(m)} = \frac{1}{\sum_i^{n-\eta} \frac{1}{\bar{Z}_{i(m)} + \bar{Z}_{\text{КЛи}(m)}}}. \quad (2.60)$$

характеризует сопротивление СП, а рассматриваемый j -ый источник является единственным во всей сети. В таком случае его $\text{ФВ}_{j(m)}^U \rightarrow 100\%$.

Аналогичная зависимость между ФВ рассматриваемого источника и мощностью СП, характеризующая $Z_{i(m)}$. $Z_{i(m)} \rightarrow 0$, соответствует режиму, когда мощность СП несоизмеримо больше мощности всех НП, т.е. граничному случаю (3.15). В этом случае $U_{\text{ТОП}(m)} \rightarrow 0$, из чего следует, что $\text{ФВ}_{j(m)}^U \rightarrow 0\%$. Напротив, если $Z_{i(m)} \rightarrow \infty$ (граничный случай (2.16) при доминировании НП в составе нагрузки ПС) $Z_{\text{эк}j(m)}$ снижается, а $\text{ФВ}_{j(m)}^U$ – растет.

Дальнейшая работа направлена на разработку метода, учитывающего все описанные переменные при широком диапазоне изменений их значений, но не требующих их строгого определения.

2.5 Описание несимметричного потребителя эквивалентным генератором

В условиях невыполнимости численной оценки электрической удаленности источников искажений через параметры сопротивлений КЛ и сетей НП, а также в условиях неопределенности значений ЭДС этих искажений возможно косвенно оценить кумулятивный эффект влияния этих параметров на основе схемы Тевенина, где ветви НП представлены эквивалентным генератором. При этом схема на рисунке 2.14, как в 1-ой главе, делится на 3 подсистемы (рисунок 2.16).

Первой, S_1 , соответствует эквивалентная нагрузка всех СП ПС, представленная сопротивлением $Z_{СП(m)}$. Второй, S_2 , – эквивалентная нагрузка НП, активная мощность в ветви которых протекает в сторону ТОП (условно положительное направление). Третьей, S_3 , – эквивалентная НП, активная мощность в ветви которых протекает в сторону от ТОП (условно отрицательное направление).

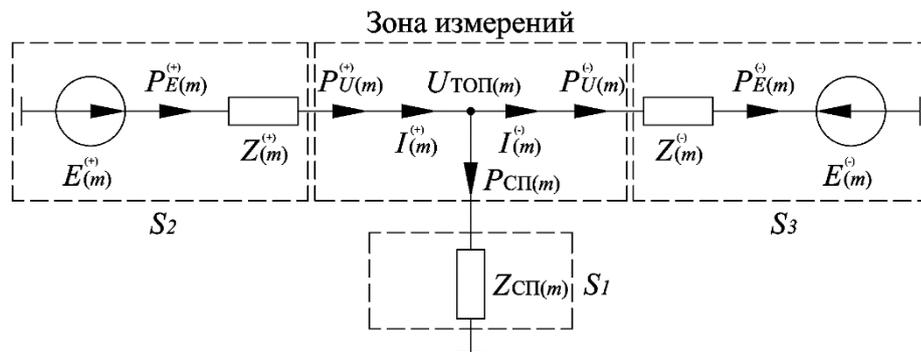


Рисунок 2.16 – Эквивалентная схема Тевенина ПС для трех подсистем: $Z_{СП(m)}$ – эквивалентное сопротивление нагрузки подсистемы СП; $E_{(m)}^{(+)}$ и $Z_{(m)}^{(+)}$ – эквивалентные ЭДС и сопротивление подсистемы S_2 ; $E_{(m)}^{(-)}$ и $Z_{(m)}^{(-)}$ – эквивалентные ЭДС и сопротивление подсистемы S_3

Примечательно, что сопротивления ветвей этих подсистем, $\bar{Z}_{(m)}^{(+)}$ и $\bar{Z}_{(m)}^{(-)}$, имеют тот же физический смысл, что и значение сопротивления КЛ и сети НП, $Z'_{j(m)}$, для каждого j -го ЭДС и характеризуют электрическую удаленность эквивалентных ЭДС подсистем S_2 и S_3 .

Характерно, что вне зависимости от значения реактивной мощности в ветвях подсистем S_2 и S_3 за условно положительное направление протекания полной мощности можно принимать направление протекания активной мощности, и наоборот, что видно из векторной диаграммы на рисунке 2.17. Тогда

в качестве условно положительного направления тока принимается направление протекания полной мощности, или, что тоже самое, – активной.

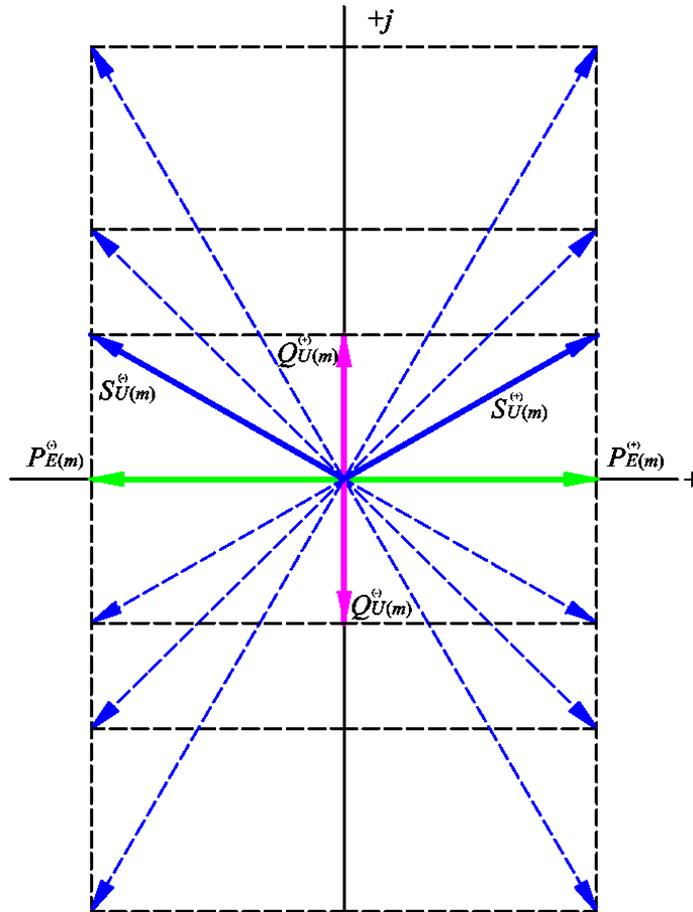


Рисунок 2.17 – Сонаправленность направлений протекания активной и полной мощности

Определившись с условно положительным направлением, необходимо рассмотреть закон изменения полных мощностей в зоне измерения в ветвях подсистем S_2 и S_3 , $\bar{S}_{U(m)}^{(+)}$ и $\bar{S}_{U(m)}^{(-)}$ соответственно.

$$\begin{aligned}\bar{S}_{U(m)}^{(+)} &= \bar{S}_{E(m)}^{(+)} - \Delta\bar{S}^{(+)}, \\ \bar{S}_{U(m)}^{(-)} &= \bar{S}_{E(m)}^{(-)} + \Delta\bar{S}^{(-)}. \\ \bar{S}_{U(m)}^{(+)} &= \bar{S}_{U(m)}^{(-)} + \bar{S}_{СП(m)},\end{aligned}\tag{2.61}$$

можно заключить, что подсистема S_2 является избыточной, а подсистема S_3 – дефицитной. Подсистема S_1 , в свою очередь, всегда является дефицитной.

Важно отметить, что измеренные значения $\bar{S}_{U(m)}^{(+)}$ и $\bar{S}_{U(m)}^{(-)}$ не являются ФВ каждой из подсистем в единицах мощности, а лишь косвенно позволяют оценить

их соотношение, для чего схему на рисунке 2.16 необходимо проанализировать отдельно для каждого эквивалентного ЭДС, $E_{(m)}^{(+)}$ и $E_{(m)}^{(-)}$ (рисунок 2.18).

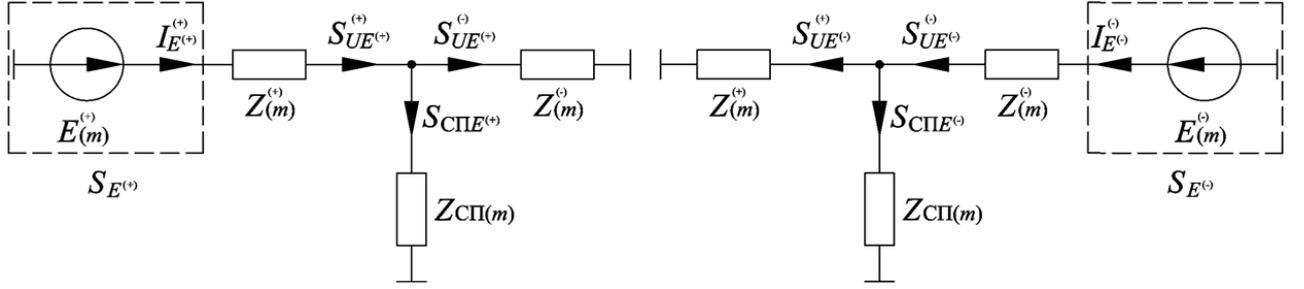


Рисунок 2.18 – Баланс мощности для каждого источника ЭДС

Примечательно, что сопротивления ветвей этих подсистем, $Z_{(m)}^{(+)}$ и $Z_{(m)}^{(-)}$, имеют тот же физический смысл, что и значение сопротивления КЛ и сети НП, $Z'_{j(m)}$, для каждого j -го ЭДС и характеризуют электрическую удаленность эквивалентных ЭДС подсистем S_2 и S_3 .

Из схемы на рисунке 2.18 можно определить мощность, которую генерирует каждый источник в отдельности и мощность в каждой ветви схемы:

$$\begin{aligned} \bar{S}_{E^{(+)}} - \Delta \bar{S}_{(m)} - \bar{S}_{UE^{(+)}} - \bar{S}_{СПЕ^{(+)}} &= 0 \rightarrow \bar{S}_{UE^{(+)}} - \bar{S}_{UE^{(+)}} - \bar{S}_{СПЕ^{(+)}} = 0, \\ \bar{S}_{E^{(-)}} - \Delta \bar{S}_{(m)} - \bar{S}_{UE^{(-)}} - \bar{S}_{СПЕ^{(-)}} &= 0 \rightarrow \bar{S}_{UE^{(-)}} - \bar{S}_{UE^{(-)}} - \bar{S}_{СПЕ^{(-)}} = 0, \end{aligned} \quad (2.62)$$

которые можно выразить через параметры схемы:

$$\bar{E}_{(m)}^{(+)} \cdot \bar{I}_{E^{(+)}} - \left(\bar{I}_{E^{(+)}} \right)^2 \cdot \left(\bar{Z}_{(m)}^{(+)} + \frac{\bar{Z}_{(m)}^{(-)} \cdot \bar{Z}_{СП(m)}}{\bar{Z}_{СП(m)} + \bar{Z}_{(m)}^{(-)}} \right) = 0, \quad (2.63)$$

$$\bar{E}_{(m)}^{(-)} \cdot \bar{I}_{E^{(-)}} - \left(\bar{I}_{E^{(-)}} \right)^2 \cdot \left(\bar{Z}_{(m)}^{(-)} + \frac{\bar{Z}_{(m)}^{(+)} \cdot \bar{Z}_{СП(m)}}{\bar{Z}_{СП(m)} + \bar{Z}_{(m)}^{(+)}} \right) = 0, \quad (2.64)$$

где $\bar{I}_{E^{(+)}}$ и $\bar{I}_{E^{(-)}}$ - токи в ветвях ЭДС, определяемые по выражениям:

$$\bar{I}_{E^{(+)}} = \frac{\bar{E}_{(m)}^{(+)}}{\bar{Z}_{(m)}^{(+)} + \frac{\bar{Z}_{(m)}^{(-)} \cdot \bar{Z}_{СП(m)}}{\bar{Z}_{СП(m)} + \bar{Z}_{(m)}^{(-)}}, \quad (2.65)$$

$$\bar{I}_{E^{(-)}} = \frac{\bar{E}_{(m)}^{(-)}}{\bar{Z}_{(m)}^{(-)} + \frac{\bar{Z}_{(m)}^{(+)} \cdot \bar{Z}_{СП(m)}}{\bar{Z}_{СП(m)} + \bar{Z}_{(m)}^{(+)}}. \quad (2.66)$$

Поскольку изначально были заданы положительные и отрицательные направления протекания полной мощности, можно составить неравенства для измеренных значений мощности исходя из (4.9):

$$\begin{aligned}\bar{S}_{U(m)}^{(+)} &= \bar{S}_{UE^{(+)}}^{(+)} - \bar{S}_{UE^{(-)}}^{(+)} > 0 \rightarrow \bar{S}_{UE^{(+)}}^{(+)} > \bar{S}_{UE^{(-)}}^{(+)}, \\ -\bar{S}_{U(m)}^{(-)} &= \bar{S}_{UE^{(+)}}^{(-)} - \bar{S}_{UE^{(-)}}^{(-)} < 0 \rightarrow \bar{S}_{UE^{(+)}}^{(-)} > \bar{S}_{UE^{(-)}}^{(-)}.\end{aligned}\quad (2.67)$$

Т.е. значение мощности искажений, которое генерирует подсистема S_2 больше значения мощности искажений, которое генерирует подсистема S_3 . Так можно качественно оценить ФВ двух подсистем в долях мощности, аналогично неравенству (2.55):

$$\Phi B_{S2(m)}^S > \Phi B_{S3(m)}^S. \quad (2.68)$$

Поскольку каждая подсистема может содержать набор НП, то оценка их ФВ по (2.68) не является достаточной. Необходимо также ранжировать потребителей внутри каждой подсистемы по их ФВ. Для этого предлагается рассмотреть измеренных значений мощностей $S_{U(m)}^{(+)}$ и $S_{U(m)}^{(-)}$ в схеме на ранее рассмотренном рисунке 2.16 для подсистем S_2 и S_3 соответственно. Для этого удобно воспользоваться системой уравнений (2.54):

$$\begin{aligned}\bar{S}_{U(m)}^{(+)} &= \bar{S}_{E(m)}^{(+)} - \Delta \bar{S}^{(+)} = \bar{E}_{(m)}^{(+)} \cdot \bar{I}_{(m)}^{(+)} - \left(\bar{I}_{(m)}^{(+)}\right)^2 \bar{Z}_{(m)}^{(+)}, \\ \bar{S}_{U(m)}^{(-)} &= \bar{S}_{E(m)}^{(-)} + \Delta \bar{S}^{(-)} = \bar{E}_{(m)}^{(-)} \cdot \bar{I}_{(m)}^{(-)} + \left(\bar{I}_{(m)}^{(-)}\right)^2 \bar{Z}_{(m)}^{(-)},\end{aligned}\quad (2.69)$$

в которых токи в ветвях подсистем, $I_{(m)}^{(+)}$ и $I_{(m)}^{(-)}$, можно выразить по (1.35):

$$\bar{I}_{(m)}^{(+)} = \frac{\bar{E}_{(m)}^{(+)} - \bar{U}_{\text{ТОП}}}{\bar{Z}_{(m)}^{(+)}} , \quad \bar{I}_{(m)}^{(-)} = \frac{\bar{U}_{\text{ТОП}} - \bar{E}_{(m)}^{(-)}}{\bar{Z}_{(m)}^{(-)}} , \quad (2.70)$$

тогда, система уравнений (2.62), как функция параметров сети принимает вид:

$$\begin{aligned}
\bar{S}_{U(m)}^{(+)} &= \bar{E}_{(m)}^{(+)} \cdot \bar{I}_{(m)}^{(+)} - \left(\bar{I}_{(m)}^{(+)} \right)^2 \bar{Z}_{(m)}^{(+)} \\
&= \bar{E}_{(m)}^{(+)} \frac{\bar{E}_{(m)}^{(+)} - \bar{U}_{\text{ТОП}}}{\bar{Z}_{(m)}^{(+)}} - \left(\frac{\bar{E}_{(m)}^{(+)} - \bar{U}_{\text{ТОП}}}{\bar{Z}_{(m)}^{(+)}} \right)^2 \bar{Z}_{(m)}^{(+)} \\
&= \frac{\bar{U}_{\text{ТОП}}^2 + \bar{U}_{\text{ТОП}} \bar{E}_{(m)}^{(+)}}{\bar{Z}_{(m)}^{(+)}},
\end{aligned} \tag{2.71}$$

$$\begin{aligned}
\bar{S}_{U(m)}^{(-)} &= \bar{S}_{E(m)}^{(-)} + \Delta \bar{S}^{(-)} = \bar{E}_{(m)}^{(-)} \cdot \bar{I}_{(m)}^{(-)} + \left(\bar{I}_{(m)}^{(-)} \right)^2 \bar{Z}_{(m)}^{(-)} \\
&= \bar{E}_{(m)}^{(-)} \frac{\bar{U}_{\text{ТОП}} - \bar{E}_{(m)}^{(-)}}{\bar{Z}_{(m)}^{(-)}} + \left(\frac{\bar{U}_{\text{ТОП}} - \bar{E}_{(m)}^{(-)}}{\bar{Z}_{(m)}^{(-)}} \right)^2 \bar{Z}_{(m)}^{(-)} \\
&= \frac{\bar{U}_{\text{ТОП}}^2 - \bar{U}_{\text{ТОП}} \bar{E}_{(m)}^{(-)}}{\bar{Z}_{(m)}^{(-)}}.
\end{aligned} \tag{2.72}$$

Из закона Кирхгофа очевидно, что измеренные мощности $S_{U(m)}^{(+)}$ и $S_{U(m)}^{(-)}$ являются суммами мощностей в ветвях НП своих подсистем (рисунок 2.19).

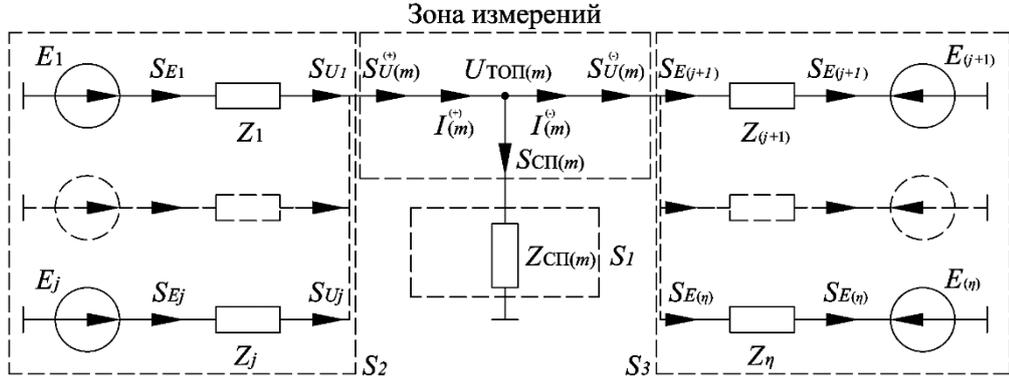


Рисунок 2.19 – Эквивалентная СЗТ ПС с подсистемами S_2 и S_3 в раскрытой форме

Очевидно, что для каждого j -го НП в подсистеме S_2 и S_3 можно выразить значение полной мощности в ТОП, как функцию параметров его ветви, по выражениям (2.71) и (2.72) соответственно:

$$\bar{S}_{Uj}^{(S_2)} = \frac{\bar{U}_{\text{ТОП}}^2 + \bar{U}_{\text{ТОП}} \bar{E}_j}{\bar{Z}_j}, \tag{2.73}$$

$$\bar{S}_{Uj}^{(S_3)} = \frac{\bar{U}_{\text{ТОП}}^2 - \bar{U}_{\text{ТОП}} \bar{E}_j}{\bar{Z}_j}. \tag{2.74}$$

И снова необходимо отметить, что эти значения полных мощностей не являются ФВ НП, но позволяют в границах подсистемы качественно оценить соотношение параметров ЭДС искажений каждого НП и его электрическую

удаленность от ТОП. Рассматривая отношение мощностей двух НП в подсистеме S_2 :

$$\frac{|\overline{S}_{Uj}^{(S_2)}|}{|\overline{S}_{Uj+1}^{(S_2)}|} = \frac{\left| \frac{\overline{U}_{\text{ТОП}}^2 + \overline{U}_{\text{ТОП}} \overline{E}_j}{\overline{Z}_j} \right|}{\left| \frac{\overline{U}_{\text{ТОП}}^2 + \overline{U}_{\text{ТОП}} \overline{E}_{j+1}}{\overline{Z}_{j+1}} \right|} = \left| \frac{\overline{Z}_{j+1}}{\overline{Z}_j} \right| \cdot \left| \frac{\overline{U}_{\text{ТОП}}^2 + \overline{U}_{\text{ТОП}} \overline{E}_j}{\overline{U}_{\text{ТОП}}^2 + \overline{U}_{\text{ТОП}} \overline{E}_{j+1}} \right|, \quad (2.75)$$

нельзя сказать точно ни то, в какой ветви значение ЭДС больше, ни в какой ветви ЭДС электрически ближе. При фиксированном соотношении электрических удаленностей ЭДС, рассматриваемых НП и напряжении в ТОП, знак «+» говорит, что если:

$$E_j > E_{j+1},$$

то генерируемая мощность в ветви j -го НП больше, чем ветви $(j + 1)$ -го, наоборот. Если при фиксированных значениях ЭДС и напряжения в ТОП:

$$Z_j < Z_{j+1},$$

то потери в ветви j -го НП больше, чем ветви $(j + 1)$ -го, и наоборот. Возможна и неоднозначная ситуация, когда:

$$E_j > E_{j+1}, \quad Z_j > Z_{j+1}.$$

При этом эффект влияния от соотношения этих параметров выражается значением измеренной полной мощности в ТОП, и если,

$$|\overline{S}_{Uj}^{(S_2)}| > |\overline{S}_{Uj+1}^{(S_2)}|,$$

то ФВ в долях мощности для этих двух ветвей имеют соотношение:

$$\Phi B_{j(m)}^S > \Phi B_{j+1(m)}^S.$$

При рассмотрении соотношении мощностей в ветвях НП в подсистеме S_3 :

$$\frac{|\overline{S}_{Uj}^{(S_3)}|}{|\overline{S}_{Uj+1}^{(S_3)}|} = \frac{\left| \frac{\overline{U}_{\text{ТОП}}^2 - \overline{U}_{\text{ТОП}} \overline{E}_j}{\overline{Z}_{j+1}} \right|}{\left| \frac{\overline{U}_{\text{ТОП}}^2 - \overline{U}_{\text{ТОП}} \overline{E}_{j+1}}{\overline{Z}_{j+1}} \right|} = \left| \frac{\overline{Z}_{j+1}}{\overline{Z}_j} \right| \cdot \left| \frac{\overline{U}_{\text{ТОП}}^2 - \overline{U}_{\text{ТОП}} \overline{E}_j}{\overline{U}_{\text{ТОП}}^2 - \overline{U}_{\text{ТОП}} \overline{E}_{j+1}} \right|, \quad (2.76)$$

наблюдается аналогичная ситуация, однако, знак «-» говорит, что, если,

$$|\overline{S}_{Uj}^{(S_3)}| > |\overline{S}_{Uj+1}^{(S_3)}|,$$

то ФВ в долях мощности для этих двух ветвей имеют соотношение:

$$\Phi B_{j(m)}^S < \Phi B_{j+1(m)}^S.$$

Иными словами, чем больше мощность в ветви НП в подсистеме S_2 (избыточной), тем больше ФВ это потребителя в долях полной мощности, и, наоборот, чем больше мощность в ветви НП в подсистеме S_3 (дефицитной), тем меньше его ФВ в долях полной мощности. Зная это, можно раскрыть неравенство (2.68), включив туда ФВ всех НП ПС, и составить его аналогично неравенству (2.55) для схемы, рассмотренной ранее на рисунке 2.19:

$$\Phi B_{1(m)}^S > \dots > \Phi B_{j(m)}^S > \Phi B_{j+1(m)}^S \dots > \Phi B_{\eta(m)}^S. \quad (2.77)$$

Основная проблема при таком анализе – это оценка ФВ внешней сети. Поскольку в ходе работы не был предложен какой-либо объективный критерий, позволяющий точно сказать, что внешняя сеть не вносит (или вносит) искажения, то возникает неопределенность. При этом возможно несколько случаев:

1) Достоверно известно, что тупиковая ПС снабжается ЭЭ от некоторой ЭСт через короткую ВЛ без каких-либо промежуточных отборов мощности в транзите, как это было рассмотрено на рисунке 2.12. В этом случае, пренебрегая возможной несимметрией сопротивления внешней сети при малой длине ВЛ, делается допущение, что ФВ внешней сети в долях полной мощности, $\Phi B_{ВШ}^S \rightarrow 0$.

2) Сделать подобного допущения нельзя, когда длина транзита большая, а рассматриваемая ПС является одним из промежуточных отборов мощности. В этом случае можно заключить, что ФВ внешней сети может быть не равен 0. При этом знак активной мощности в ветви внешней сети может быть различным:

а) Знак активной мощности положительный – внешняя сеть точно вносит искажения. Ветвь внешней сети входит в подсистему S_2 и неопределенность устраняется.

б) Знак активной мощности отрицательный. Ветвь внешней сети входит подсистему S_3 . Поскольку возможен частный режим, когда ПС удалена от ИП, а параметры внешней сети в силу хаотичности ее работы могут быть симметричны, то возможна ошибка. Поскольку ветвь внешней сети в этом случае не является доминирующим источником искажений, этой ошибкой можно пренебречь.

2.6 Формирование фактического вклада в долях полной мощности

Поскольку изначально полагалось, что критерием обоснованности любого оригинального подхода оценки ФВ в долях различных единиц измерения является учет влияния всех параметров, которые представлены в выражении ФВ в долях напряжения по (2.58), то необходимо проверить соответствие выражений (2.63), (2.64), (2.73) и (2.74) этому критерию.

При рассмотрении принципа формирования ФВ по (2.56) ранее был представлен список из трех параметров режима:

1) ЭДС искажения j -го НП. Исходя из формы выражения (2.56) справедливо заключить, что ФВ в долях напряжения линейно зависит от значения ЭДС искажения. В тоже время, форма выражений (2.63) и (2.64) не позволяют сделать заключение о линейной зависимости ФВ в долях полной мощности от ЭДС. Однако данные ФВ из измерений на ПС определить невозможно, поэтому они используются только для определения соотношения ФВ избыточной и дефицитной подсистемы, т.е. составления неравенства (2.61). Для того, чтобы качественно оценить ФВ внутри каждой подсистемы, используется отношение выражений (2.73) и (2.74), которые в свою очередь для заданного значения напряжения в ТОП зависят линейно от ЭДС искажений.

Причем, если $E_j \rightarrow 0$, то $\text{ФВ}_j^S \rightarrow 0\%$. Если $E_j \rightarrow \infty$, то $\text{ФВ}_j^S \rightarrow 100\%$.

2) Электрическая удаленность источника искажений в ветви j -го фидера. Функции (2.58), (2.63), (2.64), (2.73) и (2.74) гиперболически зависят от электрической удаленности ЭДС j -го НП.

Если $Z'_{j(m)} \rightarrow 0$ в выражении (2.55) или $Z_{(m)}^{(+)}, Z_{(m)}^{(-)} \rightarrow 0$ (в выражениях (2.63), (2.73) и (2.64), (2.74) соответственно), то ФВ j -го ЭДС в долях напряжения и полной мощности, $\text{ФВ}_j^U \rightarrow 100\%$ и $\text{ФВ}_j^S \rightarrow 100\%$.

Напротив, если $Z'_{j(m)} \rightarrow \infty$ в выражении (2.51) или $Z_{(m)}^{(+)}, Z_{(m)}^{(-)} \rightarrow \infty$ (в выражениях (2.63), (2.73) и (2.64), (2.74) соответственно), то ФВ j -го ЭДС в долях напряжения и полной мощности, $\text{ФВ}_j^U \rightarrow 0\%$ и $\text{ФВ}_j^S \rightarrow 0\%$.

3) Характеристика внешней сети для j -го фидера, определяемая параметром $Z_{экj(m)}$ по выражению (2.60).

При $Z_{экj(m)} \rightarrow 0$ для j -го фидера (либо растет мощность СП, либо ЭДС иного источника подключен к ТОП напрямую) ФВ в долях полной мощности, также $ФВ_j^S \rightarrow 0\%$, как и ФВ в долях напряжения $ФВ_j^U \rightarrow 0\%$,

И наоборот, если $Z_{экj(m)} \rightarrow \infty$ (либо снижается мощность СП, либо ЭДС иных источников электрически бесконечно удалены от ТОП), то ФВ рассматриваемого потребителя в долях полной мощности также $ФВ_j^S \rightarrow 100\%$, как и ФВ в долях напряжения $ФВ_j^U \rightarrow 100\%$.

Т.е. методы оценки ФВ в долях полной мощности и в долях напряжения учитывают влияние параметров рассматриваемой схемы идентичным образом, что позволяет заключить обоснованность предложенного подхода.

Очевидным недостатком такого подхода является невозможность количественной оценки ФВ, поскольку, как было сказано ранее, измеренные значения полных мощностей в границах ПС не являются ФВ потребителей, а лишь отражают их соотношение.

Учитывая минимальный набор исходных данных для анализа, возможно заключить, что предложенный подход является адекватным ему, т.е. работоспособным на практике. В дальнейшем он именуется **Методом оценки ФВ НП**, который вместе с Методом поиска НП формирует **Методику поиска источников несимметрии напряжения в точке общего присоединения подстанции и оценки их фактического влияния** в условиях дефицита исходных данных.

Блок-схема алгоритма Метода оценки ФВ НП потребителя в долях полной мощности представлена в приложении А.

2.7 Заключение по главе

Разработанный в п. 2.5. Метод оценки ФВ НП в искажение симметрии напряжения работоспособен в условиях крайнего дефицита исходных данных, однако для его применения требуется точно знать состав НП и СП ПС. В этом отношении он не отличается от всех ранее рассмотренных в 1-ой главе расчетных методов. Поскольку вывод Метода поиска НП предшествовал выводу оригинального Метода оценки ФВ НП, можно считать, что их совместное применение устраняет недостаток последнего и позволяет решить поставленную задачу – найти всех НП ПС и определить их ФВ в искажение симметрии напряжения в ТОП.

Поскольку разработка Метода поиска НП сопровождалась введением допущения о возможности линейной аппроксимации значений фазных токов и соответствующих им фазных коэффициентов для всех ветвей в СЗТ, необходимо количественно оценить возможные предельные значения методологической погрешности, связанной с этим допущением.

Для решения этой задачи далее в работе формируется библиотека математических моделей в ПВК *Matlab* и проводится их оценка.

2.8 Выводы по главе

1) Сформулированы основные положения теории наблюдаемости применительно к задаче оценки ФВ потребителя в искажение симметрии напряжения в ТОП ПС и проведен анализ наблюдаемости ЭС как функции выбора места контроля параметров режима. В результате стало ясно, что контроль параметров режима в границах РУ ПС оптимален с точки зрения минимально необходимого числа СИ, равного числу потребителей ПС.

2) Разработан критерий, разделяющий потребителей на СП и НП: при симметрии напряжения в ТОП соотношение значений фазных токов СП равно 1, а для НП это соотношение принимает любые произвольные значения. На основе этого критерия разработан Метод поиска НП. Приведено математическое доказательство работоспособности предложенного метода, включающее допущение о симметрии напряжения ИП, и доказана его оправданность для любой ПС в ЭС.

3) Рассмотрены проблемы оценки ФВ, связанные с выбором эталонного параметра для оценки долевого участия потребителя в искажение КЭЭ и несовершенством существующей нормативной базы, не содержащей самого понятия ФВ. Был сделан вывод, что наиболее предпочтительными являются методы оценки ФВ, которые ранжируют его в долях напряжения, и показан принцип формирования ФВ для данного эталонного параметра.

4) Метод поиска НП упрощает задачу оценки ФВ потребителей в долях напряжения в тех случаях, когда известны параметры трансформатора ПС, ВЛ и КЛ, отходящих от нее.

5) Для случаев, когда параметры КЛ и ВЛ и трансформатора неизвестны, применяется разработанный Метод оценки ФВ НП в долях полной мощности, измеренной в границах РУ ПС, который вместе с Методом поиска НП формирует методику, позволяющую проводить поиск НП и оценку их ФВ в несимметрию напряжения в ТОП в условиях недостатка исходных данных для анализа

ГЛАВА 3 МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Несмотря на то, что работоспособность предложенного метода поиска НП доказана математически, необходимо подтвердить его работоспособность экспериментально. Для этого дальнейшем в работе используются 2 среды моделирования - физическая и математическая.

Физическое моделирование проводится для обоснования концептуальной работоспособности метода и будет представлено позднее.

Математическое моделирование проводится для оценки погрешности метода в различных условиях.

Это разделение сделано потому, что математическая модель позволяет проводить над ней абсолютно любые операции, в то время как физическая не позволит сделать ряд необходимых экспериментов. Данная глава целиком посвящена описанию именно математической среды моделирования, применяемых моделей и их оценки посредством альтернативных расчетов, а в качестве среды выбран ПВК *Matlab SimPower Systems*, зарекомендовавший себя как надежное средство анализа ЭС в РФ и за рубежом.

Результатами работы над данной главой являются:

1) Методические указания по применению выбранного ПВК. В [36] представлены основные блоки этого комплекса, однако, не дается конкретных инструкций по их применению в зависимости от поставленных задач и не описывается их взаимодействие. Данные методические указания, представленные ниже, содержат полный набор инструкций по сборке и оценки модели ЭС в трех и однофазном исполнении, с применением различных видов нагрузки, а также указанию по процедуре ввода-вывода данных из модели (Приложение Б).

2) Оценка модели ПС, питающей НП, которая в дальнейшем будет использована для оценки предложенного метода и оценки его погрешности.

3.1 Matlab как средство моделирования процессов в энергосистеме

При выборе среды моделирования для оценки КЭЭ необходимо выбрать ПВК, способный не только производить расчет УР при линейных симметричных нагрузках, но и моделировать любой тип искажений напряжения и тока в сети и симулировать резонансные явления в ЭС, обеспечивая максимальную приближенность имитируемых процессов к реальности.

Структурно-компонентная база этого комплекса должна предусматривать переход от математического моделирования к физическому, а взаимодействие пользователя с системой должно сводиться к набору типовых операций.

Описанный список требований в наиболее формализованном виде представляет собой наличие следующих возможностей:

- 1) Математического и физического моделирования.
- 2) Влияния параметров математической модели на физическую модель и наоборот, т.е. интерфейсную взаимосвязь.
- 3) Задания нагрузки и генерации типовыми формами [31, 32, 37].
- 4) Вывода всего многообразия данных об ЭС.
- 5) Наблюдения текущей топологии ЭС.
- 6) Имитации переходных процессов, связанных как с изменением топологии ЭС, так и с изменением ее режима.

ПВК *Matlab* в полной мере удовлетворяет данным требованиям, однако, он не лишен некоторых недостатков:

- 1) Относительно высокая стоимость лицензионного соглашения.
- 2) Высокие системные требования, предъявляемые к ПК.
- 3) Отсутствие методических указаний по его применению.

Поскольку 1-ый и 2-ой недостатки не являются критичными для данной работы, необходимо сфокусироваться на устранении 3-го недостатка.

Для этой цели предлагается провести моделирование 2 условных ЭС:

- 1) ЭС 1. Трехфазная сеть низкого класса напряжения, питающая конечного потребителя с различными характеристиками нагрузок. При этом

полагается, что все элементы электрической схемы замещения ЭС представлены сосредоточенными параметрами (рисунок 3.1.а).

2) ЭС 2. Трехфазная системообразующая сеть (СОС) высокого класса напряжения (500 кВ). При этом полагается, что электрическая схема замещения ВЛ представлена распределенными параметрами (рисунок 3.1.б).

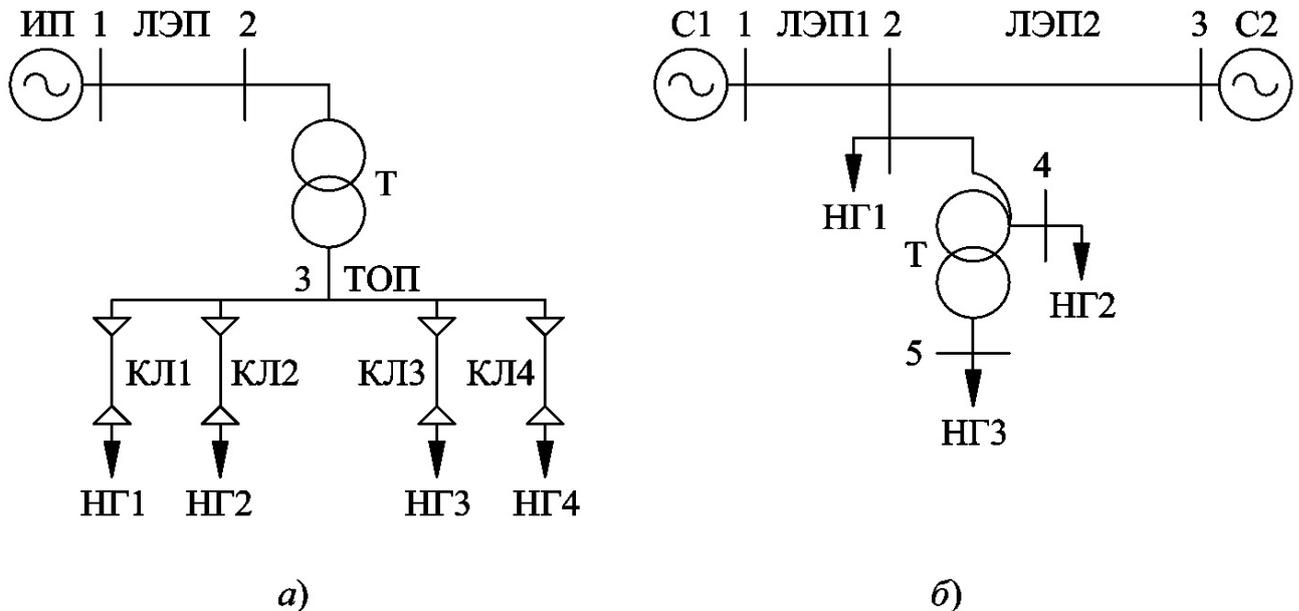


Рисунок 3.1 – Принципиальная схемы моделируемых ЭС: а) – ЭС 1; б) – ЭС 2.

Потребители 10 кВ (НГ1, НГ2, НГ3 и НГ4) подключены к ТОП (узел 3) через свои КЛ (КЛ1, КЛ2, КЛ3 и КЛ4). Трансформатор работает в режиме без перегрузок. ВЛ 110 кВ (ЛЭП), работающая в режиме передачи мощности больше натуральной, связана с ИП, представленный шиной бесконечной мощности (ШБМ).

В ЭС2 С1, представленная ШБМ, избыточна, С2, представленная генератором и эквивалентной нагрузкой. ЛЭП1 и 500 кВ представлена распределенными параметрами и работает в режиме передачи мощности меньше натуральной. Трансформатор работает в режиме без перегрузок. Режим работы по активной мощности ЛЭП2 произвольный и зависит от параметров нагрузки НГ1 (узел 2), нагрузки трансформатора и текущего режима работы С2.

Далее более подробно рассматриваются модели ЭС 1 и ЭС 2 и параметры режимов их работы, ориентируясь в моделировании на положения Приложения Б и [36].

3.2 Оценка моделей условных энергосистем и их элементов

Для оценки моделей условных ЭС предлагается применить следующий порядок действий:

План работ в ЭС 1 заключается в следующем:

- 1) Построение модели условной ЭС в *SPS* в симметричном УР наибольших нагрузок (НБ). Требования к режиму определяются согласно [38].
- 2) Построение модели условной ЭС в *Rastr* в симметричном УР НБ.
- 3) Сравнение результатов расчета УР двух моделей.
- 4) Имитация отклонения напряжения. Оценка отклонения напряжения на основе функционала *Matlab*.
- 5) Добавление в модель *SPS* несимметричной нагрузки. Оценка несимметрии тока и напряжения на основе функционала *Matlab*. Оценка результатов оценки.
- 6) Добавление в модель *SPS* нелинейной нагрузки. Оценка несинусоидальности тока и напряжения на основе функционала *Matlab*. Оценка результатов оценки.

План работ в ЭС 2 заключается в следующем:

- 1) Построение модели условной ЭС в *SPS* в симметричном установившемся режиме НБ. Требования к режиму определяются согласно [38].
- 2) Оценка зависимости параметров режима по реактивной мощности, напряжению и току в зависимости от значений протекаемой активной мощности в режиме наименьших нагрузок (НМ).
- 3) Оценка соответствия модели ручному расчету.

Все справочные данные параметрах электрических схем замещения силового оборудования получены из [39-45].

3.2.1 Оценка модели *Matlab* 1-ой условной энергосистемы для расчета симметричного установившегося режима

Для упрощения анализа принимаются следующие допущения:

- 1) Модели КЛ 10 кВ не имеют поперечных емкостей.
- 2) Модель ВЛ 110 кВ не имеет поперечных активных проводимостей.

- 3) Нагрузка задается постоянным сопротивлением.
- 4) СХН по частоте и напряжению не вводятся.
- 5) Соотношение задаваемой активной и реактивной мощности потребителей удовлетворяет значению $tg\varphi = 0,4$.

3.2.1.1 Расчет параметров ЭС 1 в двух ПВК

Принципиальная схема ЭС 1, представленная на рисунке 3.1.а, с учетом принятых допущений описывается элементами электрической схемы замещения, с параметрами, описанными в таблицах 3.1, 3.2, 3.3 и 3.4.

Таблица 3.1 – Параметры ИП

Название	$U_{ном}$, кВ	Тип	Q_{max} , Мвар	Q_{min} , Мвар	$L_{вн}$, Гн
ИП	121 кВ	P, U	9999	-9999	0,001

Таблица 3.2 – Параметры ЛЭП и КЛ

Название	$U_{ном}$, кВ	r_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	b_0 , мкСм/км	$n_{ц}$	l , км
ЛЭП	110	0,118	0,405	2,808	1	50
КЛ 1	10	0,124	0,106	нет	1	5
КЛ 2	10	0,0991	0,103	нет	1	6
КЛ 3	10	0,0754	0,099	нет	1	7
КЛ 4	10	0,0754	0,099	нет	1	8

Таблица 3.3 – Каталожные данные трансформатора

Название	$U_{ВНном}$, кВ	$U_{ННном}$, кВ	$S_{ном}$, кВА	R_T , Ом	X_T , Ом	$P_{xx} + Q_{xx}$, МВА
Т	115	10,5	40000	1,46	38,4	0,05+j0,26

Таблица 3.4 – Параметры нагрузки

Нагрузка	Тип	$U_{ном}$, кВ	$P_{ном}$, МВт	$Q_{ном}$, Мвар	Тип СХН
НГ 1	P, Q	10	6,3	2,52	нет
НГ 2	P, Q	10	7,6	3,04	нет
НГ 3	P, Q	10	9,0	3,6	нет
НГ 4	P, Q	10	9,2	3,68	нет

По данным из таблицы 3.2 согласно [48] проводится расчет сосредоточенных параметров моделей ВЛ и КЛ для *Rastr*:

$$R_{ВЛ} = \frac{r_{0\text{ВЛ}} \cdot l_{ВЛ}}{n_{ц\text{ВЛ}}} = \frac{0,118 \cdot 50}{1} = 5,9 \text{ Ом}$$

$$X_{ВЛ} = \frac{X_{0\text{ВЛ}} \cdot l_{ВЛ}}{n_{ц\text{ВЛ}}} = \frac{0,405 \cdot 50}{1} = 20,25 \text{ Ом}$$

$$B_{ВЛ} = b_{0 ВЛ} \cdot l_{ВЛ} \cdot n_{ц ВЛ} = 2,808 \cdot 50 \cdot 1 = 140,4 \text{ мкСм}$$

Параметры остальных линий рассчитаны аналогично (таблица 3.5).

Таблица 3.5 – Сосредоточенные параметры линий для расчета в ПВК *Rastr*

Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	R , Ом	X , Ом	B , мкСм
ЛЭП	110	5,900	20,250	140,4
КЛ 1	10	0,620	0,530	нет
КЛ 2	10	0,595	0,618	нет
КЛ 3	10	0,528	0,693	нет
КЛ 4	10	0,603	0,792	нет

По данным из таблицы 3.2 согласно Приложению Б проводится расчет сосредоточенных параметров моделей ВЛ и КЛ для *SPS*:

$$R_{ВЛ} = \frac{r_{0 ВЛ} \cdot l_{ВЛ}}{n_{ц ВЛ}} = \frac{0,118 \cdot 50}{1} = 5,9 \text{ Ом}$$

$$X_{ВЛ} = \frac{1}{2\pi f} \frac{X_{0 ВЛ} \cdot l_{ВЛ}}{n_{ц ВЛ}} = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 50} \frac{0,405 \cdot 50}{1} = 0,064 \text{ Гн}$$

$$\frac{C_{ВЛ}}{2} = \left(\frac{b_{0 ВЛ}}{2 \cdot \pi \cdot f} \cdot l_{ВЛ} \cdot n_{ц ВЛ} \right) \cdot \frac{1}{2} = \left(\frac{2,808}{2 \cdot \pi \cdot 50} \cdot 50 \cdot 1 \right) \cdot \frac{1}{2} = 0,224 \text{ мкФ}$$

Порядок расчета сосредоточенных параметров остальных линий аналогичен, результаты сведены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Сосредоточенные параметры линий для расчета в ПВК *Matlab-Simulink*

Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	R , Ом	L , Гн	C , мкФ*
ЛЭП	110	5,900	0,064	0,448
КЛ 1	10	0,620	0,0016879	нет
КЛ 2	10	0,595	0,0019682	нет
КЛ 3	10	0,528	0,0022070	нет
КЛ 4	10	0,603	0,0025223	нет

* – поперечная емкость на всю длину линии.

В модели *Rastr* активные и реактивные потери XX трансформатора моделируются в виде постоянного отбора мощности со стороны ВН. Значение коэффициента трансформации в принято равным номинальному. Остальные параметры схемы замещения трансформатора не требуют дополнительных расчетов [48] и сведены в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Параметры модели трансформатора для расчета в ПВК *Rastr*

Название	R_T , Ом	X_T , Ом	k_T , Ом	S_{XX} , МВА
T	1,46	38,4	0,0913	0,05+j0,26

По данным из таблицы 3.3 согласно Приложению Б рассчитываются параметры модели трансформатора для *SPS* (таблица 3.8):

$$R_{T\delta} = \frac{U_{T\text{НОМ}}^2}{S_{T\text{НОМ}}} = \frac{115\,000^2}{40\,000} = 330,625 \text{ Ом}$$

$$R_1 = R_2 = \frac{R_T}{R_{T\delta}} = \frac{1,46}{330,625} = 0,0044 \text{ о. е.}$$

$$L_1 = L_2 = \frac{X_T}{R_{T\delta}} = \frac{38,4}{330,625} = 0,116 \text{ о. е.}$$

$$R_m = \frac{S_{\text{НОМ}}}{P_{\text{хх}}} = \frac{40\,000\,000}{50\,000} = 800 \text{ о. е.}$$

$$L_m = \frac{S_{\text{НОМ}}}{Q_{\text{хх}}} = \frac{40\,000\,000}{260\,000} = 153,85 \text{ о. е.}$$

Таблица 3.8 – Параметры модели трансформатора для расчета в ПВК *Matlab-Simulink*

Название	R_{δ} , о. е.	$R_1 = R_2$, о. е.	$L_1 = L_2$, о. е.	R_m , о. е.	L_m , о. е.
T	330,625	0,0044	0,116	800	153,85

Определяются активное и реактивное сопротивление нагрузок:

$$R_{\text{НГ1}} = \frac{U_{\text{НОМ НГ1}}^2}{P_{\text{НОМ НГ1}}} = \frac{10\,000^2}{6,3 \cdot 10^6} = 15,87 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{НГ1}} = \frac{U_{\text{НОМ НГ1}}^2}{Q_{\text{НОМ НГ1}}} = \frac{10^2}{2,52 \cdot 10^6} = 39,68 \text{ Ом}$$

Расчет сопротивлений остальных нагрузок аналогичен (таблица 3.9).

Таблица 3.9 – Параметры модели нагрузки для расчета в ПВК *Rastr*

Нагрузка	$R_{\text{НГ}}$, Ом	$Q_{\text{НГ}}$, Ом
НГ1	15,87	39,68
НГ 2	13,16	32,89
НГ 3	11,11	27,78
НГ 4	10,87	27,17

Согласно Приложению Б, параметры нагрузки для модели *SPS* не требуют дополнительных вычислений. Данные, вносимые в модель, полностью соответствуют списку, представленному в таблице 3.4.

Для сравнения результатов расчета УР в двух ПВК принимаются следующие параметры режима:

- 1) Напряжение на стороне НН при заданной отпайке устройства регулирования под нагрузкой (РПН).
- 2) Активная и реактивная нагрузки и коэффициент мощности НГ.
- 3) Мощность активной нагрузки ИП и потери мощности на передачу.
- 4) Потери активной мощности на передачу ЭЭ.

Совпадение этих параметров позволяет судить о верности модели *Matlab* без анализа действующих значений и углов фазных токов, потерь мощности и т.д.

3.2.1.2 Результаты расчета УР ЭС 1 в ПВК *Matlab*

Принципиальная схема модели представлена на рисунке 3.2.

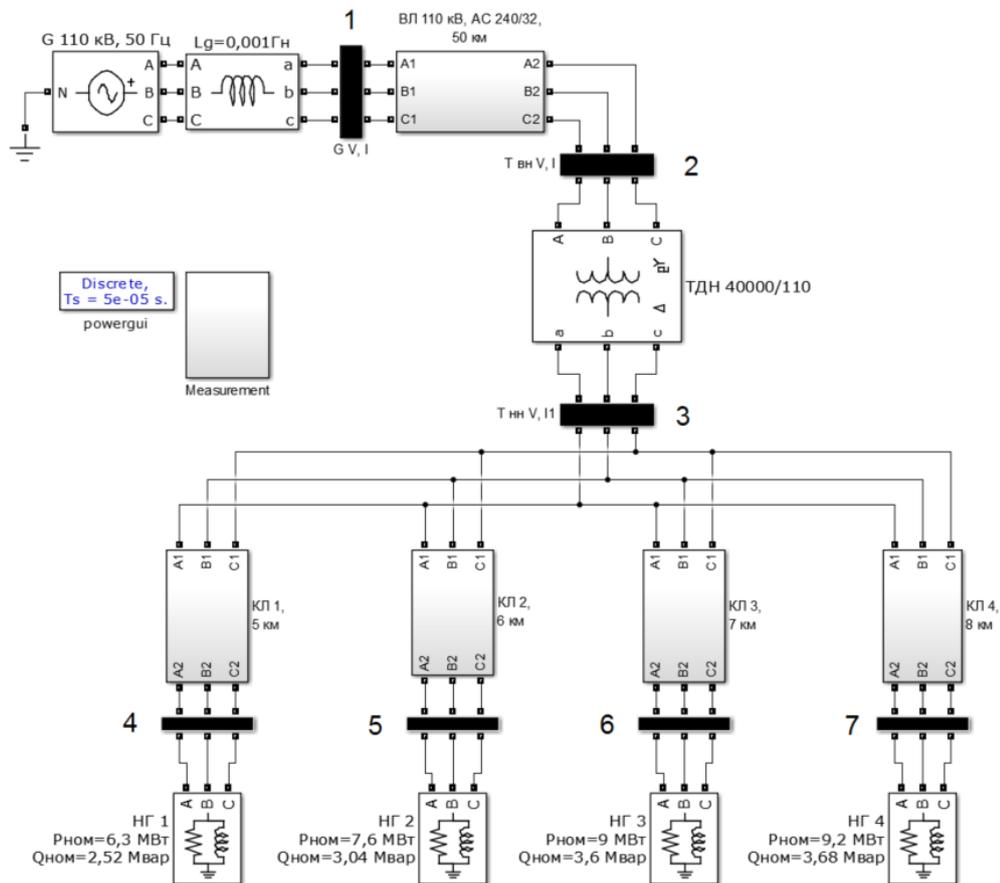


Рисунок 3.2 – Принципиальная схема модели ЭС 1

По результатам расчета УР в ПВК *Matlab* наблюдаются следующие параметры режима:

- 1) Уровень напряжения на стороне НН трансформатора при номере отпайки устройства РПН:

$$U_{\text{НН } \phi} = 10,54 \text{ кВ}, n_{\text{отп}} - \text{ не вводится}$$

Уровни напряжений в узлах схемы представлены в таблице 3.10

Таблица 3.10 – Напряжение в узлах схемы

Шина	ИП	НН	НГ1	НГ2	НГ3	НГ4
U , кВ	121	10,54	10,01	9,89	9,81	9,71
δ , °	0	77,66	76,68	76,06	75,35	75,01

2) Мощность нагрузок потребителей сведены в таблицу 3.11.

Таблица 3.11 – Фактическая нагрузка потребителей

Шина	P , МВт	Q , Мвар	$\cos\varphi$
НГ 1	6,31	2,525	0,93
НГ 2	7,44	2,98	0,93
НГ 3	8,67	3,47	0,93
НГ 4	8,67	3,47	0,93
ТОП	31,09	12,45	0,93

Анализ результатов, представленных в таблице 3.11, позволяет дать качественную оценку адекватности поведения моделей нагрузок. В сложившемся режиме только нагрузка НГ1 работает при номинальном напряжении, при этом ее потребление по активной и реактивной мощности с точностью до сотых долей соответствует номинальному показателю. Нагрузки НГ2, НГ3 и НГ4, работая при напряжениях ниже номинальных значений, потребляют активную и реактивную мощность, соответствующую снижению напряжения, что характерно при задании нагрузки постоянным сопротивлением

3) Активная мощность, принимаемая от источника питания, составляет:

$$P_{\text{ИП}} = 33,83 \text{ МВт}$$

4) Потери активной мощности на передачу ЭЭ в ЭС 1 составляют:

$$\Delta P = P_{\text{ИП}} - \sum P_{\text{НГ } i} = 33,83 - 31,09 = 2,74 \text{ МВт},$$

т.е. потери активной мощности на передачу ЭЭ в процентах от мощности ИП:

$$\frac{\Delta P}{P_{\text{ИП}}} \cdot 100\% = \frac{2,74}{33,83} \cdot 100\% = 8,1 \%$$

8,1 % потерь выше допустимого порога в 5% [33, 49], после которого возможно делать суждение об ошибке расчета или о хищении ЭЭ. Для исключения этих возможностей предлагается проанализировать потери активной мощности. Структура потерь во всей сети:

$$\Delta P = \sum \Delta P_{\text{КЛ}i} + \sum \Delta P_{\text{T}i} + \Delta P_{\text{Txx}} + \Delta P_{\text{ВЛ}}.$$

Потери мощности в КЛ, $\sum \Delta P_{\text{КЛ}i}$, можно определить как разность активной мощности стороны НН и суммарной мощности нагрузки потребителей:

$$\sum \Delta P_{\text{КЛ}i} = P_{\text{TНН}} - \sum P_{\text{НГ}i} = 32,8 - 31,09 = 1,71 \text{ МВт},$$

что в долях от общих потерь составляет:

$$\sum \delta P_{\text{КЛ}i} = \frac{\sum \Delta P_{\text{КЛ}i}}{\Delta P} \cdot 100\% = \frac{1,71}{2,74} \cdot 100\% = 62 \text{ \%}.$$

Потерю активной мощности в трансформаторе в симметричном режиме можно вычислить через значение фазного тока трансформатора на стороне ВН:

$$\sum \Delta P_{\text{T}i} = 6I_{\text{ВН}\phi}^2 R_{\text{T}} = 6 \cdot 199,3^2 \cdot 1,46 = 0,35 \text{ МВт},$$

что в долях от общих потерь составляет:

$$\sum \delta P_{\text{T}i} = \frac{\sum \Delta P_{\text{T}i}}{\Delta P} \cdot 100\% = \frac{0,35}{2,74} \cdot 100\% = 12,7 \text{ \%}.$$

Потери активной мощности на ХХ соответствуют каталожному значению:

$$\Delta P_{\text{Txx}} = 0,05 \text{ МВт},$$

что в долях от общих потерь составляет:

$$\delta P_{\text{Txx}} = \frac{\Delta P_{\text{Txx}}}{\Delta P} \cdot 100\% = \frac{0,05}{2,74} \cdot 100\% = 1,8 \text{ \%}.$$

Потери активной мощности в ВЛ можно вычислить через значение фазного тока, протекаемого в продольной ветви ее П-образной схемы:

$$\Delta P_{\text{ВЛ}} = 3I_{\text{ВЛ}\phi}^2 R_{\text{ВЛ}} = 3 \cdot 196,8^2 \cdot 1,46 = 0,685 \text{ МВт},$$

что в долях от общих потерь составляет:

$$\delta P_{\text{ТВЛ}} = \frac{\Delta P_{\text{ВЛ}}}{\Delta P} \cdot 100\% = \frac{0,685}{2,74} \cdot 100\% = 25 \text{ \%}$$

Наибольшую долю составляют потери на передачу (более 85%) ЭЭ. Высокие потери в линиях обусловлены большой длиной линии 110 кВ (50 км) и длинами КЛ (от 5 км и более). В целом, эти длины не соответствуют рекомендуемым в [33, 39-45] значениям. Они были специально выбраны, чтобы электрически удалить нагрузки от ИП. Это было сделано согласно рекомендациям

в Приложении Б и [36] для того, чтобы максимально снизить влияние идеального ИП на искажения, генерируемые потребителем в дальнейшем. При этом, доли потерь активной мощности на передачу и трансформацию ЭЭ в модели соответствуют нормальным значениям технических потерь реальных распределительных сетей (РС) России [49], т.е. доля активных потерь в 8,1% является результатом не ошибки в расчетах, а особенностью описанной модели.

3.2.1.3 Результаты расчета УР ЭС 1 в ПВК Rastr

В ПВК *Rastr* наблюдаются следующие параметры режима:

1) Уровень напряжения на стороне НН трансформатора при номере отпайки устройства РПН: $U_{\text{НН ф}} = 10,47$ кВ, $n_{\text{отп}} = -5$

Уровни напряжений в узлах схемы представлены в таблице 3.12

Таблица 3.12 – Напряжение в узлах схемы

Шина	ИП	НН	НГ1	НГ2	НГ3	НГ4
U , кВ	121	10,47	9,98	9,83	9,76	9,65
δ , °	0	77,51	76,42	75,92	75,17	74,95

2) Мощность нагрузок потребителей сведены в таблицу 3.13.

Таблица 3.13 – Фактическая нагрузка потребителей

Шина	P , МВт	Q , Мвар	$\cos\varphi$
НГ 1	6,29	2,49	0,93
НГ 2	7,42	2,95	0,93
НГ 3	8,60	3,40	0,93
НГ 4	8,61	3,40	0,93
ТОП	30,91	12,24	0,93

Анализ результатов, представленных в таблице 3.13, позволяет дать оценку адекватности поведения моделей нагрузок. В сложившемся режиме только нагрузка НГ1 работает при номинальном напряжении, а ее потребление соответствует номиналу. Нагрузки НГ2, НГ3 и НГ4, работая при напряжениях ниже номинальных значений, потребляют активную и реактивную мощность пропорционально уровню снижения напряжения, что характерно при задании нагрузки постоянным активным и реактивным сопротивлением

3) Активная мощность, принимаемая от источника питания, составляет:

$$P_{\text{ИП}} = 33,72 \text{ МВт}$$

4) Потери активной мощности на передачу ЭЭ в ЭС 1 составляют:

$$\Delta P = P_{\text{ИП}} - \sum P_{\text{НГ}i} = 33,72 - 30,91 = 2,81 \text{ МВт},$$

а относительная доля потерь активной мощности на передачу ЭЭ составляет:

$$\frac{\Delta P}{P_{\text{ИП}}} \cdot 100\% = \frac{2,81}{33,72} \cdot 100\% = 8,3 \%$$

Как видно, при расчете УР в *Rastr* наблюдается некоторое расхождение контролируемых показателей по сравнению с расчетом *Matlab*. Необходимо провести сравнение соответствующих показателей.

3.2.1.4 Сравнение результатов расчета УР в двух ПВК

Анализ контролируемых параметров режима в двух ПВК выявил некоторые расхождения между ними. Несмотря на то, что эти расхождения не велики, необходимо объяснить их причины.

1) Напряжение в ТОП при номере отпайки устройства РПН:

В ПВК *Rastr*: $U_{\text{НН}\phi} = 10,47 \text{ кВ}$, $n_{\text{отп}} = -5$

В ПВК *Matlab*: $U_{\text{НН}\phi} = 10,54 \text{ кВ}$, $n_{\text{отп}}$ – не вводится

$$\delta = \frac{U_{\text{НН}\phi \text{ Matlab}} - U_{\text{НН}\phi \text{ Rastr}}}{U_{\text{НН}\phi \text{ Matlab}}} \cdot 100\% = \frac{10,54 - 10,47}{10,54} \cdot 100\% = 0,66 \%$$

Погрешность объясняется различными подходами в моделировании устройства РПН: в *Matlab* нет его модели, поэтому для изменения коэффициента трансформации необходимо менять значение номинального напряжения обмотки ВН, а *Rastr* этот параметр меняется путем изменения коэффициента трансформации ветви трансформатора без влияния на остальные параметры. При этом малая разница значений позволяет использовать модель *Matlab*.

2) Фактического потребления активной и реактивной мощности НГ.

В ПВК *Rastr*: $\sum P_{\text{НГ}i} = 31,09 \text{ МВт}$, $\sum Q_{\text{НГ}i} = 12,45 \text{ Мвар}$

В ПВК *Matlab*: $\sum P_{\text{НГ}i} = 30,91 \text{ МВт}$, $\sum Q_{\text{НГ}i} = 12,24 \text{ Мвар}$

$$\delta_P = (31,09 - 30,91)/31,09 \cdot 100\% = 0,61 \%$$

$$\delta_Q = (12,45 - 12,24)/12,45 \cdot 100\% = 1,69 \%$$

При разных напряжениях в ТОП потребление НГ отличается, но, поскольку погрешность незначительна, ей можно пренебречь.

3) Значения мощности, принимаемой от источника питания:

В ПВК *Rastr*: $P_{ИП} = 33,72$ МВт

В ПВК *Matlab*: $P_{ИП} = 33,83$ МВт

$$\delta P_{ИП} = \frac{33,83 - 33,72}{33,83} \cdot 100\% = 0,33 \%$$

Разное значение потребления НГ обуславливает различие значений напряжений в узлах, а, значит, и потерь активной и реактивной мощности, которые влияют на мощность передаваемую ИП. Поскольку погрешность составила менее 0,5% (меньше погрешности исходных данных), ей также можно пренебречь. Таким образом, можно заключить:

1) Предложенная модель в *Matlab* справедлива, а результаты расчета УР точны.

2) Техническая осуществимость предложенной модели подтверждена.

В дальнейшем предлагается использовать описанную модель для анализа ПКЭ, ФВ потребителя в искажения КЭЭ и других параметров.

3.2.2 Оценка моделей искажающих нагрузок

Необходимо сформулировать методику оценки параметров несимметричной и нелинейной нагрузки, их влияния на внешнюю сеть. В данном разделе предлагается обзор возможностей *Matlab* в части оценки ПКЭ, а именно:

1) Наблюдение режима при наличии искажений КЭЭ.

2) Оценка предложенных моделей нагрузок с различными характеристиками искажения ПКЭ.

3) Систем анализа измеряемых параметров режима и ПКЭ.

3.2.2.1 Оценка модели несимметричной нагрузки

Для оценки ПКЭ, связанных с несимметрией напряжения, используется модель несбалансированного пофазного потребления ЭЭ – НГ1 неравномерно потребляет мощность по фазам *a*, *b*, и *c* (таблица 3.14).

Таблица 3.14 – Параметры нагрузки

Нагрузка		Тип	$U_{НОМ}$, кВ	$P_{НОМ}$, МВт	$Q_{НОМ}$, Мвар	Тип СХН
НГ1	фаза a	P, Q	5,77	3,15	1,26	нет
	фаза b		5,77	1,9	0,76	
	фаза c		5,77	1,26	0,5	
НГ 2		P, Q	10	7,6	3,04	нет
НГ 3		P, Q	10	9,0	3,6	нет
НГ 4		P, Q	10	9,2	3,68	нет

Сопротивления фаз рассчитываются согласно приложению Б (таблица 3.15).

Таблица 3.15 – Параметры сопротивлений несимметричной нагрузки

Нагрузка		Тип	$U_{НОМ}$, кВ	R , Ом	X , Ом	Тип СХН
НГ1	фаза a	$Z=const$	10	10,58	26,46	нет
	фаза b		10	17,54	43,86	
	фаза c		10	26,46	66,67	

Принципиальная схема модели ЭС 1 с несимметричной нагрузкой НГ1 представлена на рисунке 3.3.

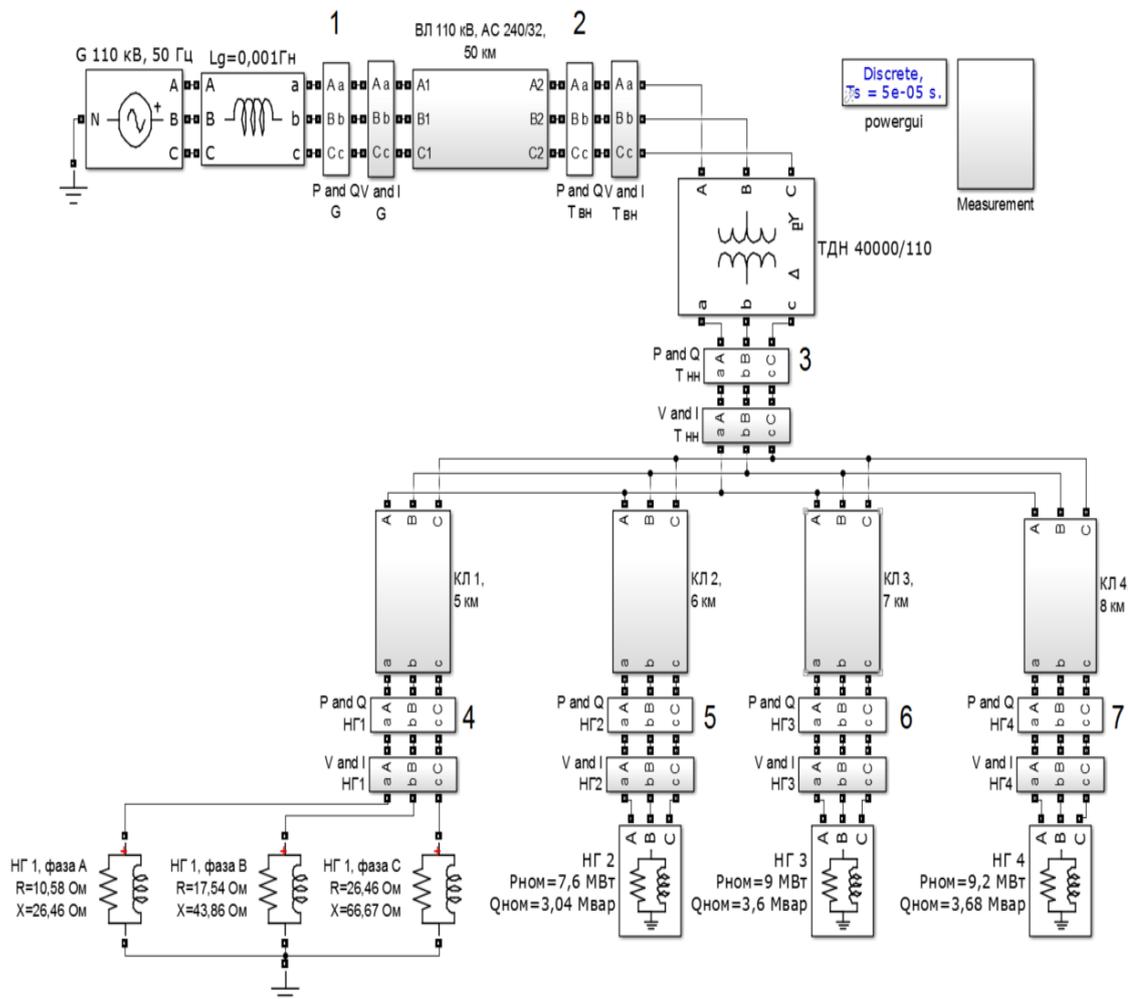


Рисунок 3.3 – Принципиальная схема модели ЭС 1 с несимметричной нагрузкой НГ1

Оценка параметров несимметричного режима проводится блоками измерений «Power (Positive Sequence)», «Power» и «3-Phase Sequence Analyzer» для вычисления трехфазной активной и реактивной мощности прямой последовательности, мощности трех последовательностей по каждой из фаз и амплитуд и фаз напряжений и токов последовательностей соответственно.

Расчет коэффициентов несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательности проводится согласно [6]. Для проверки результата используется эмпирическая формула из [6]:

$$\varepsilon = \frac{U_{AB}^4 + U_{AC}^4 + U_{CB}^4}{(U_{AB}^2 + U_{AC}^2 + U_{CB}^2)^2}, \quad (3.1)$$

$$K_{2U} = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\varepsilon}}{1 + \sqrt{3 + 6\varepsilon}}} \cdot 100\%, \quad (3.2)$$

где U_{AB}, U_{BC}, U_{CA} – действующие значения междуфазных напряжений.

Согласно измерениям с помощью блоков анализа режима МСС, в узлах сети зафиксированы значения междуфазных напряжений, фазных напряжений прямой, обратной и нулевой последовательностей и соответствующих коэффициентов несимметрии напряжения (таблица 3.16).

Таблица 3.16 – Несимметрия напряжения в узлах ЭС 1 согласно измерениям *Matlab*

Шина	U_{AB} , кВ	U_{BC} , кВ	U_{CA} , кВ	U_1 , В	U_2 , В	U_0 , В	K_{2U} , %*	K_{0U} , %*
НГ1	9,846	10,23	10,19	8237	198,7	513	2,41	6,29
НГ2	9,795	9,945	9,982	8089	92,99	395,9	1,15	4,89
НГ3	9,773	9,923	9,959	8071	92,78	395	1,14	4,87
НГ4	9,663	9,811	9,847	7980	91,74	390,6	1,13	4,84
Тнн	10,49	10,65	10,69	8662	99,58	424	1,16	4,9
Твн	115,1	115,2	115,6	94150	249	0	0,26	0
ИП	121	121	121	98790	0	0	0	0

* – практически полное равенство значений справедливо из-за погрешности округлений.

Анализируя результаты измерений в таблице 3.16 можно сделать выводы:

- 1) При электрическом приближении к ИП влияние несимметричной нагрузки снижается, а на шинах ИП наблюдается симметрия напряжения.
- 2) Токи и напряжения нулевой последовательности наблюдаются только в сети 10 кВ, поскольку тип трансформатора – Y/Δ.

По выражениям (3.1) и (3.2) проводится альтернативная оценка несимметрии напряжения по [6] на шинах нагрузки НГ1:

$$\beta_{\text{НГ1}} = \frac{U_{AB \text{ НГ1}}^4 + U_{AC \text{ НГ1}}^4 + U_{CB \text{ НГ1}}^4}{(U_{AB \text{ НГ1}}^2 + U_{AC \text{ НГ1}}^2 + U_{CB \text{ НГ1}}^2)^2} = \frac{9,846^4 + 10,23^4 + 10,19^4}{(9,846^2 + 10,23^2 + 10,19^2)^2} = 0,333717814$$

$$K_{2U \text{ НГ1}} = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta_{\text{НГ1}}}}{1 + \sqrt{3 + 6\beta_{\text{НГ1}}}}} \cdot 100\% = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6 \cdot 0,333717814}}{1 + \sqrt{3 + 6 \cdot 0,333717814}}} \cdot 100\% = 2,4 \%$$

Относительная погрешность по сравнению с МСС составляет:

$$\delta K_{2U} = \frac{K_{2U \text{ НГ1}}^{\beta} - K_{2U \text{ НГ1}}^{\text{МСС}}}{K_{2U \text{ НГ1}}^{\beta}} \cdot 100\% = \frac{2,41 - 2,4}{2,41} \cdot 100\% = 0,41\%$$

Порядок расчета в остальных узлах аналогичен (таблица 3.17).

Таблица 3.17 – Несимметрия напряжения в узлах ЭС 1

Шина	U_{AB} , кВ	U_{BC} , кВ	U_{CA} , кВ	K_{2U} , %	δ , %
НГ1	9,846	10,23	10,19	2,41	0,41
НГ2	9,795	9,945	9,982	1,15	~ 0
НГ3	9,773	9,923	9,959	1,15	~ 0
НГ4	9,663	9,811	9,847	1,15	~ 0
Тнн	10,49	10,65	10,69	1,15	~ 0
Твн	115,1	115,2	115,6	0,26	~ 0
ИП	121	121	121	0	0

При данном уровне напряжений в узлах ЭС в каждой из фаз в УР наблюдается неравномерная их загрузка по активной мощности (таблица 3.18).

Таблица 3.18 – Неравномерная загрузка фаз ЭС 1

Шина	P_A , МВт	P_B , МВт	P_C , МВт	P_{Σ} , МВт	$P_{\Sigma(1)}$, МВт	$P_{\Sigma} - P_{\Sigma(1)}$, МВт
НГ1	2,752	1,951	1,47	6,173	6,272	-0,099
НГ2	2,543	2,817	3,102	8,462	8,44	0,022
НГ3	2,649	2,935	3,232	8,816	8,794	0,022
НГ4	2,647	2,932	3,23	8,809	8,787	0,022
Тнн	11,25	11,24	11,65	34,14	34,11	0,03
Твн	11,97	11,52	10,98	34,47	34,46	0,01
G	12,22	11,78	11,2	35,2	-	-

Из таблицы 3.18 видно, что:

1) На шине потребителя НГ1 наиболее загруженной фазой является фаза *a*, в то время как во всех других узлах наиболее загруженной является фаза *c*, что соответствует значениям исходных данных.

2) Мощность источника питания возросла по сравнению с симметричным режимом из-за увеличения потребления симметричных нагрузок, работающих при более высоком напряжении.

3) Характерно, что разность трехфазной мощности и мощности прямой последовательности меньше нуля на шинах несимметричной нагрузки. И, наоборот, больше нуля для симметричной нагрузки.

Полученные результаты позволяют заключить корректность предложенной модели несимметричной нагрузки

3.2.2.2 Оценка модели нелинейной нагрузки

Для моделирования нелинейной нагрузки предлагается использовать идеальные источники тока частот высших гармоник, как показано в Приложении Б. В данном разделе рассматривается питание нелинейной нагрузки постоянного тока, подключенной через трехфазный диодный мост. Гармонический ряд данной нагрузки описывается следующим соотношением [50, 51]:

$$n = 6k \pm 1, \quad (3.3)$$

где n – порядок гармоники, а k – принимает целочисленные значения.

Для снижения объемов расчета используется значение $k = 1$, т.е. рассматриваются гармоники порядка $n = 6 \pm 1 = [5, 7]$. Данный тип нагрузки задается значениями амплитуд, начальных фаз и частот источников тока исследуемых гармоник [54] (таблица 3.19). Принимаются следующие допущения:

- 1) Активное сопротивление проводов ВЛ и КЛ не зависит от частоты.
- 2) ИП всегда обеспечивает идеальные синусоиды фазных напряжений.

Таблица 3.19 – Параметры нагрузки потребителя НГ 1

n	$P_{\text{пок}}, \text{МВт}$	$Q_{\text{пок}}, \text{Мвар}$	$R_{\text{иск}}, \text{Ом}^*$	$I_a, \text{А}$	$\varphi_a, ^\circ$	$I_b, \text{А}$	$\varphi_b, ^\circ$	$I_c, \text{А}$	$\varphi_c, ^\circ$
1	6,3	2,52	-	-	-	-	-	-	-
5	-	-	0,01	120	0	120	-120	120	120
7	-	-	0,01	60	5	60	-115	60	125

* – сопротивление выключателя, включающего искажающую часть нагрузки.

Исследуемая модель ЭС 1 представлена на рисунке 3.4. Характерным является инверсная ориентировка блока измерения тока и напряжения «*V and I*, НГ1_{иск}» на шине 4.б, поскольку полагается, что за положительное направление протекание токов высших гармоник принято направление от потребителя.

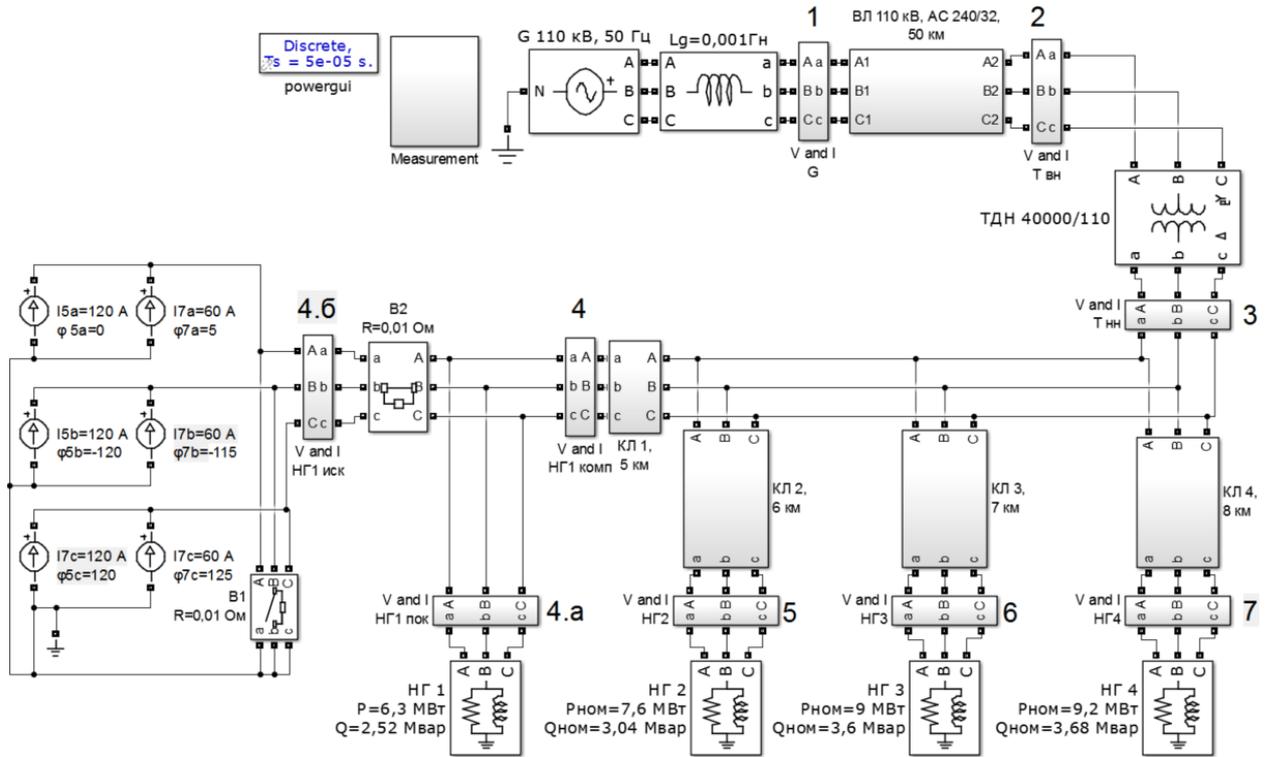


Рисунок 3.4 – Принципиальная схема модели ЭС 1 с нелинейной нагрузкой НГ1_{иск} в составе комплексной нагрузки НГ1_{компл}

При использовании подобной модели искажающей нагрузки следует подробнее исследовать узел 4 (однофазная схема представлена на рисунке 3.5):

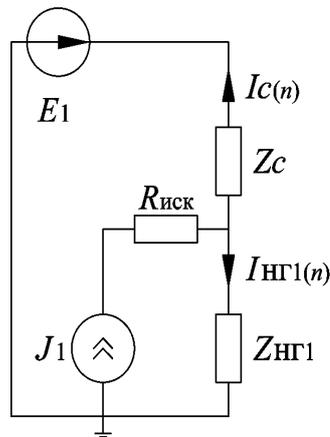


Рисунок 3.5 – Однофазная схема узла 4 на частоте гармоники порядка *n*

Из 1-го Закона Кирхгофа следует, что:

$$J_1(n) = I_{НГ1(n)} + I_{c(n)}. \tag{3.4}$$

Согласно формуле разброса:

$$I_{c(n)} = J_{1(n)} \cdot Z_{\text{НГ1}(n)} / (Z_{\text{НГ1}(n)} + Z_{c(n)}) \quad (3.5)$$

откуда можно определить эквивалентное сопротивление системы:

$$Z_{c(n)} = Z_{\text{НГ1}(n)} \cdot J_{1(n)} / I_{c(n)} - Z_{\text{НГ1}(n)}. \quad (3.6)$$

Эквивалентное сопротивление системы относительно узла нагрузки можно определить на основании измерений в этом узле. Тогда для расчета мощности потребления на частоте каждой гармоники используется выражение:

$$P_{(n)} = 3 \cdot I_{\phi(n)}^2 \cdot Z_{(n)}, \quad (3.7)$$

где P_n – активная мощность гармоники порядка n , а $I_{\phi(n)}$ – действующее значение фазного тока гармоники порядка n , протекающего в ветви, а $Z_{(n)}$ – эквивалентное сопротивление этой ветви.

Баланс активной мощности для узла нагрузки принимает вид:

$$P_{(n)} - P_{c(n)} - P_{\text{НГ1}(n)} = 0, \quad (3.8)$$

где $P_{(n)}$ – мощность искажений, генерируемая нелинейной частью нагрузки, $P_{c(n)}$ – часть мощности искажений, протекающей во внешнюю сеть, $P_{\text{НГ}(n)}$ – мощность искажений, протекающая в линейную часть нагрузки. Тогда,

$$-P_{c(n)} = -P_{(n)} + P_{\text{НГ1}(n)}, \quad (3.9)$$

что согласно выражению (3.7) в симметричном режиме возможно описать, как:

$$-P_{c(n)} = -3 \cdot J_{1(n)}^2 \cdot R_{\text{иск}} + 3 \cdot I_{\text{НГ1}(n)\phi}^2 \cdot Z_{\text{НГ1}(n)}. \quad (3.10)$$

Результаты расчета УР по активной мощности представлены в таблице 3.20, по реактивной – в таблице 3.21.

Таблица 3.20 – Параметры УР по активной мощности

Узел	n	$U_a, \text{В}$	$I_a, \text{А}$	$\varphi_a, ^\circ$	$P_a, \text{Вт}$	$P_\Sigma, \text{Вт}$	$K_{U(n)}, \%$	$K_{I(n)}, \%$
4.а	1	5667	384,5	21,8	$2,023 \cdot 10^6$	$6,068 \cdot 10^6$	-	-
	5	368,5	23,9	4,57	$8,56 \cdot 10^3$	$25,77 \cdot 10^3$	6,5	6,06
	7	224,1	14,5	3,25	$3,17 \cdot 10^3$	$9,498 \cdot 10^3$	3,96	3,68
4.б	1	5667	0,001	180	-10,73	-32,2	-	-
	5	369	84,82	52,04	$19,26 \cdot 10^3$	$57,79 \cdot 10^3$	6,512	$+\infty^*$
	7	224,4	42,4	50,3	$6,07 \cdot 10^3$	$18,21 \cdot 10^3$	3,96	$+\infty^*$
4	1	5667	384,5	21,8	$2,023 \cdot 10^6$	$6,068 \cdot 10^6$	-	-
	5	368,5	71,22	-113,9	$-10,61 \cdot 10^3$	$-31,82 \cdot 10^3$	6,5	18,52
	7	224,1	34,37	-112,1	$-2,89 \cdot 10^3$	$-8,675 \cdot 10^3$	3,95	8,94

Продолжение таблицы 3.20 – Параметры УР по активной мощности

5	1	5,570	508,1	19,47	$2,67 \cdot 10^6$	$8 \cdot 10^6$	-	-
	5	163,6	14,11	4,03	$2,3 \cdot 10^3$	$6,905 \cdot 10^3$	2,94	2,78
	7	89,08	7,68	2,83	$0,83 \cdot 10^3$	$2,49 \cdot 10^3$	1,6	1,51
6	1	5558	538,8	21,8	$2,78 \cdot 10^6$	$8,34 \cdot 10^6$	-	-
	5	161,7	14,61	4,52	$2,35 \cdot 10^3$	$7,064 \cdot 10^3$	2,91	2,41
	7	87,38	7,88	3,2	$0,69 \cdot 10^3$	$2,06 \cdot 10^3$	1,57	1,46
7	1	5495	544,5	21,8	$2,78 \cdot 10^6$	$8,33 \cdot 10^6$	-	-
	5	158	14,59	4,55	$2,3 \cdot 10^3$	$6,9 \cdot 10^3$	2,88	2,7
	7	84,54	7,79	3,19	$0,66 \cdot 10^3$	$1,97 \cdot 10^3$	1,54	1,43
3	1	5965	1975	23,24	$10,83 \cdot 10^6$	$32,47 \cdot 10^6$	-	-
	5	180,4	42,77	-91,24	$-0,17 \cdot 10^3$	$-0,5 \cdot 10^3$	3,02	2,17
	7	101	16,98	-90,92	$-0,03 \cdot 10^3$	$-0,09 \cdot 10^3$	1,7	0,86
2	1	66750	196,6	33,53	$10,83 \cdot 10^6$	$32,83 \cdot 10^6$	-	-
	5	441,8	4,234	-93,51	$-0,12 \cdot 10^3$	$-0,34 \cdot 10^3$	0,66	2,153
	7	254	1,69	-92,39	$-0,03 \cdot 10^3$	$-0,09 \cdot 10^3$	0,38	0,85
1	1	69860	191,3	33,38	$11,16 \cdot 10^6$	$33,48 \cdot 10^6$	-	-
	5	0,4	4,39	-203,6	-0,593	-1,78	~0	2,29
	7	0,5	1,81	-201,4	-0,25	-0,75	~0	0,94

Таблица 3.21 – Параметры УР по реактивной мощности

Узел	n	$U_a, В$	$I_a, А$	$\varphi_a, ^\circ$	$Q_a, Вт$	$Q_\Sigma, Вт$	$K_{U(n)}, \%$	$K_{I(n)}, \%$
4.a	1	5667	384,5	21,8	$0,81 \cdot 10^6$	$2,43 \cdot 10^6$	-	-
	5	368,5	23,9	4,57	$0,68 \cdot 10^3$	$2,04 \cdot 10^3$	6,5	6,06
	7	224,1	14,5	3,25	$0,18 \cdot 10^3$	$0,54 \cdot 10^3$	3,96	3,68
4.б	1	5667	0,001	180	-0,043	0	-	-
	5	369	84,82	52,04	$24,67 \cdot 10^3$	$74,03 \cdot 10^3$	6,512	$+\infty^*$
	7	224,4	42,4	50,3	$7,33 \cdot 10^3$	$21,99 \cdot 10^3$	3,96	$+\infty^*$
4	1	5667	384,5	21,8	$0,81 \cdot 10^6$	$2,43 \cdot 10^6$	-	-
	5	368,5	71,22	-113,9	$-24 \cdot 10^3$	$-72 \cdot 10^3$	6,5	18,52
	7	224,1	34,37	-112,1	$-7,14 \cdot 10^3$	$-21,42 \cdot 10^3$	3,95	8,94
5	1	5,570	508,1	19,47	$0,94 \cdot 10^6$	$2,83 \cdot 10^6$	-	-
	5	163,6	14,11	4,03	$0,16 \cdot 10^3$	$0,49 \cdot 10^3$	2,94	2,78
	7	89,08	7,68	2,83	$0,83 \cdot 10^3$	$0,1 \cdot 10^3$	1,6	1,51
6	1	5558	538,8	21,8	$1,11 \cdot 10^6$	$3,34 \cdot 10^6$	-	-
	5	161,7	14,61	4,52	$0,19 \cdot 10^3$	$0,56 \cdot 10^3$	2,91	2,41
	7	87,38	7,88	3,2	$0,037 \cdot 10^3$	$0,11 \cdot 10^3$	1,57	1,46
7	1	5495	544,5	21,8	$1,11 \cdot 10^6$	$3,33 \cdot 10^6$	-	-
	5	158	14,59	4,55	$0,18 \cdot 10^3$	$0,55 \cdot 10^3$	2,88	2,7
	7	84,54	7,79	3,19	$0,036 \cdot 10^3$	$0,11 \cdot 10^3$	1,54	1,43
3	1	5965	1975	23,24	$4,67 \cdot 10^6$	$13,97 \cdot 10^6$	-	-
	5	180,4	42,77	-91,24	$-7,71 \cdot 10^3$	$-23,14 \cdot 10^3$	3,02	2,17
	7	101	16,98	-90,92	$-1,72 \cdot 10^3$	$-5,15 \cdot 10^3$	1,7	0,86

Продолжение таблицы 3.21 – Параметры УР по реактивной мощности

2	1	66750	196,6	33,53	$7,24 \cdot 10^6$	$21,73 \cdot 10^6$	-	-
	5	441,8	4,234	-93,51	$-7,71 \cdot 10^3$	$-5,6 \cdot 10^3$	0,66	2,153
	7	254	1,69	-92,39	$-0,43 \cdot 10^3$	$-1,28 \cdot 10^3$	0,38	0,85
1	1	69860	191,3	33,38	$7,36 \cdot 10^6$	$22,07 \cdot 10^6$	-	-
	5	0,4	4,39	-203,6	-0,04	-0,12	~0	2,29
	7	0,5	1,81	-201,4	-0,03	0,09	~0	0,94

По результатам измерений можно сделать следующие выводы:

1) Активная мощность на частотах высших гармоник в узлах линейной нагрузки (узлы 5, 6 и 7) имеет то же направление протекания, что и мощность на основной частоте, а во внешней сети (ветвь 1-2 и 2-3) протекает в противоположном направлении относительно мощности основной частоты.

2) Активная мощность высших гармоник в узле НГ1 имеет обратное направление протекания относительно мощности основной частоты. Баланс активной мощности для гармоники $n = 5$ по выражению (3.9) составляет:

$$-P_{c(5)} = -P_{(5)} + P_{НГ1(5)} = -57,79 + 25,77 = 32,12 \text{ кВт}$$

Из измерений это значение $P_{c(5)} = -31,82$ кВт. Разница полученных результатов не является следствием погрешности измерений, а объясняется потерей активной мощности на сопротивлении $R_{иск}$ ветви нелинейной нагрузки:

$$\Delta P_{иск(5)} = 3 \cdot I_{a(5)}^2 \cdot R_{иск} = 3 \cdot 84,82^2 \cdot 0,01 = 215,83 \text{ Вт}$$

В результате, баланс активной мощности на частоте 5-ой гармоники:

$$\begin{aligned} -P_{c(5)}^{уточ} &= -(P_{(5)} - \Delta P_{иск}) + P_{НГ1(5)} = -P_{(5)} + P_{НГ1(5)} + \Delta P_{иск(5)} \\ &= -57,79 + 25,77 + 0,215 = -31,84 \text{ кВт.} \end{aligned}$$

Разница полученных значений,

$$\delta P_{c(5)} = \left| \frac{-P_{c(5)}^{уточ} - (-P_{c(5)})}{-P_{c(5)}^{уточ}} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{-31,84 - (-31,82)}{-31,84} \right| \cdot 100\% = 0,06\%.$$

В таблице 3.22. представлены результаты расчета УР для 7-ой гармоники.

Таблица 3.22 – Баланс активной мощности в узле 4 ($n=7$)

$P_{c(7)}$, кВт	$P_{(7)}$, кВт	$P_{НГ(7)}$, кВт	$\Delta P_{иск(7)}$, Вт	$P_{c(7)}^{уточ}$, кВт	$\delta P_{c(7)}$, %
-8,67	18,21	9,498	53,93	-8,66	0,11%

Можно заключить, что баланс активной мощности на частотах высших гармоник рассчитан верно, а представленная модель – адекватна.

3.2.3 Оценка модели Matlab 2-й условной энергосистемы

Для оценки данной модели на первом этапе необходимо описать каждый элемент системы ЭС 2. Промежуточная ПС характеризуется неравномерным потреблением мощности по месяцам (таблица 3.23).

Таблица 3.23 – Потребление промежуточной ПС по месяцам

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$P_{ПС}$, МВт	400	280	280	200	200	200	120	120	200	280	400	400

На ПС установлено 2 автотрансформатора марки $2 \times (3 \times \text{АОДЦТН-167000/500/220})$. Его каталожные данные приведены в таблице 3.24.

Таблица 3.24 – Параметры автотрансформатора

Тип	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$U_{\text{НОМ}}$, кВ			Расчетные данные					
		ВН	СН	НН	$R_{\text{ВН}}$, Ом	$R_{\text{СН}}$, Ом	$R_{\text{НН}}$, Ом	$X_{\text{ВН}}$, Ом	$X_{\text{НН}}$, Ом	ΔQ_x , квар
АОДЦТН 167000/50 0/220	167	$\frac{500}{\sqrt{3}}$	$\frac{220}{\sqrt{3}}$	11	0,65	0,32	2,8	61,1	113,5	2004

Система С1 – это гидроэлектростанция (ГЭС), передающая в линию мощность по месяцам согласно таблице 3.25.

Таблица 3.25 – Потребление промежуточной ПС по месяцам

месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P_0 , МВт	444	740	1036	1480	1480	1480	1184	1036	1036	740	740	444

Мощность дефицитной системы С2 определяется разницей между мощностью генерацией ГЭС и мощностью ПС с учетом потерь на передачу.

ЛЭП1 и ЛЭП2 представлены двумя цепями 500 кВ длиной 360 и 380 км, марка – 3х(АС 300/66), погонные параметры представлено в таблице 3.26.

Таблица 3.26 – Погонные параметры ЛЭП

$U_{\text{НОМ}}$, кВ	Марка	r_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	b_0 , См/км	g_0 , См/км
500	3х(АС 300/66)	0,033	0,31	$3,79 \cdot 10^{-6}$	$2,082 \cdot 10^{-6}$

Летнему минимуму потребления соответствует среднесуточная температура 18,7°. Погода ясная, сухая.

Зимнему максимуму потребления соответствует среднесуточная температура –43,2°. Погода ясная, влажность высокая.

Коэффициент, учитывающий изменение сопротивления провода в зависимости от температуры, $\alpha = 0,004$. Режимы передачи активной мощности для каждого участка по месяцам сведены в таблицу 3.27.

Таблица 3.27 – Погонные параметры ЛЭП

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$P_{1\text{уч}}, \text{МВт}$	444	740	1036	1480	1480	1480	1184	1036	1036	740	740	444
$P_{\text{ПС}}, \text{МВт}$	400	280	280	200	200	200	120	120	200	280	400	400
$P_{2\text{уч}}, \text{МВт}$	44	460	756	1280	1280	1280	1064	916	836	460	340	44

Режиму НБ потребителя промежуточной ПС соответствует режим наименьшей передаваемой мощности на обоих участках и, наоборот, режиму НМ потребителя соответствует режим наибольшей передаваемой мощности (типовая корреляция для ГЭС) [55]. Для оценки модели ЭС результаты расчета УР в *Matlab* сравниваются с результатами расчета в *Mathcad*-модели следуя указаниям [55-58].

3.2.3.1 Параметры модели ЭС2

Для моделирования линий ДЭП согласно Приложению Б необходимо представить каждый участок передачи последовательно соединенными П-образными схемами замещения ЛЭП.

ЛЭП 1 моделируется 6-ю участками, ЛЭП 2 моделируется 5 участками. Их параметры рассчитываются по выражениям (Б.1.5-Б.1.8) Приложения Б.

Параметры 1 секции первого участка согласно в летний период:

$$R_{1\text{уч } 1 \text{ сек}}^{18,7^\circ} = \frac{r_{0 \text{ уч}}^{20^\circ} [1 + \alpha \cdot (t_\phi - 20)] \cdot l_{1 \text{ сек}}}{n_{\text{ц } 1\text{уч}}}$$

$$= \frac{0,033 \cdot [1 + 0,004 \cdot (18,7 - 20)] \cdot 60}{2} = 0,98 \text{ Ом}$$

$$L_{1\text{уч } 1 \text{ сек}} = \frac{1}{2\pi f} \frac{X_{0 \text{ уч}} \cdot l_{1 \text{ сек}}}{n_{\text{ц } 1\text{уч}}} = \frac{1}{314} \frac{0,31 \cdot 60}{2} = 0,03 \text{ Гн Ом}$$

$$\frac{C_{1\text{уч } 1 \text{ сек}}}{2} = \frac{b_{0 \text{ уч}}}{2 \cdot \pi \cdot f} \cdot l_{1 \text{ сек}} \cdot n_{\text{ц } 1\text{уч}} \cdot \frac{1}{2} = \left(\frac{3,97}{2 \cdot \pi \cdot 50} \cdot 60 \cdot 2 \right) \cdot \frac{1}{2} = 0,76 \text{ мкФ}$$

$$\frac{B_{1\text{уч } 1 \text{ сек}}}{2} = g_{0 \text{ уч}} \cdot l_{1 \text{ сек}} \cdot n_{\text{ц } 1\text{уч}} \cdot \frac{1}{2} = 2,082 \cdot 60 \cdot 2 \cdot \frac{1}{2} = 124,9 \text{ мкСм}$$

Остальные расчеты аналогичны и сведены в таблицу 3.28.

Таблица 3.28 – Параметры 1 секций ЛЭП каждого участка

Участок	1 (на 1 цепь)	2 (на 1 цепь)
$R_{1 \text{ сек}}^{18,7^\circ}, \text{ Ом}$	0,98	1,25
$R_{1 \text{ сек}}^{-43,2^\circ}, \text{ Ом}$	0,74	0,94
$L_{1 \text{ уч } 1 \text{ сек}}, \text{ Гн}$	0,03	0,038
$C_{1 \text{ уч } 1 \text{ сек}}/2, \text{ См}$	0,76	0,96
$B_{1 \text{ уч } 1 \text{ сек}}/2, \text{ мкФ}$	124,9	158,2

Промежуточный отбор мощности в узле 2 представлен в виде расчетной мощности АТ (согласно результату расчета в Приложении В). Нагрузка моделируется постоянным отбором мощности (таблица 3.29). Нагрузка С2 моделируется отбором мощности для режимов НБ и НМ (таблица 3.30).

Таблица 3.29 – Параметры промежуточного отбора мощности

Расчетная мощность	$P_p, \text{ МВт}$	$Q_p, \text{ Мвар}$
НБ	400	198,41
НМ	200	163,27

Таблица 3.30 – Параметры потребления С2

Расчетная мощность	$P_p, \text{ МВт}$	$Q_p, \text{ Мвар}$
НБ	37,69	$(-inf \dots + inf)$
НМ	1195	$(-inf \dots + inf)$

Схема модели представлена на рисунке 3.6. Для оценки полученных результатов приводится пример расчета режима *Mathcad*-модели для описанной схемы (Приложение В).

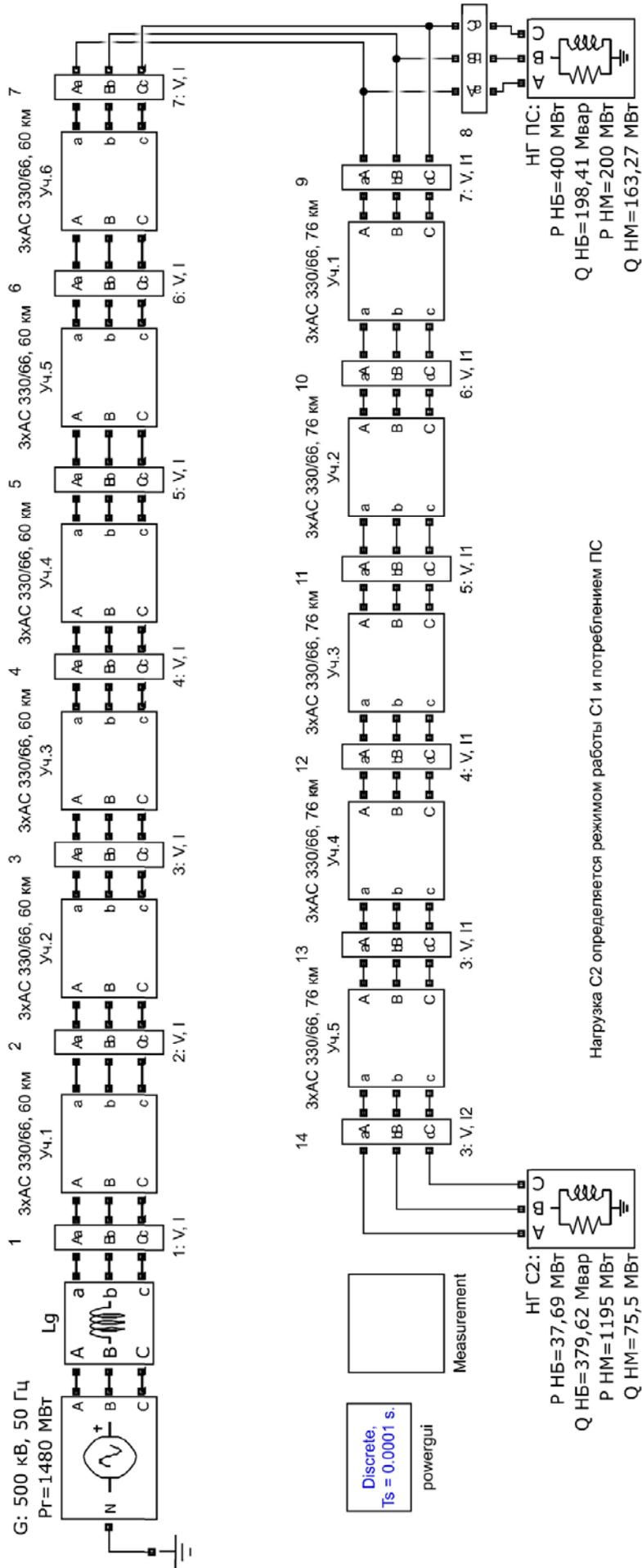


Рисунок 3.6 – Модель ЭС 2

3.2.3.2 Оценка результатов расчета УР модели в режиме НБ и НМ

Цель расчета УР НБ – это оценка оптимальных затрат с учетом капиталовложений и издержек эксплуатации. В режиме НБ перепад напряжения, $k = 1,045$, был выбран в качестве оптимального с точки зрения затрат. В таблице 3.31 представлены значения активной и реактивной мощности по концам обоих участков в модели при ручном расчете.

Таблица 3.31 – Параметры потребления С2

Узел	P_m , МВт	Q_m , Мвар	P_p , МВт	Q_p , Мвар
Начало 1-го участка	1480	-108,2	1480	-103,75
Конец 1-го участка	1442	193,4	1431,8	190,285
Начало 2-го участка	1242	-342,4	1231,8	-339,35
Конец 2-го участка	1208	386,3	1194	379,62

Результаты расчета близки, но напряжения в модели выше, что обуславливает меньшие потери активной и реактивной мощности линиях.

Цель расчета УР НМ – оценка напряжения вдоль линии. Для решения этой задачи строятся эпюры на основе результатов ручного расчета (U_p , кВ) измерений в модели (U_m , кВ) (рисунок 3.7).

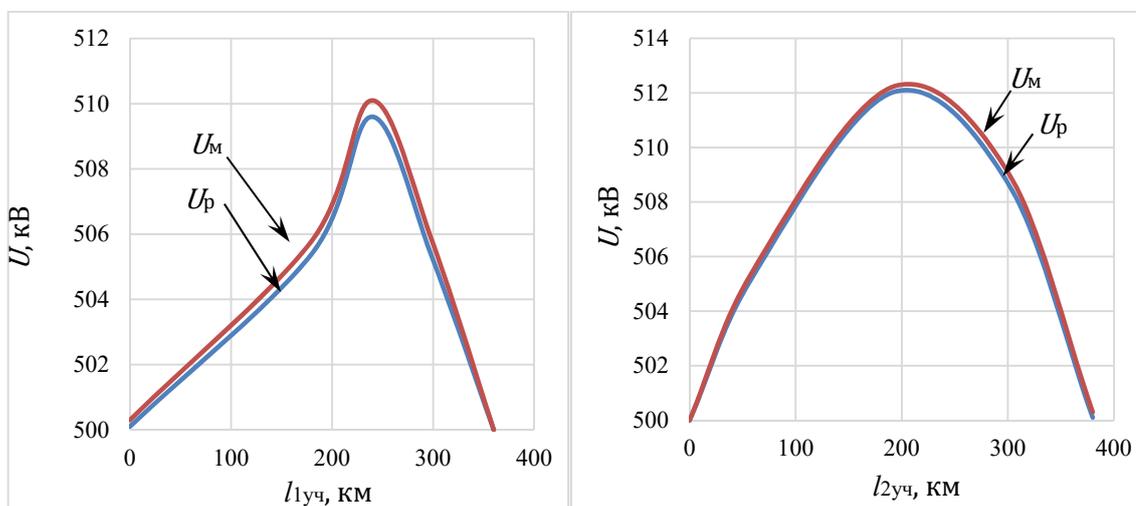


Рисунок 3.7 – Эпюра напряжения вдоль линий

Разница значений напряжения на протяжении всей длины линии менее 5% позволяет заключить корректность представленной модели.

Таким образом, следует заключить, что модель работает правильно в основных режимах работы ЭС.

3.3 Выводы по главе

Основными результатами данной главы являются:

1) Описаны *Matlab*-модели отдельных силовых элементов реальных ЭС, представленные в виде типовых решений, с указанием конкретных подходов к расчету их параметров. Представлены модели несимметричных и нелинейных нагрузок, влияющих на КЭЭ в части несимметрии и несинусоидальности напряжения. Показаны типовые системы измерения для оценки режима работы энергосистемы в зависимости от типа потребителя и его влияние на параметры УР.

2) Проведены расчеты УР работы энергосистем, снабжающих различные типы потребителей. Каждый расчет подтвержден альтернативным расчетами с оценкой погрешностей:

- Расчет установившегося симметричного режима ЭС 1. Максимальное различие значений параметров режима в ПВК *Matlab* и *RastrWin* не превышает 2%.

- Расчет установившегося несимметричного режима ЭС 1. Максимальное различие значений параметров режима полученных в ПВК *Matlab* и с применением эмпирических выражений не превышает 1%.

- Расчет установившегося симметричного несинусоидального режима ЭС 1. Максимальное различие значений параметров режима, полученных блоком «FFT» в ПВК *Matlab* и с применением метода прямых измерений, не превышает погрешности исходных данных (0,06%).

- Расчет установившегося режима ЭС 2 с распределенными параметрами в ПВК *Matlab* и *Mathcad-script* не превышают 5%.

3) Описанная корректная модель ПС с несимметричными потребителями позволяет использовать ее в дальнейшем для проведения математических экспериментов с целью верификации предложенного Метода поиска НП.

ГЛАВА 4 АПРОБАЦИЯ МЕТОДА ПОИСКА НЕСИММЕТРИЧНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НА ФИЗИЧЕСКОЙ И МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Имея в наличии подготовленную среду математического моделирования, можно провести оценку погрешности метода поиска НП, однако на первом этапе метод подвергнется проверке на физической модели по ряду причин:

1) Корректная физическая модель лишена недостатков, связанных с применением тех или иных допущений в процессе моделирования, т.е. в наибольшей степени отражает физические процессы, протекающие в реальной ЭС, а, значит, с помощью физической модели можно концептуально оценить предложенный метод, проверить обоснованность принятых допущений и убедиться, что верен сам принцип, заложенный в описанном методе.

2) Физическая модель не лишена недостатков. Необходимость масштабирования для отражения реальных процессов при моделировании ЭС с помощью низковольтной аппаратуры (до 1000 В) требует введения коэффициентов подобия для параметров тока, напряжения, сопротивления и мощности. Работа с этими коэффициентами в перспективе может увеличить число ошибок. Модель лишена возможности задания внешней сети несимметричными параметрами, т.е. не дает проверить возможность 3-го утверждения при выводе метода (о работоспособности метода при несимметрии параметров внешней сети) на практике. Дополнительным недостатком является трудоемкость, связанная с процедурой измерения контролируемых величин на модели, обладающей архаичной инфраструктурой и не предполагающей проведения синхронных измерений. Поэтому на математической модели оценивается работоспособность предложенного метода в величинах кВ, А, Ом и т.д.

В качестве физической модели использовался испытательно-учебный стенд лаборатории КЭЭ НИУ «МЭИ» на базе низковольтных аппаратуры «Учебная техника» [59]. В качестве математической модели использованы *SPS*-модели, описанные ранее в 3-ей главе.

4.1 Концептуальная оценка метода на базе физической модели

Физическая модель структурно соответствует схеме ПС, представленной ранее на рисунке 1.3, но обладает некоторыми отличиями:

1) ИП в модели – это трехфазная розетка с номинальным напряжением 400 В. Поэтому во всех экспериментах напряжение ИП не симметрично. Значение коэффициента несимметрии напряжения по последовательностям в отдельных случаях достигает значений 1,5 %.

2) ПС питает 3 независимых трехфазных потребителя. Каждая фаза нагрузки представляет собой параллельно подключенные активное сопротивление и катушку индуктивности. Параметры этих элементов представлены в таблице 4.1. Нагрузка НГЗ в всегда симметричная.

Таблица 4.1 – Параметры пассивных активно-индуктивных элементов нагрузки

Параметры фазной активной нагрузки				Параметры фазной индуктивной нагрузки			
Тип эл-та	$U_{\text{ном}}, \text{В}$	$P_{\text{ном}}, \text{Вт}$	$\Delta P, \%$	Тип эл-та	$U_{\text{ном}}, \text{В}$	$Q_{\text{ном}}, \text{вар}$	$\Delta Q, \%$
Резистор	220	50	10	Индуктивность	220	50	10

3) В качестве модели трансформатора используется трехфазная трансформаторная группа номинальным напряжением 400 В с возможностью изменения схем соединения обмоток первичной и вторичной стороны. Во всех экспериментах применяются схемы $Y/Y-0$ или $Y/\Delta-11$. Параметры трансформатора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Параметры модели трехфазного трансформатора

Трансформатор типа $Y/Y-0$			Трансформатор типа $Y/\Delta-11$		
$S_{\text{ном}}, \text{ВА}$	$U_{\text{ном ВН}}, \text{В}$	$U_{\text{ном НН}}, \text{В}$	$S_{\text{ном}}, \text{ВА}$	$U_{\text{ном ВН}}, \text{В}$	$U_{\text{ном НН}}, \text{В}$
2000	400	400	2000	400	$220/\sqrt{3}$

4) В качестве моделей ВЛ и КЛ используются классические П-образные RLC цепи с возможностью трехфазного регулирования их параметров.

На рисунке 4.1 представлена используемая модель, а также Ресурс-UF2М, используемый в качестве СИ. Данный выбор обусловлен высокой точностью измерений при малых действующих значениях фазных токов [60, 61, 62].

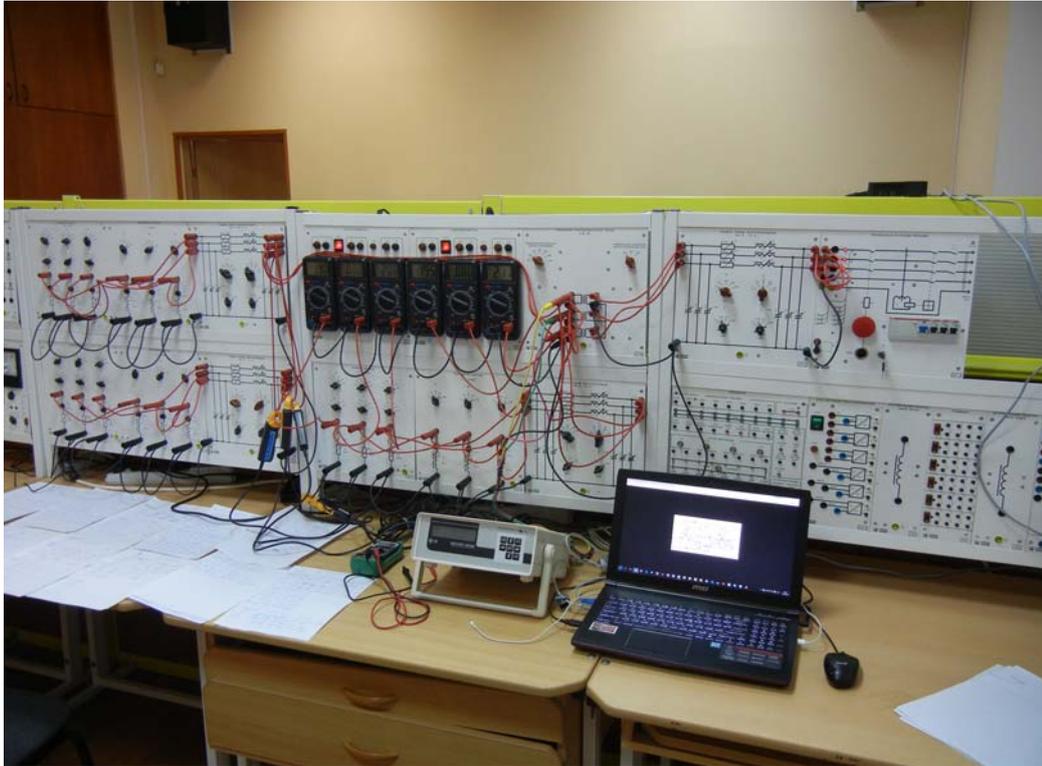


Рисунок 4.1 – Физическая модель ПС с 3 потребителями

5) В используемом СИ аргумент вектора напряжения фазы a принимается равным нулю, а аргументы фазных токов во всех экспериментах определяются относительно этого нулевого значения (рисунок 4.2) и не отражает реальные значения $\cos\varphi$ рассматриваемой нагрузки для фаз b и c .

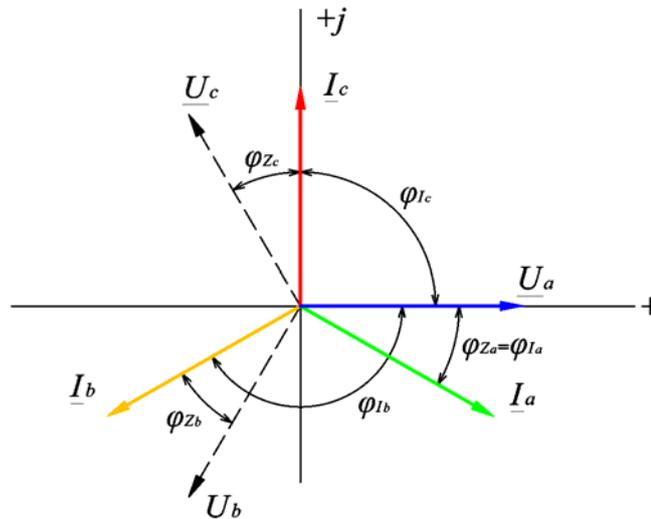


Рисунок 4.2 – Измерение аргументов векторов фазных токов: φ_{Za} , φ_{Zb} и φ_{Zc} – углы фазных нагрузок, φ_{Ia} , φ_{Ib} и φ_{Ic} – углы токов, фиксируемые СИ

Далее рассматривается набор сценариев, в которых для двух типов трансформаторов проверяется работоспособность предложенного метода.

4.1.1 Трансформатор типа Y/Y-0

Данная схема с различными типами заземления нейтрали получила широкое распространение в США и большинстве стран Европы [63] (рисунок 4.3).

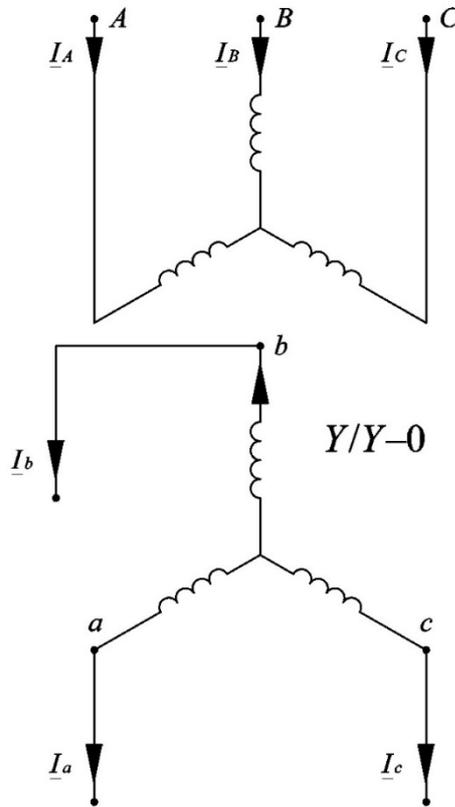


Рисунок 4.3 – Трансформатор типа Y/Y-0: I_a , I_b и I_c – фазные токи трансформатора стороны НН; I_A , I_B и I_C – фазные токи трансформатора стороны ВН

Для данного типа трансформатора справедливо соотношение токов первичной и вторичной обмотки согласно выражениям [64, 65]:

$$\bar{I}_A = \bar{I}_a \cdot k_T, \quad \bar{I}_B = \bar{I}_b \cdot k_T, \quad \bar{I}_C = \bar{I}_c \cdot k_T, \quad (4.1)$$

где k_T – коэффициент трансформации трансформатора:

$$k_T = U_{\text{ном НН}} / U_{\text{ном ВН}}. \quad (4.2)$$

Тогда измеренные значения фазных токов на стороне НН можно по (4.1) привести к значениям стороны ВН, а (2.13) принимает вид:

$$\begin{cases} \frac{I_{iB}}{I_{iA}} = \frac{|\bar{Z} + \bar{Z}_{iA}|}{|\bar{Z} + \bar{Z}_{iB}|} \rightarrow k_{iB} \\ \frac{I_{iC}}{I_{iA}} = \frac{|\bar{Z} + \bar{Z}_{iA}|}{|\bar{Z} + \bar{Z}_{iC}|} \rightarrow k_{iC} \end{cases}, \quad (4.3)$$

где I_{iA} , I_{iB} , I_{iC} и Z_{iA} , Z_{iB} , Z_{iC} – значения фазных токов и сопротивлений i -го фидера, приведенные к стороне ВН ПС, Z – фазное внешнее сопротивление, k_{iB} и

k_{ic} – коэффициенты (2.13), определяющие соотношения фазных токов i -го потребителя, приведенных к стороне ВН.

Эксперимент 1. Параметры нагрузки в исходном режиме представлены в таблице 4.3, параметры КЛ фидеров ПС и ВЛ между ПС и ИП – в таблице 4.4. В ТОП значение коэффициента K_{2U} составляет 8%. В рамках эксперимента увеличивается потребление активной мощности фазы a потребителя НГ1 с 70% до 100% (значение K_{2U} увеличивается до 9,3%).

Таблица 4.3 – Параметры нагрузки в исходном режиме в эксперименте 1

Активная мощность, % от $P_{\text{НОМ}}$				Реактивная мощность, % от $Q_{\text{НОМ}}$			
Нагрузка	Фаза a	Фаза b	Фаза c	Нагрузка	Фаза a	Фаза b	Фаза c
НГ1	70	90	20	НГ1	25	100	25
НГ2	40	40	20	НГ2	50	75	25
НГ3	50	50	50	НГ3	25	25	25

Таблица 4.4 – Параметры КЛ и ВЛ в эксперименте 1

Линия	R , Ом	L , Гн	$C/2$, мкФ
КЛ1	8	0,3	0,18
КЛ2	24	0,9	0,4
КЛ3	16	0,6	0,58
ВЛ	16	0,6	0,18

На рисунке 4.4 отражены изменения значений k_{ib} и k_{ic} для всех ветвей схемы при изменении нагрузки ПС и построенные по этим данным линии тренда.

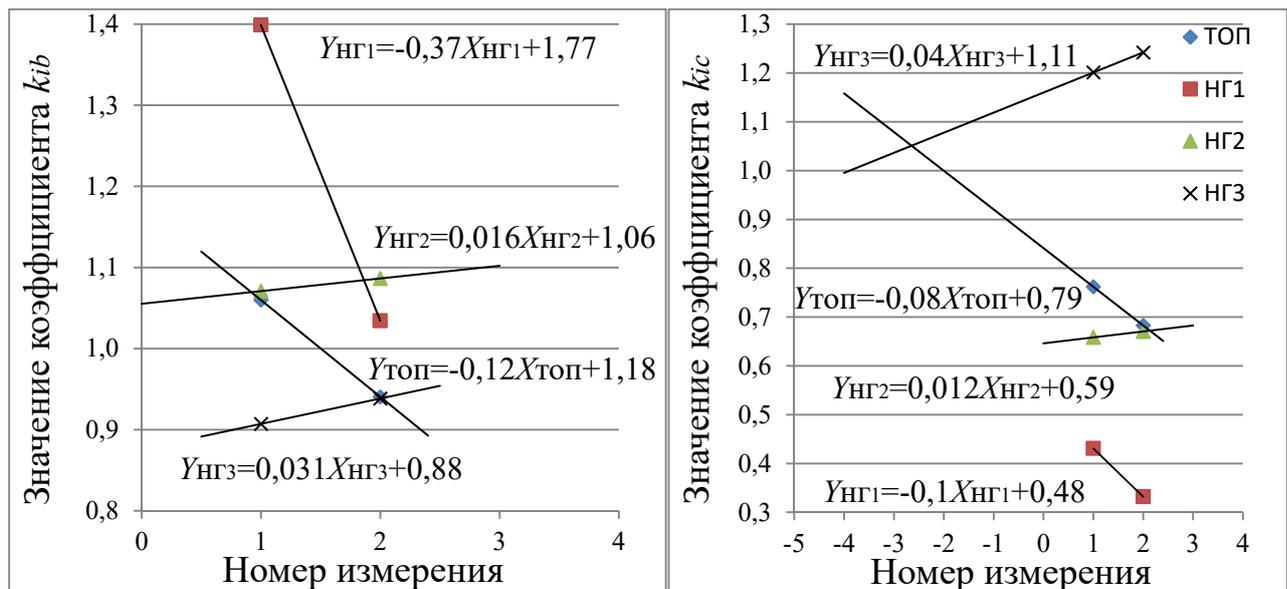


Рисунок 4.4 – Изменение коэффициентов k_{ib} и k_{ic} в эксперименте 1: ТОП – коэффициенты в ТОП; НГ1, НГ2 и НГ3 – коэффициенты в ветви фидера с НГ1, НГ2 и НГ3 соответственно

Из графиков видно, что пересечение линий тренда ТОП и НГ3 (СП) соответствует значениям k_b и k_c равным 0,94 и 1,05 соответственно.

В данном случае применение метода позволило определить СП НГ3 с погрешность в 6%. Величина этой погрешности обусловлена двумя факторами:

1) Изначально известно, что напряжение ИП несимметрично, а обоснование метода проводилось с допущением о его симметрии.

2) Введение допущения о линейности изменения значений токов ветвях схемы по выражениям (2.25), (2.26) и (2.27) и их произведений в выражениях (2.40), (2.41) и (2.42) вносит некоторое значение методической погрешности. Поэтому пересечение линий тренда ТОП и СП достигается в значении отличном от 1 на значение этой методической погрешности. Углубленный анализ ее возможных значений будет проведен далее, на математической модели.

Эксперимент позволяет оценить влияние выбора фазы в качестве базисной на работоспособность метода с данным типом трансформатора. Изначально фаза a была выбрана в качестве базисной, что определило набор исследуемых коэффициентов. При выборе фазы b или c необходимо оценивать значения коэффициентов k_{ia} и k_{ic} (рисунок 4.5) и k_{ia} и k_{ib} (рисунок 4.6). соответственно

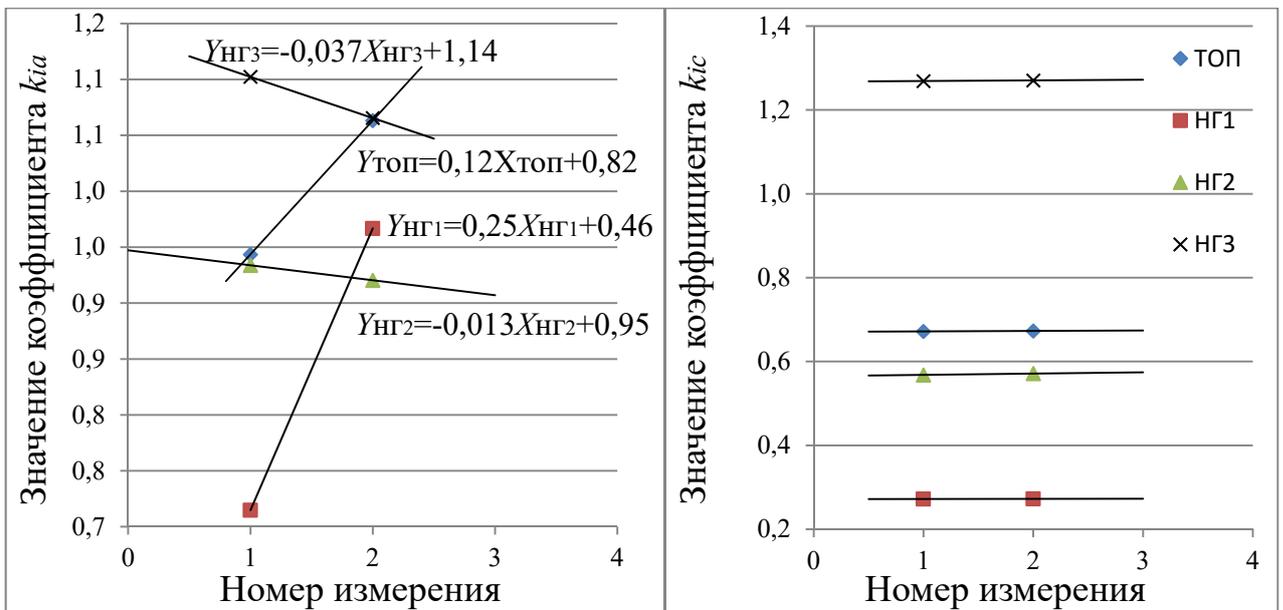


Рисунок 4.5 – Изменение коэффициентов k_{ia} и k_{ic} в эксперименте 1: ТОП – коэффициенты в ТОП; НГ1, НГ2 и НГ3 – коэффициенты в ветви фидера с НГ1, НГ2 и НГ3 соответственно

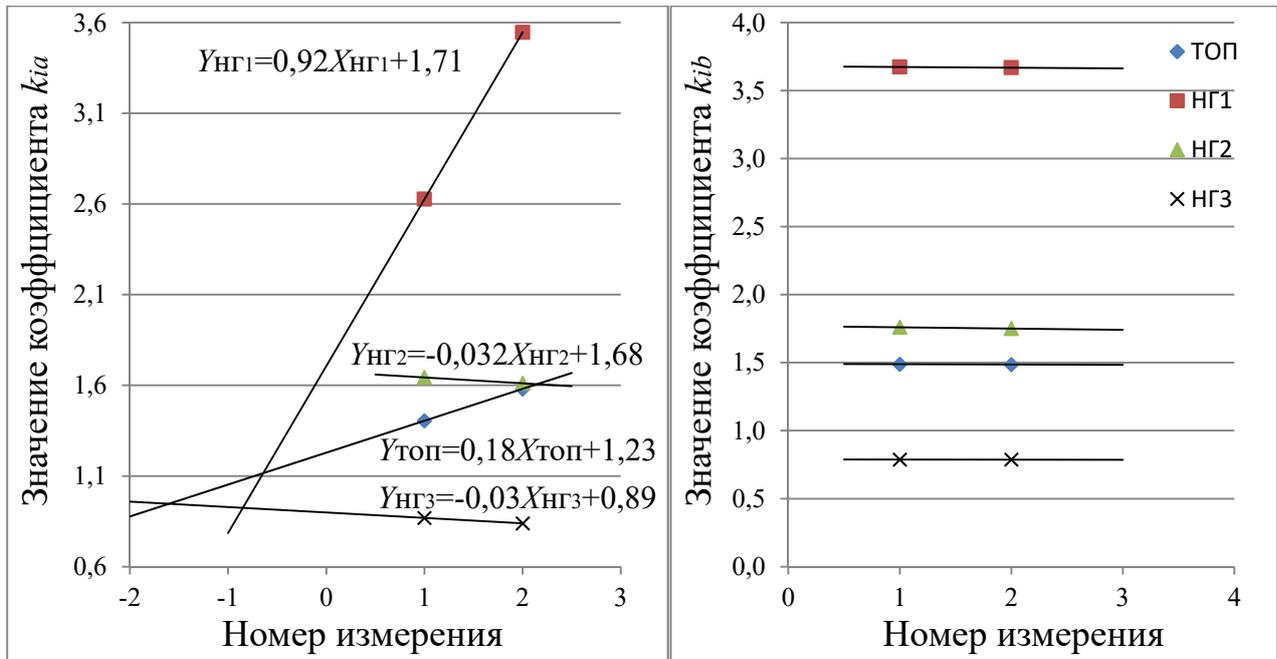


Рисунок 4.6 – Изменение коэффициентов k_{ia} и k_{ib} с в эксперименте 1: ТОП – коэффициенты в ТОП; НГ1, НГ2 и НГ3 – коэффициенты в ветви фидера с НГ1, НГ2 и НГ3 соответственно

Поскольку изменению подвергались только параметры режима фазы a , которые не оказывают влияния на параметры режима других фаз, то соотношение значений фазных токов фаз b и c будет неизменным для двух измерений. Поэтому при выборе фазы b и c в качестве базисной невозможно оценить характер ни одной из нагрузок по коэффициенту k_{ic} и k_{ib} соответственно. Иными словами, необходимо методом подбора выбрать в качестве базисной ту фазу, при которой происходит изменение сразу 2 коэффициентов.

Эксперимент 2. Поиск «скрытого» несимметричного потребителя. Параметры нагрузки в исходном режиме для данного эксперимента представлены в таблице 4.5. Параметры КЛ и ВЛ представлены ранее в таблице 4.4. В сложившемся режиме в ТОП значение коэффициента K_{2U} составляет 6,2%.

Таблица 4.5 – Параметры нагрузки в исходном режиме в эксперименте 2

Активная мощность, % от $P_{\text{НОМ}}$				Реактивная мощность, % от $Q_{\text{НОМ}}$			
Нагрузка	Фаза a	Фаза b	Фаза c	Нагрузка	Фаза a	Фаза b	Фаза c
НГ1	70	90	20	НГ1	25	100	25
НГ2	40	30	50	НГ2	50	75	25
НГ3	50	50	50	НГ3	25	25	25

Активная мощность фазы a НГ1 снижается до значения 60%. Это изменение приводит к снижению коэффициента K_{2U} в ТОП до 5,8%. Наибольший интерес

представляет сравнение диаграмм токов потребителей НГ2 и НГ3 с диаграммой токов потребителя НГ1 (рисунок 4.7). Векторная диаграмма токов всех ветвей схемы, построенная по замеренным СИ значениям.

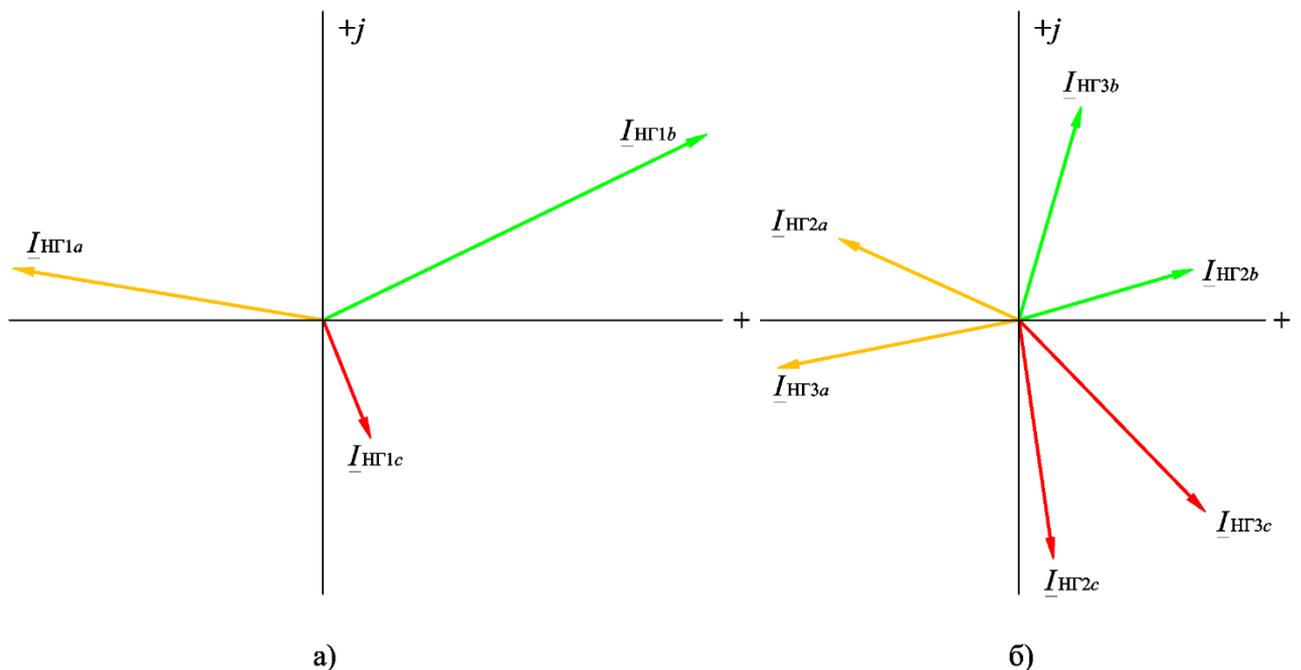


Рисунок 4.7 – Векторные диаграммы токов потребителей ПС: а) – НГ1; б) – НГ2 и НГ3

Диаграмма токов потребителя НГ1 позволяет даже на основе экспертной оценки заключить, что это НП. Необходимо сделать вывод о характере потребителей НГ2 и НГ3. Эксперт может сделать 2 вывода о характере потребителей НГ2 и НГ3:

- 1) Это 2 НП с отличной характеристикой потребления по (2.15).
- 2) Это 2 СП, которые потребляют несимметричный ток.

Из данных таблицы 4.5 очевидно, что оба вывода ошибочны, но по коэффициентам k_{ib} и k_{ic} определить их разные характеры нетрудно (рисунок 4.8).

По результатам эксперимента с максимальной погрешностью в 5,2% потребитель НГ3 был определен симметричным. При этом, потребитель НГ2 был определен несимметричным. Таким образом, в данном эксперименте показано преимущество предложенного метода по сравнению с экспертной оценкой, вероятность ошибки которой возрастает при росте числа потребителей.

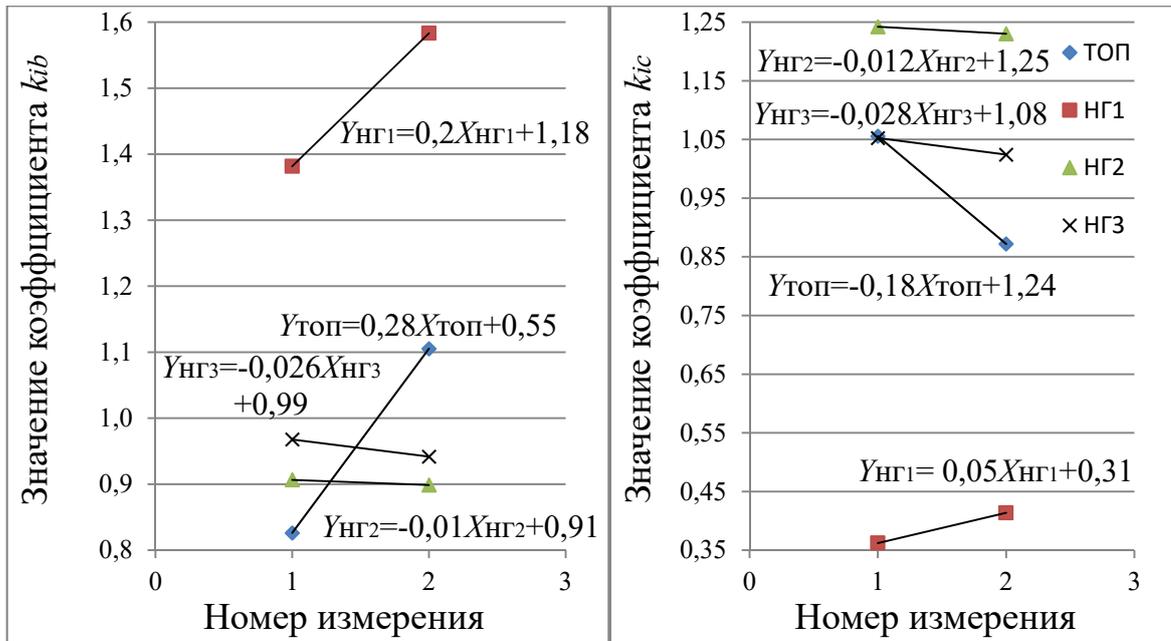


Рисунок 4.8 – Изменение коэффициентов k_{ib} и k_{ic} в эксперименте 2: TOП – коэффициенты в TOП; НГ1, НГ2 и НГ3 – коэффициенты в ветви фидера с НГ1, НГ2 и НГ3 соответственно

Эксперименты показывают, что в схемах с трансформатором типа $Y/Y - 0$ предложенная концепция показывает высокие результаты в решении задачи поиска фидеров ПС, питающих несимметричных потребителей, что позволяет простым исключением определить фидеры с несимметричной нагрузкой.

4.1.2 Трансформатор типа $Y/\Delta-11$

Данная схема соединения вторичных обмоток трансформатора получила наибольшее распространение в России, странах СНГ, Украине и Финляндии [63]. На рисунке 4.9 показана схема первичных и вторичных обмоток трансформатора типа $Y/\Delta - 11$.

Для данного типа трансформатора справедливо соотношение токов первичных и вторичных обмоток согласно выражениям [64, 65]:

$$\bar{I}_A = \bar{I}_{ac} \cdot k_T, \quad \bar{I}_B = \bar{I}_{ba} \cdot k_T, \quad \bar{I}_C = \bar{I}_{cb} \cdot k_T. \quad (4.4)$$

Фазные токи на стороне НН определяются согласно выражениям:

$$\bar{I}_a = \frac{k_T}{\sqrt{3}} (\bar{I}_{ac} - \bar{I}_{ba}), \quad \bar{I}_b = \frac{k_T}{\sqrt{3}} (\bar{I}_{ba} - \bar{I}_{cb}), \quad \bar{I}_c = \frac{k_T}{\sqrt{3}} (\bar{I}_{cb} - \bar{I}_{ac}). \quad (4.5)$$

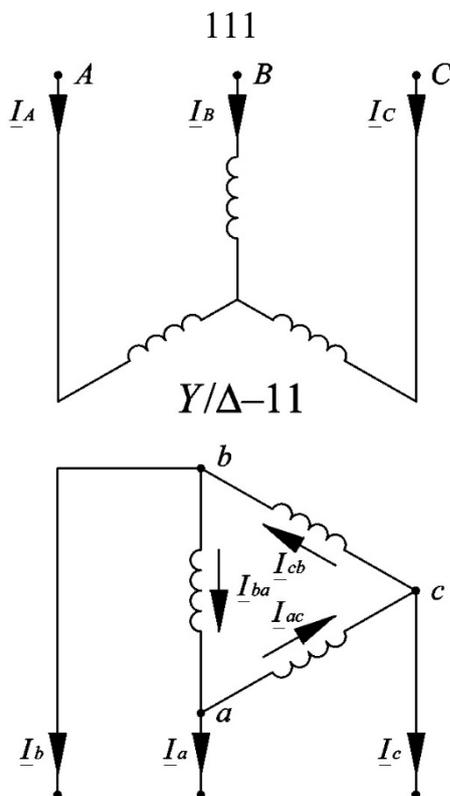


Рисунок 4.9 – Трансформатор типа $Y/\Delta - 11$: I_a, I_b, I_c и I_{ba}, I_{ac}, I_{cb} – фазные и линейные токи трансформатора стороны НН; I_A, I_B и I_C – фазные токи трансформатора стороны ВН

Пусть сложился такой режим, когда сумма токов нагрузок потребителей ПС обеспечивает симметрию фазных токов в ТОП. В этом случае справедливо суждение о симметрии напряжения в ТОП. Пусть меняется нагрузка фазы a i -го потребителя. В этом случае изменятся значения тока фазы a в ТОП, что в свою очередь изменит соотношение токов трансформатора I_a, I_{ac} и I_{ba} по (4.5). Если токи I_{ac} и I_{ba} меняют свои значения, то и значения фазных токов I_A и I_B меняют свои значения. Несимметрия этих первичных токов трансформатора обуславливает разные потери напряжения в фазах A и B . В этом случае меняется значение напряжения U_{ba} из чего следует, что меняются значения напряжений U_a и U_b , что в свою очередь, меняются значения напряжений U_{ac} и U_{cb} . Очевидно, что в этих условиях меняется значение напряжения U_c .

Изменение напряжений U_a, U_b и U_c ведет к изменению токов в этих фазах всех потребителей. Т.е. если трансформатор имеет тип Y/Δ , то любое однофазное изменение в схеме приводит к изменениям в других фазах.

Для приведения измеренных значений токов на стороне НН к стороне ВН наиболее удобным представляется разложение несимметричных векторов на симметричные составляющие [66, 67]:

$$\begin{aligned}\bar{I}_{i0} &= \frac{1}{3}(\bar{I}_{ia} + \bar{I}_{ib} + \bar{I}_{ic}), \\ \bar{I}_{i1} &= \frac{1}{3}(\bar{I}_{ia} + a\bar{I}_{ib} + a^2\bar{I}_{ic}), \\ \bar{I}_{i2} &= \frac{1}{3}(\bar{I}_{ia} + a^2\bar{I}_{ib} + a\bar{I}_{ic}),\end{aligned}\tag{4.6}$$

где I_{ia}, I_{ib}, I_{ic} и I_{i0}, I_{i1}, I_{i2} – фиксируемые значения фазных токов i -го фидера и их симметричные составляющие, $a = e^{j120}$ – оператор поворота.

По полученным из (4.6) значениям можно определить соответствующие токи на стороне ВН для каждой ветви схемы:

$$\begin{aligned}\bar{I}_{iA} &= \frac{1}{k_T}(a^{Y/\Delta-11} \cdot \bar{I}_{i1} + \bar{I}_{i2} \cdot 1/a^{Y/\Delta-11}), \\ \bar{I}_{iB} &= \frac{1}{k_T}(a^{Y/\Delta-11} \cdot a^2 \cdot \bar{I}_{i1} + \bar{I}_{i2} \cdot a/a^{Y/\Delta-11}), \\ \bar{I}_{iC} &= \frac{1}{k_T}(a^{Y/\Delta-11} \cdot a \cdot \bar{I}_{i1} + \bar{I}_{i2} \cdot a^2/a^{Y/\Delta-11}),\end{aligned}\tag{4.7}$$

где I_{iA}, I_{iB}, I_{iC} – приведенные к стороне ВН фиксируемые значения фазных токов i -го фидера, $a^{Y/\Delta-11} = e^{-j30}$ – оператор поворота, учитывающий тип трансформатора $Y/\Delta - 11$, k_T – коэффициент трансформации.

Значения приведенных по (4.7) токов позволяют получить соотношение их действующих значений по (4.3) для оценки работоспособности метода.

Эксперимент 1. Оценка работоспособности метода при значительных колебаниях нагрузки. Параметры нагрузки в исходном режиме представлены в таблице 4.6. Параметры ВЛ и КЛ – в таблице 4.7. В сложившемся режиме в ТОП значение K_{2U} составляет 8,4%. В рамках эксперимента изменяется нагрузка НГ2:

- 1) До 10% и 25% от номинала снижаются соответственно активная и реактивная мощность нагрузки фазы a .
- 2) До 30% от номинала растет активная мощность нагрузки фазы b с одновременным снижением его реактивной мощности до 25% от номинала.
- 3) До 50% от номинала растет реактивная мощность нагрузки фазы c .

Изменения сопровождаются снижением значения K_{2U} до 2,4% при неизменной несимметрии напряжения ИП, что позволяет сделать вывод о резком изменении нагрузки.

Таблица 4.6 – Параметры нагрузки в исходном режиме в эксперименте 1

Активная мощность, % от $P_{\text{ном}}$				Реактивная мощность, % от $Q_{\text{ном}}$			
Нагрузка	Фаза a	Фаза b	Фаза c	Нагрузка	Фаза a	Фаза b	Фаза c
НГ1	90	10	20	НГ1	50	100	0
НГ2	60	20	20	НГ2	100	75	25
НГ3	50	50	50	НГ3	25	25	25

Таблица 4.7 – Параметры КЛ и ВЛ в эксперименте 1

Линия	R , Ом	L , Гн	$C/2$, мкФ
КЛ1	8	0,3	0,18
КЛ2	24	0,9	0,4
КЛ3	16	0,6	0,58
ВЛ	16	0,6	0,18

На рисунке 4.10 представлены графики изменения коэффициентов k_{ib} и k_{ic} (для базисной фазы a), из которого видно, что предложенный метод с погрешностью менее 7% определяет симметричного потребителя НГ3. При выборе фазы c в качестве базисной погрешность еще ниже (5,5%), но при выборе фазы b базисной погрешность метода достигает 40% (рисунок 4.11).

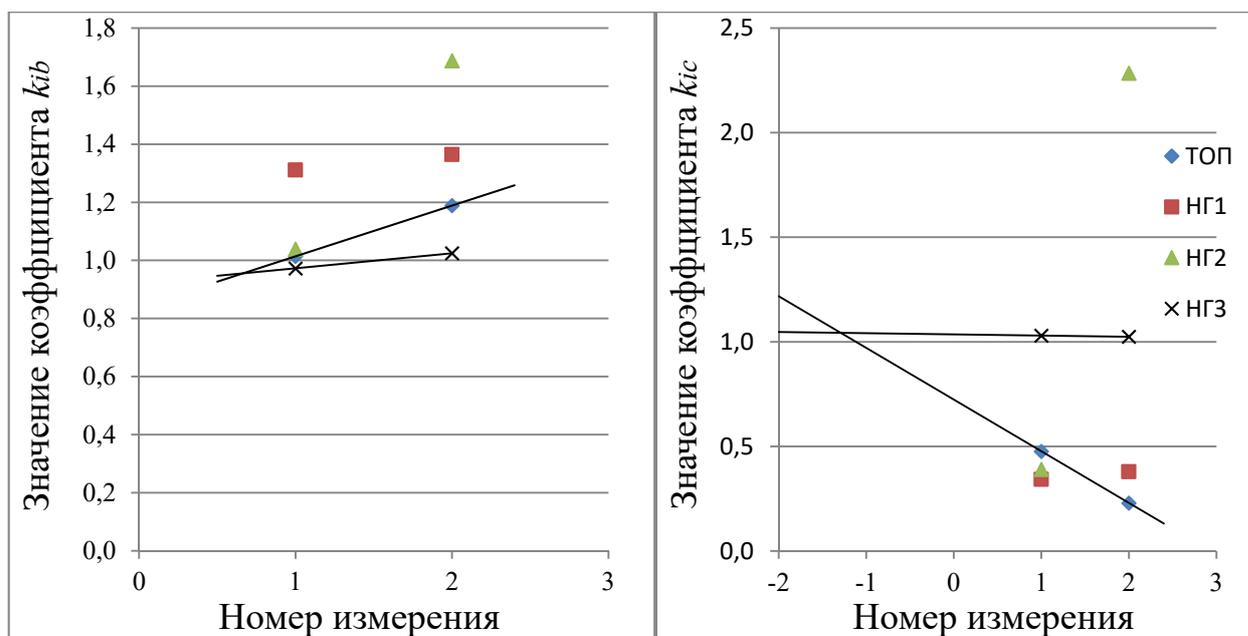


Рисунок 4.10 – Изменение коэффициентов k_{ib} и k_{ic} для базисной фазы a в эксперименте 1: ТОП – коэффициенты в ТОП; НГ1, НГ2 и НГ3 – коэффициенты в ветви фидера с НГ1, НГ2 и НГ3

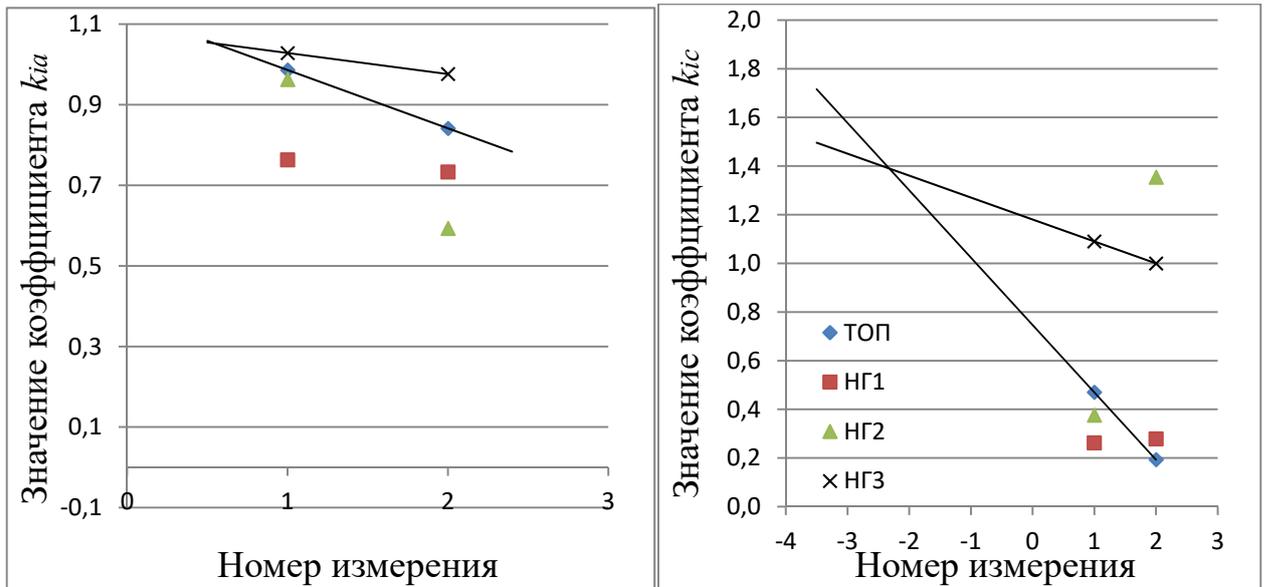


Рисунок 4.11 – Изменение коэффициентов k_{ia} и k_{ic} для базисной фазы b в эксперименте 1: ТОП – коэффициенты в ТОП; НГ1, НГ2 и НГ3 – коэффициенты в ветви фидера с НГ1, НГ2 и НГ3

Данная погрешность обусловлена тем, что на рисунке 2.5 эквивалентная схема ПС справедлива для трансформатора типа Y/Y и не учитывает принцип трансформации первичных и вторичных токов по (4.6) и (4.7) и соответствующим этим токам – первичных и вторичных фазных напряжений.

Таким образом, в зависимости от выбора базисной фазы, метод может работать с непрогнозируемой погрешностью при сильных колебаниях мощности нагрузки. Поскольку из измерений токов нельзя однозначно сказать, какая фаза должна быть выбрана в качестве базисной для снижения погрешности, далее предлагается иной способ оценки коэффициентов по (3.3).

Характерной особенностью графиков на рисунках 4.10 и 4.11 является то, что значения коэффициентов k_{ib} и k_{ic} для базисной фазы a и k_{ia} и k_{ic} для базисной фазы b двух последовательных измерений имеют сравнительно низкий разброс для СП НГ3 и колеблются в диапазоне значений $(1 \pm 0,1)$. Аналогичная ситуация наблюдается и при выборе фазы c . Напротив, изменение значений соответствующих коэффициентов для ветвей НП двух последовательных измерений характеризуются значительно большим размахом. Подобные различия обусловлены особенностью трансформации первичных и вторичных токов в схеме с трансформатором типа Y/Δ .

Несимметрия трехфазного тока зависит от двух параметров:

$$K_{2Ii} = f(U_2, Z_{2i}), \quad (4.8)$$

где U_2 – напряжение обратной и последовательности в ТОП, Z_2 – сопротивление обратной последовательности рассматриваемого фидера.

Если нагрузка симметрична, т.е. справедливо соотношение:

$$\begin{cases} Z_{ai} = Z_{bi} = Z_{ci} \\ \cos\varphi_{ai} = \cos\varphi_{bi} = \cos\varphi_{ci} \end{cases} \quad (4.9)$$

а несимметрия трехфазного тока данного фидера определяется несимметрией трехфазного напряжения в ТОП.

Напротив, если (4.9) не выполняется, то несимметрия трехфазных токов такой нагрузки обусловлена кумулятивным эффектом действия обоих факторов – несимметрией нагрузки и несимметрией напряжения в ТОП. При этом:

$$K_{2I \text{ СП}} < K_{2I \text{ НП}}. \quad (4.10)$$

Тогда при приведении измеренных значений трехфазных токов стороны НН трансформатора к стороне ВН каждого фидера будет наблюдаться характерное различие в колебании значений коэффициентов по (4.3) для СП и НП. Чем выше несимметрия напряжения в ТОП, тем больше значения рассматриваемых коэффициентов отличаются от 1 для СП. В этом случае точность метода зависит от того, какое значение этого отличия принято в качестве порогового. Поскольку метод опирается на минимальное количество исходных данных, то завышенная точность будет излишней. На данном этапе предлагается использовать в качестве доверительного интервала диапазон $(1 \pm 0,1)$. В том случае, если коэффициенты i -го потребителя одновременно попадают в интервал, делается заключение о его симметричности (рисунок 4.12).

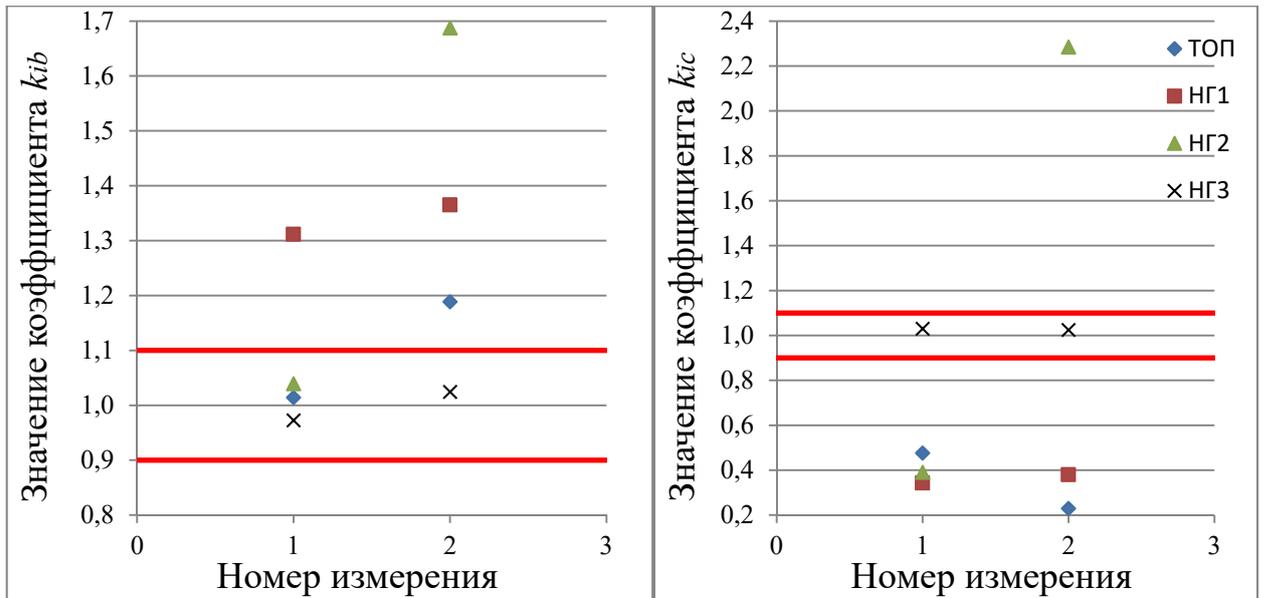


Рисунок 4.12 – Использование доверительного интервала в эксперименте 1: ТОП – коэффициенты в ТОП; НГ1, НГ2 и НГ3 – коэффициенты в ветви фидера с НГ1, НГ2 и НГ3

Из рисунка 4.12 видно, что в заданный интервал для каждого измерения одновременно попадают значения коэффициентов k_{ib} и k_{ic} только потребителя НГ3 (СП). Преимуществом данного подхода является отсутствие необходимости аппроксимации двух последовательных измерений, поэтому точность метода целиком определяется шириной интервала. В данном случае она равна 10%.

Эксперимент 2. Поиск «скрытого» несимметричного потребителя. Нагрузка потребителей подобрана таким образом (таблица 4.8), чтобы на основе экспертной оценки было трудно отличить НП и СП по векторной диаграмме.

Таблица 4.8 – Параметры нагрузки в исходном режиме в эксперименте 2

Активная мощность, % от $P_{\text{НОМ}}$				Реактивная мощность, % от $Q_{\text{НОМ}}$			
Нагрузка	Фаза a	Фаза b	Фаза c	Нагрузка	Фаза a	Фаза b	Фаза c
НГ1	50	90	10	НГ1	50	100	0
НГ2	20	25	20	НГ2	20	20	35
НГ3	50	50	50	НГ3	25	25	25

На рисунке 4.13 представлена векторная диаграмма токов трех потребителей на стороне НН.

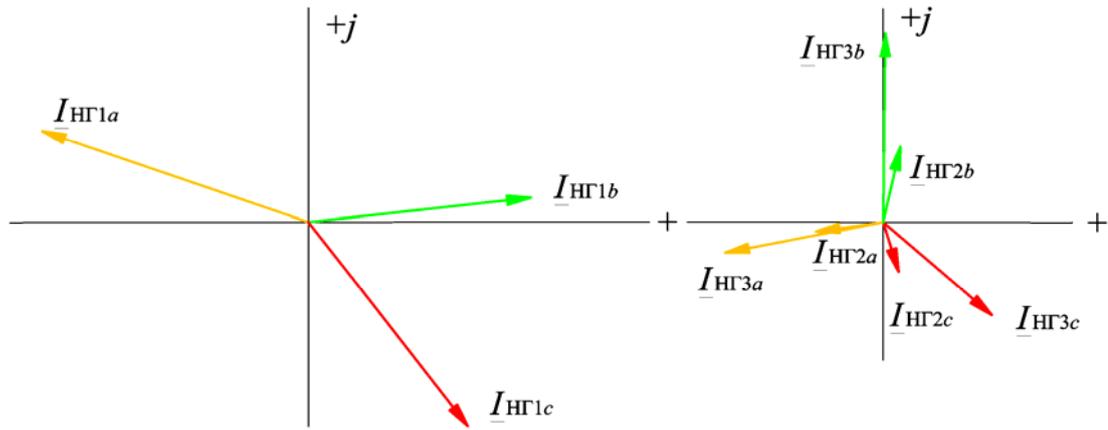


Рисунок 4.13 – Векторные диаграммы токов потребителей ПС: а) – НГ1; б) – НГ2 и НГ3

Векторная диаграмма токов потребителя НГ1 позволяет экспертно заключить, что это НП, но однозначно определить характеры потребителей НГ2 и НГ3 можно только на основе коэффициентов (4.3) (рисунок 4.14).

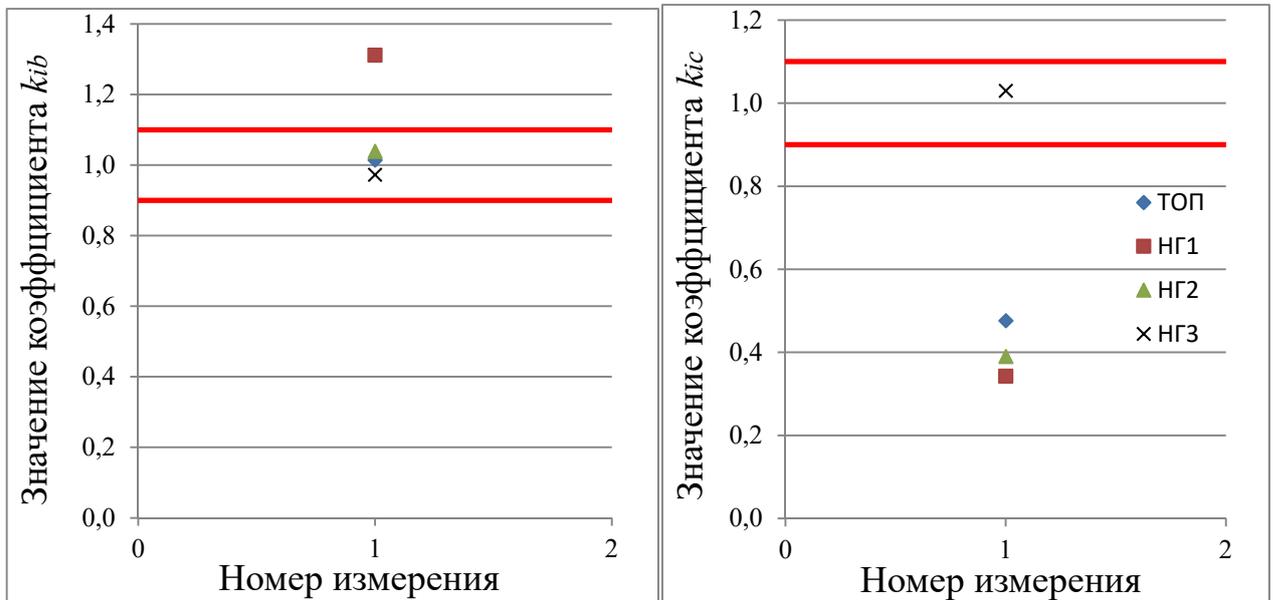


Рисунок 4.14 – Поиск «скрытого» несимметричного потребителя в эксперименте 2: ТОП – коэффициенты в ТОП; НГ1, НГ2 и НГ3 – коэффициенты в ветви фидера с НГ1, НГ2 и НГ3

Из рисунка 4.14 видно, что только у СП НГ3 значения коэффициентов по (4.3) одновременно оказываются в доверительном диапазоне, т.е. в схеме с трансформатором Y/Δ метод также способен выявить «скрытого» НП.

4.1.3 Сравнение двух реализаций метода

Целесообразно провести перекрестное сравнение двух реализаций метода с целью выявления их ключевых преимуществ и недостатков. Глобально можно выявить 3 наиболее существенных отличия:

1) Набор требуемых исходных данных. Поскольку в схеме с трансформатором Y/Y для работы метода требуются только действующие значения токов, а в схеме с трансформатором Y/Δ – еще и аргументы векторов измеряемых токов. Очевидно, что последний требует в 2 раза больше исходных данных для анализа. Данное различие можно считать несущественным, т.к. влияния на процесс измерения оно не оказывает.

2) Существует частный случай, когда в схеме с трансформатором Y/Y метод может ложно идентифицировать НП, как СП. Выражение (4.9) позволяет сформулировать необходимое и достаточное условие симметричности нагрузки: равенство модулей фазных комплексных сопротивлений при равенстве фазных коэффициентов мощности. Предложенный метод опирается на необходимое условие, полагая, что, если оно не выполняется, то этого достаточно, чтобы отнести нагрузку НП. Но возможен случай, когда:

$$\begin{cases} Z_{ai} = Z_{bi} = Z_{ci} \\ \operatorname{tg}\varphi_{ai} = \operatorname{tg}\varphi_{bi} \neq \operatorname{tg}\varphi_{ci} \end{cases} \quad (4.11)$$

Пусть нагрузку фазы a этого i -го потребителя, заданной постоянным сопротивлением, представлена параллельной активно-индуктивной нагрузкой:

$$\bar{Z}_{ai} = \frac{R_{ai} \cdot jX_{ai}}{R_{ai} + jX_{ai}} = \sqrt{R_{ai}^2 + X_{ai}^2} \angle \arctg\left(\frac{R_{ai}}{X_{ai}}\right), \quad (4.12)$$

где R_{ai} и X_{ai} – активное и реактивное сопротивление нагрузки.

Тогда, исходя из (4.9) нагрузка фазы b этого потребителя соответствует:

$$\begin{cases} R_{ai} = R_{bi} \\ X_{ai} = X_{bi} \end{cases} \quad (4.13)$$

а нагрузка фазы c :

$$\begin{cases} R_{ci} \neq R_{bi} = R_{ai} \\ X_{ci} \neq X_{bi} = X_{ai} \end{cases} \quad (4.14)$$

При этом каждому произвольному значению активного сопротивления R_{ci} можно подобрать некоторое значение реактивного сопротивления X_{ci} , сочетание которых по (3.12) позволит выполнить необходимое условие по (4.9). Подобрать такое сочетание удобно по выражению:

$$X_{ci(z_{ai}=z_{ci})} = j \frac{R_{ci(z_{ai}=z_{ci})} \cdot \bar{Z}_{ai}}{\bar{Z}_{ai} - R_{ci(z_{ai}=z_{ci})}} \quad (4.15)$$

Такая нагрузка, подключенная к ТОП, будет определяться как симметричная, хотя на самом деле – это НП. Но для этого две независимые фазные нагрузки одного НП постоянно должны изменяться так, чтобы по (4.15) всегда выполнялось необходимое условие по (4.9). Поскольку разные фазы НП ведут себя независимо друг от друга, то рассмотрение такого события нецелесообразно.

3) Погрешности этих реализаций будут различны, т.к. они обусловлены разными причинами. В схеме Y/Y погрешность зависит от резкости изменения нагрузки для двух последовательных измерений, которая влияет на справедливость линейной аппроксимации и, соответственно, на точность метода. В схеме Y/Δ погрешность метода зависит от ширины доверительного диапазона, который с одной стороны должен быть минимально узким для повышения точности, а с другой – иметь достаточную ширину, чтобы определить симметричного потребителя при высоких значениях несимметрии напряжения в ТОП.

Поскольку первое отличие является малозначительным, то на математической модели, близкой по параметрам к реальной ЭС, оцениваются возможные значения погрешностей двух реализаций метода.

4.2 Оценка погрешности метода на математической модели

Погрешность метода оценивается на модели из п.2.2.2.1 (рисунок 4.15)

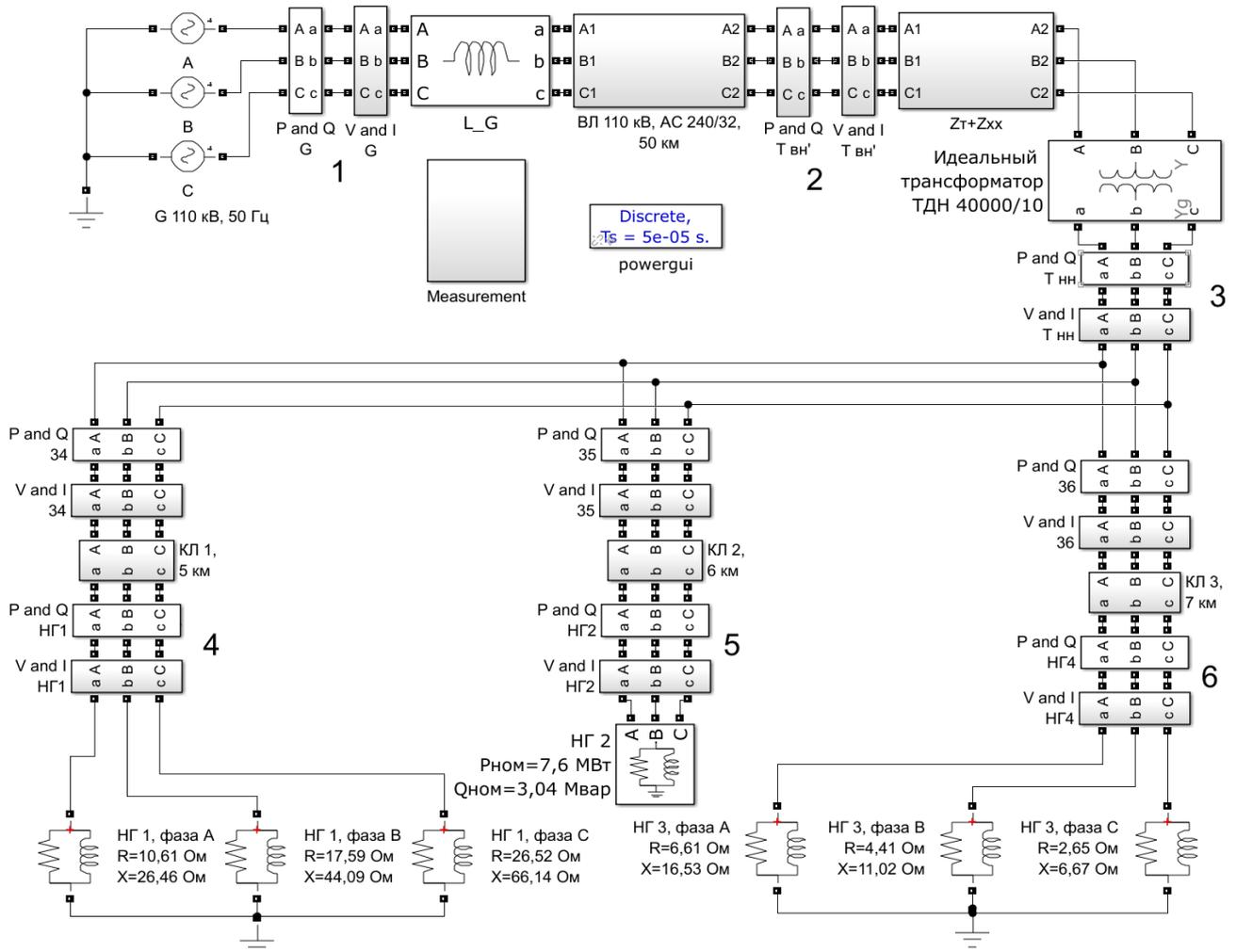


Рисунок 4.15 – Принципиальная схема модели ПС для оценки погрешности метода

Для удобства анализа модель претерпела следующие изменения:

- 1) Трансформатор в модели представлен идеальным блоком. Учет влияния трансформатора на режим работы сети обеспечен введением блока « $Z_T + Z_{XX}$ », представляющей Г-образную схему, в которой продольная RL -ветвь соответствует активно-индуктивному сопротивлению трансформатора, а поперечная RL -ветвь имитирует потери холостого хода
- 2) Значения сопротивления всей внешней сети приведено к стороне НН.
- 3) Количество потребителей ПС снижено до 3. Таким образом оценивается максимально возможная погрешность метода, т.к. по условию (2.32) в этом случае допущение о линейности изменения значений токов по (2.25), (2.26) и (2.27) является наиболее грубым.

Параметры блоков ВЛ 110 кВ (приведенные к стороне НН) и КЛ представлены в таблице 4.9, параметры трансформатора – в таблице 4.10, номинальные параметры нагрузки – в таблице 4.11.

Таблица 4.9 – Параметры ВЛ и КЛ

Название	$U_{\text{ном}}$, кВ	$n_{\text{ц}}$	l , км	R , Ом	L , мГн
ЛЭП	110	1	50	0,0689	0,752
КЛ 1	10	1	5	0,62	1,7
КЛ 2	10	1	6	0,595	2
КЛ 3	10	1	7	0,528	2,2

Таблица 4.10 – Параметры трансформатора

Название	R_{T} , Ом	L_{T} , мГн	R_{xx} , ГОм	L_{xx} , мкГн
T	0,012	1	2,205	1,35

Таблица 4.11 – Номинальные параметры нагрузки

Нагрузка	Фаза	Мощность нагрузки		Параметры нагрузки	
		P , МВт	Q , Мвар	R , Ом	L , мГн
НГ1	a	3,15	1,26	10,61	84,3
	b	2,1	0,84	17,59	140,4
	c	1,3	0,5	26,52	210,6
НГ2*	a, b, c	7,6	3,04	13,15	104,8
НГ3	a	5,04	2,02	6,61	52,7
	b	7,56	3,02	4,41	35,1
	c	12,6	5,07	2,65	21,1

* - симметричный потребитель

На основе данной модели проводится ряд экспериментов для оценки погрешности метода в различных условиях реализации для трансформаторов типа $Y/Y-0$ и $Y/\Delta-11$.

4.2.1 Трансформатор типа $Y/Y-0$

Для оценки суммарной методической погрешности необходимо учесть влияние всех допущений, принятых ранее при выводе метода, а именно:

- 1) Влияние резкопеременной нагрузки большой мощности на справедливость применения линейной аппроксимации при симметрии напряжения ИП и длине ВЛ 0 км (эксперимент 1).
- 2) Влияние несимметрии параметров элементов внешней сети (эксперимент 2).

3) Влияние несимметрии напряжения ИП на точность поиска СП при длине ВЛ 0 км (эксперимент 3).

4) Влияние автоматики регулирования коэффициента трансформации (АРКТ).

Таким образом оценивается погрешность, вносимая каждым допущением без влияния остальных.

В результате, после проведения серии экспериментов возможно определить методическую относительную погрешность по выражению:

$$\delta_{м(Y/Y)} = \delta_{ап} + \delta_{вл} + \delta_{ип} + \delta_{аркт}, \quad (4.16)$$

где $\delta_{ап}$ – вклад аппроксимации, $\delta_{вл}$ – вклад внешней сети, $\delta_{ип}$ – вклад несимметрии напряжения ИП, $\delta_{аркт}$ – вклад устройства АРКТ.

Эксперимент 1. Оценка погрешности аппроксимации. Нагрузка фазы с потребителя НГЗ в исходном режиме равна нулю, параметры остальных нагрузок соответствуют таблице 4.11. Особенностью данного эксперимента, является электрическая близость симметричного ИП к ТОП, поэтому даже при высоких значениях коэффициента K_{2I} в ТОП значение коэффициента K_{2U} не превышает значения 5%. В исходном режиме значения K_{2I} и K_{2U} равны соответственно 27,78% и 2,29%.

В данном эксперименте оценивается возможность применения метода в условиях резкого колебания доминирующей по мощности нагрузки ПС, т.е. оценивается точность линейной аппроксимации в условиях, когда соотношение d по (2.32) для нагрузки рассматриваемого потребителя пересекает критическое значение. Фактическое значение коэффициента участия данной нагрузки в фазе с по (2.32) составляет:

$$d_{\Phi 3c}^{(0)} = \left| \frac{\bar{Z}_{\Phi 3c} \rightarrow \infty}{\bar{Z}_{эк(\Phi 1, \Phi 2)}c} \right| = \left| \frac{\infty}{5,06 + 2,02j} \right| = \infty.$$

Исходя из характера зависимостей исходный режим советуем их зонам линейности, причем это граничный случай, когда нагрузка бесконечно мала по сравнению с остальными.

В данном эксперименте нагрузка фазы с потребителя НГЗ увеличивается в 3 раза по сравнению с номинальным значением в таблице 4.11. В сложившемся режиме значения K_{2I} и K_{2U} в ТОП равны соответственно 37,6% и 4,72%, а значение коэффициента участия составляет:

$$d_{\Phi 3c}^{(1)} = \left| \frac{\bar{Z}_{\Phi 3c}}{\bar{Z}_{\text{эк}(\Phi 1, \Phi 2)_c}} \right| = \left| \frac{0,76 + 0,3j}{5,06 + 2,02j} \right| = 0,15.$$

Т.е. в данном эксперименте произошел переход из граничного случая зоны линейности в граничный случай зоны нелинейности зависимостей (2.25), (2.26) и (2.27). На практике такое колебание соответствовало бы подключению к ПС очень мощной резкопеременной нагрузки. Значения коэффициентов детерминации R по (1.51) для каждой ветви эквивалентной схемы замещения представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Коэффициенты детерминации ветвей схемы замещения, R

Ветвь	Φ1	Φ2	Φ3	ТОП
R , о. е.	0,224	0,221	0,278	0,283

Из таблицы видно, что применение линейной аппроксимации для функций (2.25), (2.26) и (2.27) при изменении сопротивления рассматриваемого потребителя в диапазоне $Z_{\Phi 3c} = [0; \infty]$ сопровождается высокой ошибкой, которая не влияет на точность определения СП НГ2 (рисунок 4.16).

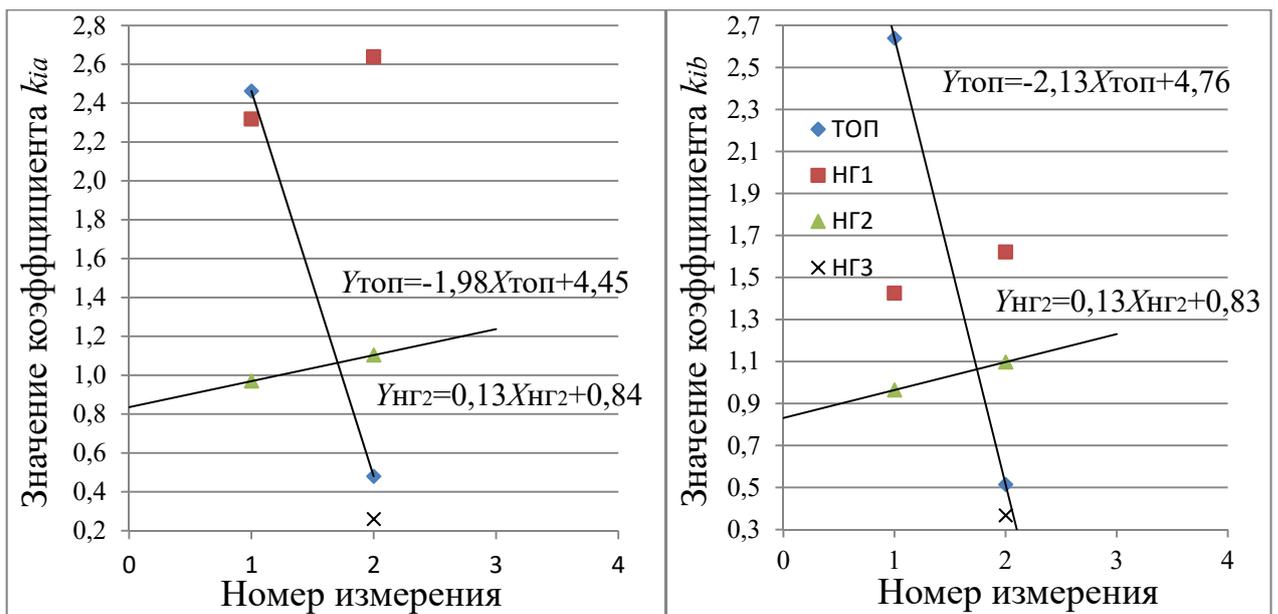


Рисунок 4.16 – Изменение коэффициентов k_{ia} и k_{ib} в эксперименте 1: ТОП – коэффициенты в ТОП; НГ1, НГ2 и НГ3 – коэффициенты в ветви фидера с НГ1, НГ2 и НГ3

Несмотря на высокую погрешность аппроксимации, СП НГ2 был определен с достаточно высокой точностью. Это объясняется тем, что для поиска СП требуется отношение токов базисной фазы и других фаз. Относительная ошибка, согласно таблице 4.12 практически одинаковая. Тогда,

$$\left| \frac{I_{\text{ТОП}k}}{I_{\text{ТОП}c}(1 + \delta_{\text{ТОП}c})} \right| = \left| \frac{I_{\text{Ф}3k}}{I_{\text{Ф}3c}(1 + \delta_{\text{Ф}3c})} \right|, \quad (4.17)$$

где $\delta_{\text{ТОП}c}$ и $\delta_{\text{Ф}3c}$ – близкие по значению погрешности аппроксимации выражений (2.25) и (2.26) для ветвей ТОП и Ф2 соответственно. Поэтому пересечение характеристик коэффициентов k_{ia} и k_{ib} для ТОП и СП по-прежнему достигается в значениях, близких к 1.

В результате, СП НГ2 был определен с погрешностью $\delta_{\text{ап}} = 7,5\%$. Полагая что данный случай наиболее неблагоприятный, т.к. ПС питает потребителей при выраженной неравномерности распределения нагрузки, то на практике для ПС с большим числом фидеров и более равномерно распределенной нагрузкой эта составляющая методической погрешности будет ниже.

Эксперимент 2. Влияние сопротивления внешней сети. Особенностью данного эксперимента является то, что для проверки влияния ВЛ 110 кВ на точность метода нагрузка будет изменяться в диапазоне достаточно узком, чтобы фактические значения функции находились в их зонах линейности, т.е. значение коэффициента участия для рассматриваемого потребителя должен быть больше 1, чтобы исключить влияние погрешности аппроксимации на точность метода.

Исходному режиму соответствует нагрузка в таблице 4.11 (K_{2I} и K_{2U} равны соответственно 7,78% и 1,93%), длина ВЛ увеличена до 100 км. По сценарию нагрузка фазы с НГ1 растет в 7,5 раз. При этом значения K_{2I} и K_{2U} увеличиваются соответственно до 34,6% и 5,46%. На рисунке 4.17 отражено изменение коэффициентов k_{ia} и k_{ib} .

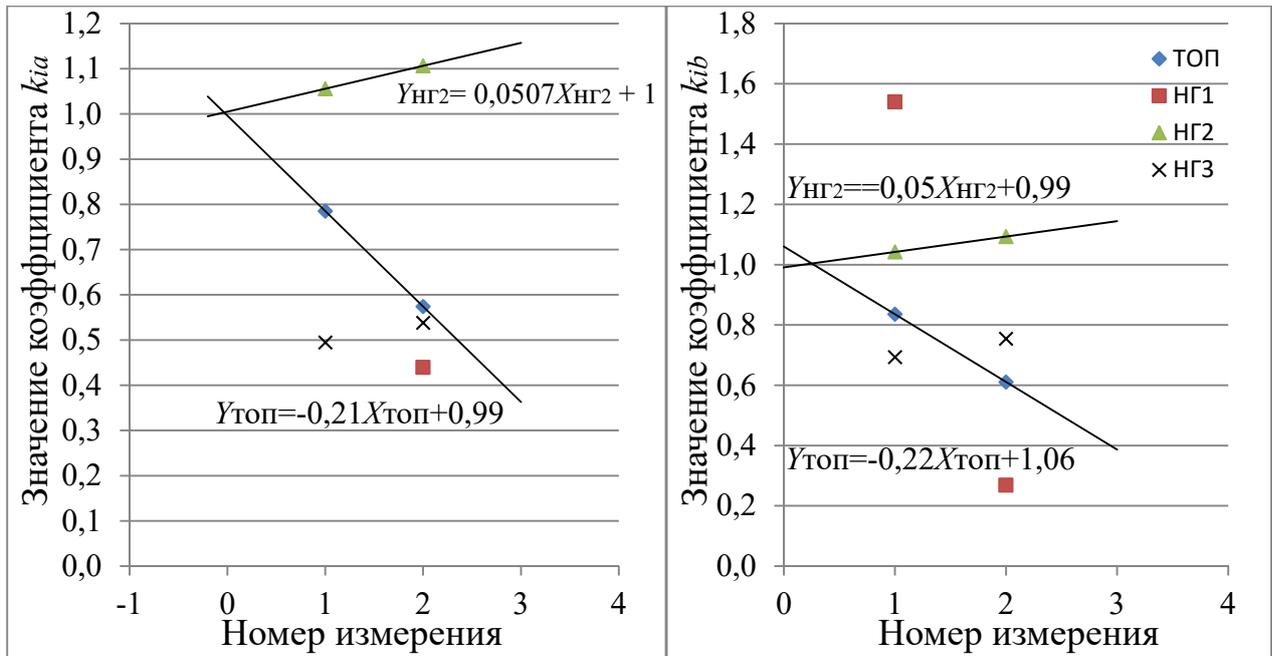


Рисунок 4.17 – Изменение коэффициентов k_{ia} и k_{ib} в эксперименте 2: TOП – коэффициенты в TOП; NG1, NG2 и NG3 – коэффициенты в ветви фидера с NG1, NG2 и NG3

Поскольку в исходном режиме значение коэффициента участия для данной нагрузки равно:

$$d_{\Phi 1c}^{(0)} = \left| \frac{\bar{Z}_{\Phi 1c}}{\bar{Z}_{\text{эк}(\Phi 2, \Phi 3)c}} \right| = \left| \frac{22,8 + 9,12j}{1,89 + 0,76j} \right| = 12,$$

а после изменения нагрузки он составляет:

$$d_{\Phi 1c}^{(1)} = \left| \frac{\bar{Z}_{\Phi 1c}}{\bar{Z}_{\text{эк}(\Phi 2, \Phi 3)c}} \right| = \left| \frac{3,04 + 1,21j}{1,89 + 0,76j} \right| = 1,6,$$

можно заключить, что в функции (2.25), (2.26) и (2.27) остаются в зонах линейности. На рисунке 4.17 видно, что пересечение прямых TOП и СП NG2 соответствует значению коэффициентов k_{ia} и k_{ib} равных 1. Подобное отсутствие погрешности объясняется тем, что если напряжение ИП симметрично, то добавление симметричного сопротивления ВЛ качественно не влияет на точность метода.

На практике сопротивление линии, в зависимости от ее конструкции и условий эксплуатации может быть несимметрично по фазам. Неравномерное старение изоляции обмоток трансформатора и межвитковые КЗ также могут обуславливать некоторую несимметрию его фазных сопротивлений.

При выводе метода было математически доказано, что эти факторы не влияют точность метода. Необходимо подтвердить это экспериментально, для чего:

1) Увеличивается индуктивного сопротивления фазы b на 10%. Таким образом моделируется неравность взаимных индуктивностей между фазами $a-b$, $b-c$ и $c-a$ соответственно при расположении провод в ряд.

2) В трансформаторе уменьшением индуктивности фаз a и c на 10% моделируются межвитковые КЗ.

Эксперимент проводится повторно в предложенной схеме (рисунок 4.18).

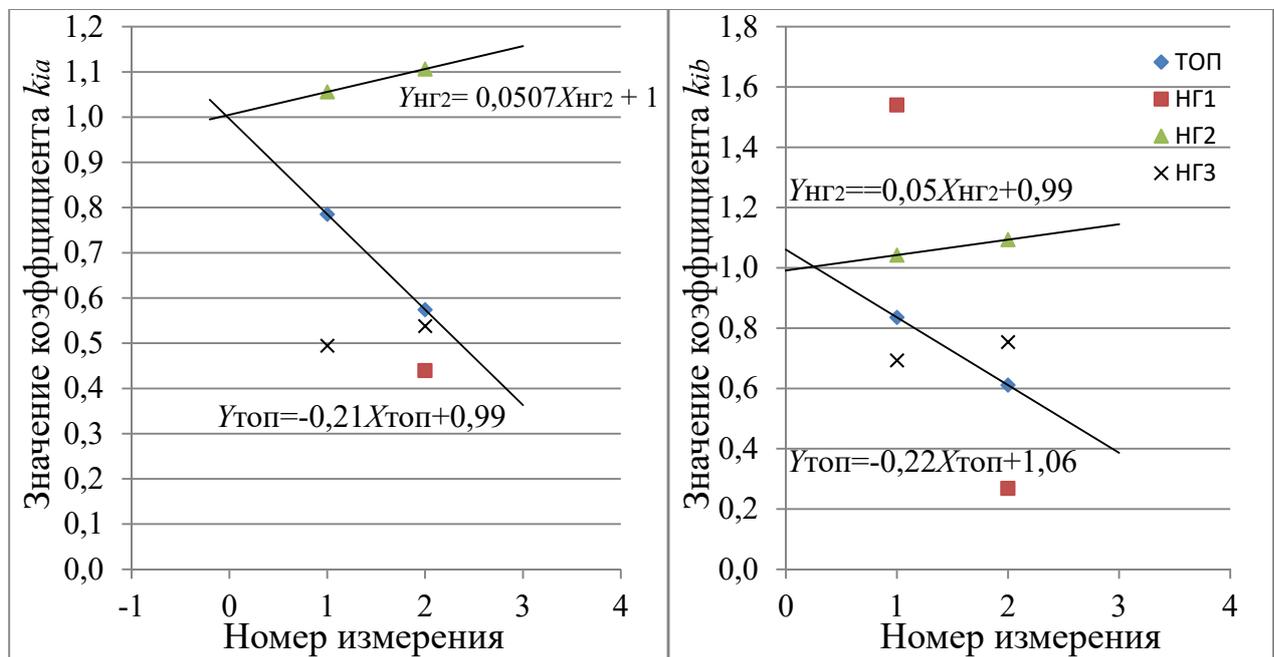


Рисунок 4.18 – Изменение коэффициентов k_{ia} и k_{ib} в эксперименте 2 при несимметрии сопротивления внешней сети: ТОП – коэффициенты в ТОП; НГ1, НГ2 и НГ3 – коэффициенты в ветви фидера с НГ1, НГ2 и НГ3

Как видно из рисунка 4.18, результат не изменился, т.е. ранее математически доказанное утверждение о невлинии параметров внешней сети получило экспериментальное подтверждение.

Проведенная серия экспериментов позволяет заключить, что учет параметров внешней сети не требуется, т.е. в (4.16) слагаемое $\delta_{\text{внш}} = 0$ в любой схеме.

Эксперимент 3. Оценка погрешности метода, связанная с несимметричностью напряжения ИП. Исходному режиму соответствует нагрузка

в таблице 4.11. Сценарий аналогичен предыдущему эксперименту, т.е. нивелируется погрешность аппроксимации. Для имитации несимметрии напряжения ИП в модели задаются фазные значения напряжения генератора, представленные в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Параметры генератора в эксперименте 3

$U_a, \text{кВ}$	$\varphi_a, ^\circ$	$U_b, \text{кВ}$	$\varphi_b, ^\circ$	$U_c, \text{кВ}$	$\varphi_c, ^\circ$	$K_{2U}, \%$	$K_{0U}, \%$
8,2	10	8,573	-130	9,021	110	10,42	13,25

Исходному и сложившемуся режиму соответствуют значения K_{2I} , K_{2U} 11,55, 13,01 и 22,03%, 13,85% в ТОП соответственно. На рисунке 4.19 представлено изменение коэффициентов k_{ia} и k_{ib} .

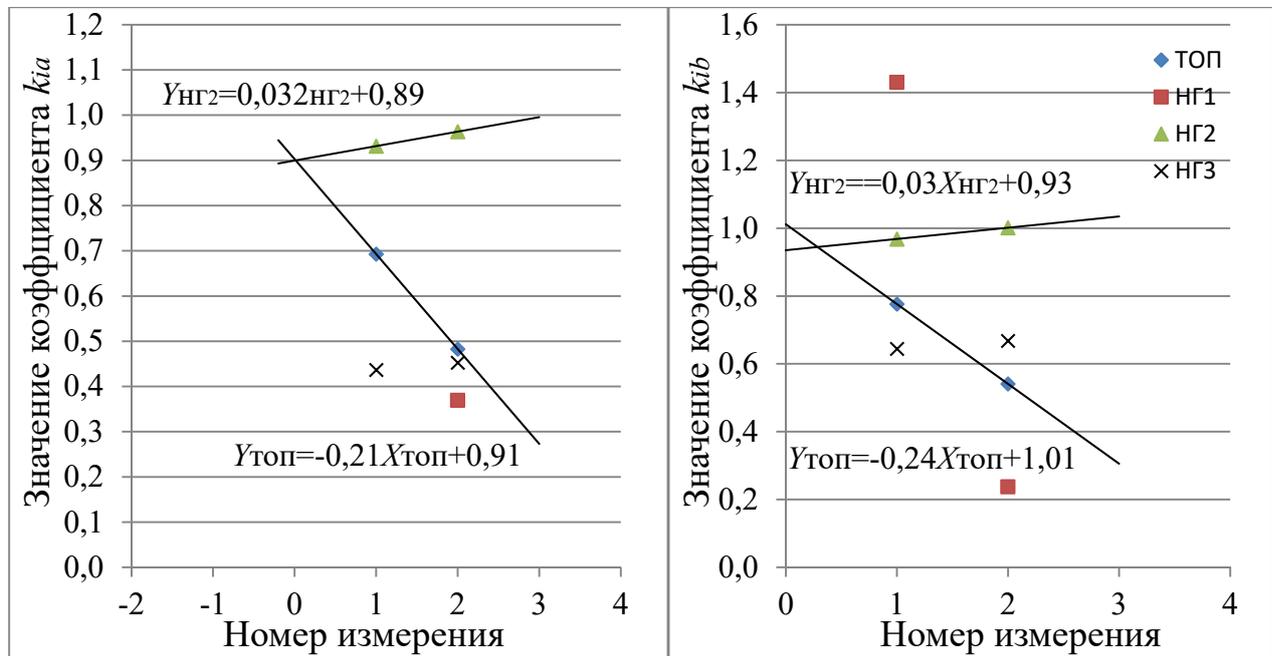


Рисунок 4.19 – Изменение коэффициентов k_{ia} и k_{ib} в эксперименте 3: ТОП – коэффициенты в ТОП; НГ1, НГ2 и НГ3 – коэффициенты в ветви фидера с НГ1, НГ2 и НГ3

В данном эксперименте СП НГ2 был определен с погрешностью в 10% (наибольшее отклонение от 1 зафиксировано для коэффициента $k_{\Phi 2a}$). Таким образом, симметрия ИП является наиболее важным условием работоспособности метода.

Поскольку в 2-ом эксперименте было показано, что несимметрия параметров внешней сети не влияет на точность метода, то любую ПС справедливо замещать схемой на рисунке 2.13, где ИП всегда симметричен. Тогда реальное слагаемое $\delta_{ип} = 0$ в любой схеме.

Эксперимент 4. Оценка влияния устройства АРКТ на работоспособность метода. Проводится эксперимент, в котором в исходном режиме сопротивления нагрузок соответствуют значениям в таблице 4.11. Параметры ВЛ и трансформатора симметричны, напряжение ИП симметрично.

Изменению подлежит мощность нагрузки фазы *a* потребителя НГ1 в диапазоне [1-6] о.е. от номинала. При этом для каждого измерения фиксируется значение коэффициентов k_{ib} (рисунок 4.20) для двух случаев: при отключенном состоянии АРКТ и при его работе (в качестве уставки принимается действующее значение линейного напряжения U_{ab} в ТОП U_{ab} 10,5 кВ).

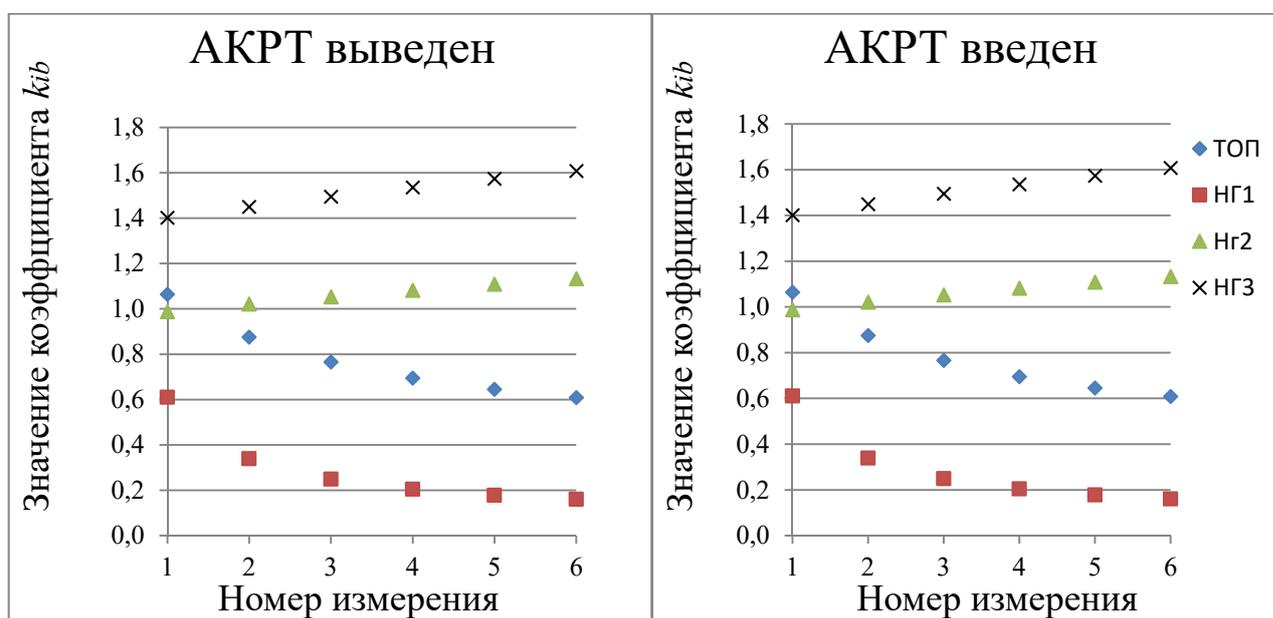


Рисунок 4.20 – Изменение коэффициента k_{ib} в эксперименте 4: ТОП – коэффициенты в ТОП; НГ1, НГ2 и НГ3 – коэффициенты в ветви фидера с НГ1, НГ2 и НГ3

Из графиков видно, что работа устройства АРКТ не влияет на значения коэффициента k_{ib} . Это объясняется тем, что АРКТ является устройством трехфазного симметричного регулирования. Поэтому значения коэффициентов K_{2U} и K_{0U} в ТОП не зависят от выбранной отпайки РПН, а характер несимметрии напряжения остается неизменным при его работе. Таким образом, можно заключить, что работа устройства АРКТ не влияет на точность метода, т.е. $\delta_{аркт} = 0$.

Суммируя составляющие погрешности в данной серии экспериментов по выражению (4.16), можно получить итоговую относительную методическую погрешность:

$$\delta_m = \delta_{\text{ап}} + \delta_{\text{вш}} + \delta_{\text{ип}} + \delta_{\text{аркт}} = 7,5 + 0 + 0 + 0 = 7,5\%.$$

Основываясь на том, что для работы метода необходим минимальный набор измерений и минимальное представление об исследуемой сети, справедливо оценить данную погрешность, как адекватную исходным данным.

4.2.2 Трансформатор типа Y/Δ-11

Как было сказано ранее, основной задачей в оценке погрешности метода при реализации в схеме с трансформатором типа Y/Δ является разработка алгоритма выбора доверительного интервала для определения СП. Для того, чтобы определить размах этого интервала, сперва необходимо определить механизм его формирования.

Пусть ПС питает потребителей со значениями напряжения прямой, обратной и нулевой последовательности в ТОП, U_1 , U_2 и U_0 соответственно. Тогда СП согласно (1.34) будет потреблять токи соответствующих последовательностей:

$$\bar{I}_1 = \frac{\bar{U}_1}{\bar{Z}_1}, \bar{I}_2 = \frac{\bar{U}_2}{\bar{Z}_2} \text{ и } \bar{I}_0 = \frac{\bar{U}_0}{\bar{Z}_0}. \quad (4.18)$$

Учитывая, что в схеме с трансформатором типа Y/Δ – 11 токи нулевой последовательности на стороне НН не трансформируются на сторону ВН, (4.18) можно рассматривать без их учета при приведении токов по (4.7):

$$\begin{aligned} \bar{I}_{iA} &= \frac{1}{k_T} \left(\frac{1}{1\angle 30} \bar{I}_{i1} + 1\angle 30 \cdot \bar{I}_{i2} \right), \\ \bar{I}_{iB} &= \frac{1}{k_T} (1\angle 210 \cdot \bar{I}_{i1} + 1\angle 150 \cdot \bar{I}_{i2}), \\ \bar{I}_{iC} &= \frac{1}{k_T} (1\angle 90 \cdot \bar{I}_{i1} + 1\angle 270 \cdot \bar{I}_{i2}). \end{aligned} \quad (4.19)$$

В зависимости от угла между векторами тока прямой и обратной последовательности, β , меняются соотношения амплитуд фазных токов

рассматриваемого потребителя. Интерес представляет оценка возможных значений тока обратной последовательности по (4.18) в схеме описанной конфигурации в ветви рассматриваемого СП, поскольку именно этот ток определяет ширину доверительного интервала.

Как было отмечено ранее, в схемах, где симметричный ИП электрически близок к рассматриваемой ПС для достижения в ТОП значений коэффициента K_{2U} 10-15% требуется таким образом усугубить режим, в котром для НП в составе комплексной нагрузки значительно превышает долю СП. На рисунке 4.21 представлена эквивалентная схема ветви СП в СЗТ прямой и обратной последовательности. В примере напряжение обратной последовательности в ТОП – 15% от напряжения прямой. В качестве КЛ принимается КЛ1 из таблицы 4.9, длина которой увеличена до 10 км ($Z_{1\text{ КЛ}}$ и $Z_{2\text{ КЛ}}$). СП, снабжаемый ЭЭ через эту КЛ, работает при номинальной нагрузке ($Z_{1\text{ СП}}$ и $Z_{2\text{ СП}}$).

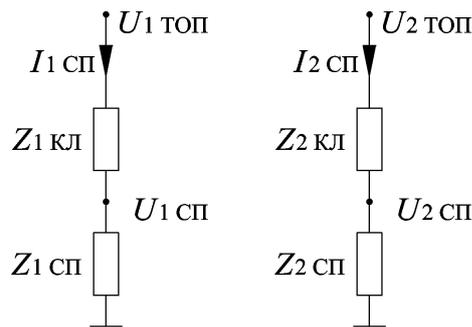


Рисунок 4.21 – Эквивалентная ветвь СП в СЗТ прямой и обратной последовательности

Напряжения прямой и обратной последовательности на шине потребителя можно рассчитать согласно выражениям:

$$\begin{aligned} \bar{U}_{1\text{ СП}} &= \bar{U}_{1\text{ ТОП}} - \bar{I}_{1\text{ СП}} \cdot \bar{Z}_{1\text{ КЛ}} = \bar{U}_{1\text{ ТОП}} - \bar{U}_{1\text{ ТОП}} \frac{\bar{Z}_{1\text{ КЛ}}}{\bar{Z}_{1\text{ СП}} + \bar{Z}_{1\text{ КЛ}}} \\ \bar{U}_{2\text{ СП}} &= \bar{U}_{2\text{ ТОП}} - \bar{I}_{2\text{ СП}} \cdot \bar{Z}_{2\text{ КЛ}} = \bar{U}_{2\text{ ТОП}} - \bar{U}_{2\text{ ТОП}} \frac{\bar{Z}_{2\text{ КЛ}}}{\bar{Z}_{2\text{ СП}} + \bar{Z}_{2\text{ КЛ}}}. \end{aligned} \quad (4.20)$$

Поскольку $Z_{2\text{ СП}} \gg Z_{2\text{ КЛ}}$, учет возможной несимметрии сопротивления КЛ не вносит качественного изменения в значение напряжения на шине СП, т.е. принимается допущение, что $Z_{2\text{ КЛ}} = Z_{1\text{ КЛ}}$. В зависимости от типа СП, его $Z_{2\text{ СП}}$ может варьироваться в диапазоне $[0,7-1]$ от значения $Z_{1\text{ СП}}$. Наиболее неблагоприятному случаю соответствует значение $Z_{2\text{ СП}} = 0,7 \cdot Z_{1\text{ СП}}$, т.к. ток

обратной последовательности в ветви СП в этом случае максимальный. Тогда, выражение (4.20) принимает вид:

$$\bar{U}_{1 \text{ СП}} = \bar{U}_{1 \text{ ТОП}} - \bar{U}_{1 \text{ ТОП}} \cdot \frac{\bar{Z}_{1 \text{ КЛ}}}{\bar{Z}_{1 \text{ СП}} + \bar{Z}_{1 \text{ КЛ}}} \quad (4.21)$$

$$\bar{U}_{2 \text{ СП}} = 0,15 \cdot \bar{U}_{1 \text{ ТОП}} - 0,15 \cdot \bar{U}_{1 \text{ ТОП}} \cdot \frac{\bar{Z}_{1 \text{ КЛ}}}{0,7 \cdot \bar{Z}_{1 \text{ СП}} + \bar{Z}_{1 \text{ КЛ}}}.$$

Для заданных величин сопротивлений элементов и при заданном напряжении обратной последовательности в ТОП, коэффициент K_{2U} на шине СП составляет:

$$\begin{aligned} K_{2U \text{ СП}} &= \left| \frac{\bar{U}_{2 \text{ СП}}}{\bar{U}_{1 \text{ СП}}} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{0,15 \cdot \bar{U}_{1 \text{ ТОП}}}{\bar{U}_{1 \text{ ТОП}}} \cdot \frac{1 - \frac{\bar{Z}_{1 \text{ КЛ}}}{0,7 \cdot \bar{Z}_{1 \text{ СП}} + \bar{Z}_{1 \text{ КЛ}}}}{1 - \frac{\bar{Z}_{1 \text{ КЛ}}}{\bar{Z}_{1 \text{ СП}} + \bar{Z}_{1 \text{ КЛ}}}} \right| \cdot 100\% \\ &= \left| 0,15 \cdot \frac{1 - \frac{1,24 + 0,107j}{8,38 + 4,05j + 1,24 + 0,107j}}{1 - \frac{1,24 + 0,107j}{11,97 + 5,79j + 1,24 + 0,107j}} \right| \cdot 100\% = 14,5\% \end{aligned}$$

В [68-71] рассматриваются различные негативные последствия работы двигательной нагрузки, которая составляет основной пласт СП в ЭС. Отмечаются такие неблагоприятные последствия, как снижение срока службы АД, увеличение активных потерь, перегрев, вибрации ротора и опрокидывание. Для данного анализа наибольшую ценность несет оценка явления вибрации ротора и опрокидывания АД.

Повышенные вибрации ротора, вызванные изменением формы магнитного поля статора, приводят к работе технологических защит от вибрации. Амплитуда их колебаний может быть значительной даже при значениях $K_{2U} = 2-3\%$ на шинах АД, поскольку его сопротивление обратной последовательности может быть в 5-10 раз меньше сопротивления прямой последовательности [71] (в (4.21) оно было уменьшено всего на 30%). Даже если у реальной машины $Z_2 = 0,2 \cdot Z_1$, то при напряжении $U_2 = 15\%$ в ТОП значения коэффициентов K_{2U} и K_{2I} по (3.21) составят 11,3% и 42,4% соответственно. Работа АД при таких значениях невозможна [69, 70], и он должен быть отключен защитой от вибрации. Даже если

такой защиты не предусмотрено, протекание токов обратной последовательности со значением 42,4 % и более приведет к глубокому снижению электромагнитного момента двигателя. Если такой двигатель работает при номинальной нагрузке, это приведет к его опрокидыванию.

Т.е., в случае, когда K_{2U} в ТОП превышает 10-12%, справедливо заключение о том, что двигательная нагрузка должна быть отключена. При отключении доминирующего типа СП справедливо заключить, что большая часть нагрузки ПС – это НП, что соответствует граничному случаю (2.16). Исходя из этого, можно рассчитать предельное значение тока обратной последовательности:

$$\bar{I}_{2 \text{ СП } max} = \frac{\bar{U}_{2 \text{ ТОП } max}}{\bar{Z}_{2 \text{ СП } min}} = \frac{0,12 \cdot \bar{U}_{1 \text{ ТОП}}}{0,7 \cdot \bar{Z}_{1 \text{ СП}}} \cong 0,17 \cdot \bar{I}_{1 \text{ СП}} \rightarrow K_{2I \text{ СП } max} \cong 17\%$$

Рассматривая данное соотношение токов прямой и обратной последовательности в (4.18), можно определить изменение коэффициентов по (2.13) при изменении угла β в диапазоне $[0^\circ; 360^\circ]$ (рисунок 4.22).

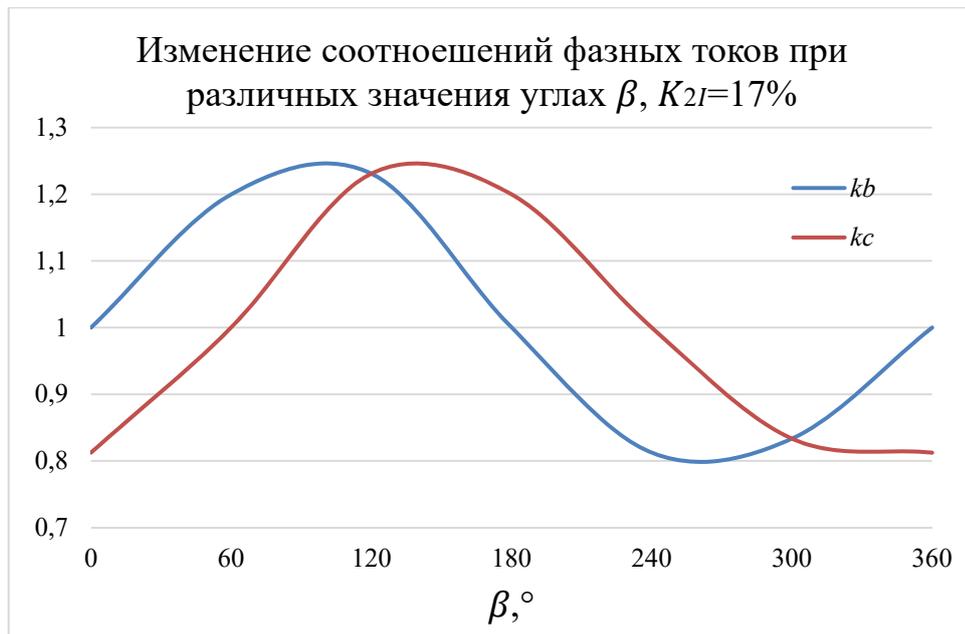


Рисунок 4.22 – Оценка ширины доверительного интервала в граничном случае

Из графика видно, что отношение амплитуд фазных токов колеблется в диапазоне $[0,81; 1,23]$. Т.е. граничная амплитуда доверительного интервала соответствует значению:

$$A_{max} = \frac{k_{max} - k_{min}}{2} = \frac{1,23 - 0,81}{2} = 0,21, \quad (4.22)$$

При этом возможна ситуация, когда значение K_{2U} в ТОП ниже описанного граничного значения, тогда и ток в ветви СП также будет ниже. Т.е. в общем виде ширину доверительного интервала можно определить исходя из выражения:

$$A = \left| \frac{\bar{Z}_{2 \text{ СП } max}}{\bar{Z}_{2 \text{ СП } min}} \cdot \frac{\bar{I}_{2 \text{ min}}}{\bar{I}_1} \right| \leq A_{max} \rightarrow A = 1,42 \cdot \left| \frac{\bar{I}_{2 \text{ min}}}{\bar{I}_1} \right| \leq A_{max}, \quad (4.23)$$

где $I_{2 \text{ min}}$ – минимальное значение тока обратной последовательности, зафиксированное в ветвях фидеров ПС, I_1 – ток прямой последовательности в этой ветви, $|\bar{Z}_{2 \text{ СП } max}/\bar{Z}_{2 \text{ СП } min}|$ – учитывает возможное различие сопротивлений обратной последовательности СП разных фидеров.

Далее проводится серия экспериментов, целью которых является оценка справедливости (4.23). При этом граничное значение A_{max} по (4.22) определяет предельную относительную методическую погрешность метода:

$$\delta_{\text{м (Y/\Delta)}} = \frac{A_{max}}{1} \cdot 100\% = 21\%, \quad (4.24)$$

Исходному режиму в дальнейшем соответствует нагрузка в таблице 4.11, Параметры ВЛ, КЛ и трансформатора представлены в таблицах 4.9 и 4.10 соответственно.

Эксперимент 1. Оценка влияния устройства АРКТ на работоспособность метода. В эксперименте изменяется реактивная мощность фазы a потребителя НГ1 [0,1;10] от номинального значения в таблице 4.11. Уставка АРКТ – $U_{ab} = 10,5$ кВ. На рисунке 4.23 представлено изменение коэффициентов k_{ib} для всех ветвей при работе АРКТ и без него. Результаты эксперимента показывают, что в схеме с трансформатором типа Y/Δ АРКТ также не оказывает влияние на работу метода, поскольку он является устройством симметричного регулирования, а, значит, изменяет ток во всех ветвях схемы пропорционально для каждой фазы.

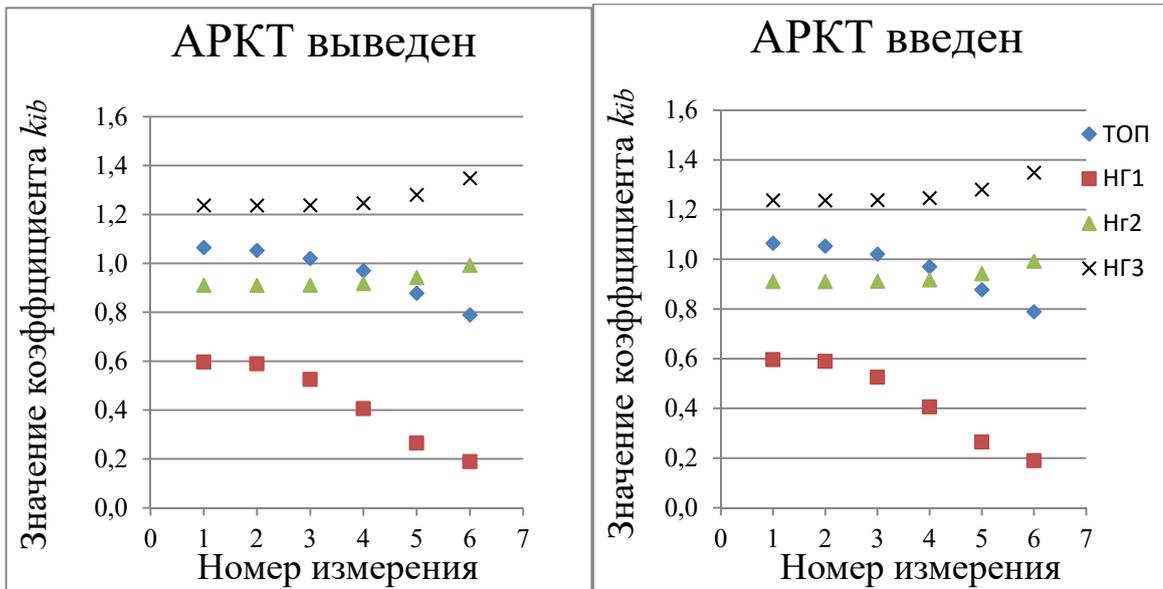


Рисунок 4.23 – Изменение коэффициента k_{ib} в эксперименте 1: ТОП – коэффициенты в ТОП; НГ1, НГ2 и НГ3 – коэффициенты в ветви фидера с НГ1, НГ2 и НГ3

Результаты эксперимента позволяет заключить, что устройство АРКТ не влияет на работоспособность метода.

Эксперимент 2. Рассмотрение режима с высокой степенью несимметрии напряжения в ТОП. В данном эксперименте требуется подобрать такую нагрузку НП, чтобы значение коэффициента в K_{2U} в ТОП превышало 10%. Поскольку ранее было показано, что для сети исследуемой конфигурации такому уровню несимметрии в ТОП соответствует значительное превышение мощности НП по сравнению с мощностью СП, то в качестве исходного режима принимается нагрузка потребителей НГ1 и НГ2, представленная в таблице 4.11. Отличием нагрузки НП НГ3 от ранее рассмотренной является то, что она подключается к линейным напряжениям U_{ac} и U_{bc} (параметры представлены в таблице 4.14).

Таблица 4.14 – Номинальные параметры нагрузки НГ3

Нагрузка	Напряжение	Мощность нагрузки		Параметры нагрузки	
		P , МВт	Q , Мвар	R , Ом	L , мГн
НГ3	U_{ac}	47,88	19,152	2,089	16,6
	U_{bc}	12,6	3,8	7,937	82,1

Для усугубления несимметрии в ТОП ИП задается несимметричным трехфазным напряжением (таблица 4.15).

Таблица 4.15. Параметры генератора в эксперименте 2

U_a , кВ	φ_a , °	U_b , кВ	φ_b , °	U_c , кВ	φ_c , °	K_{2U} , %	K_{0U} , %
6,378	0	6,273	-115	6,431	115	4,82	5,356

Значение K_{2U} и K_{2I} в ТОП в сложившемся режиме составляют 14,16% и 34,1% соответственно. При K_{2I} в ветви СП ($\bar{Z}_{2\text{СП}} = \bar{Z}_{1\text{СП}}$) составляет 14,16% и является минимальным значением. Тогда, по (4.23) рассчитывается амплитуда доверительного интервала:

$$A = 1,42 \cdot \left| \frac{\bar{I}_{2\text{min}}}{\bar{I}_1} \right| = 1,42 \cdot 0,1416 = 0,201 \approx 0,2.$$

На рисунке 4.24 показаны значения коэффициентов k_{ib} и k_{ic} , а также выделен полученный доверительный интервал. Как видно из графиков, одновременно доверительный интервал попадают только значения коэффициентов СП НГ2.

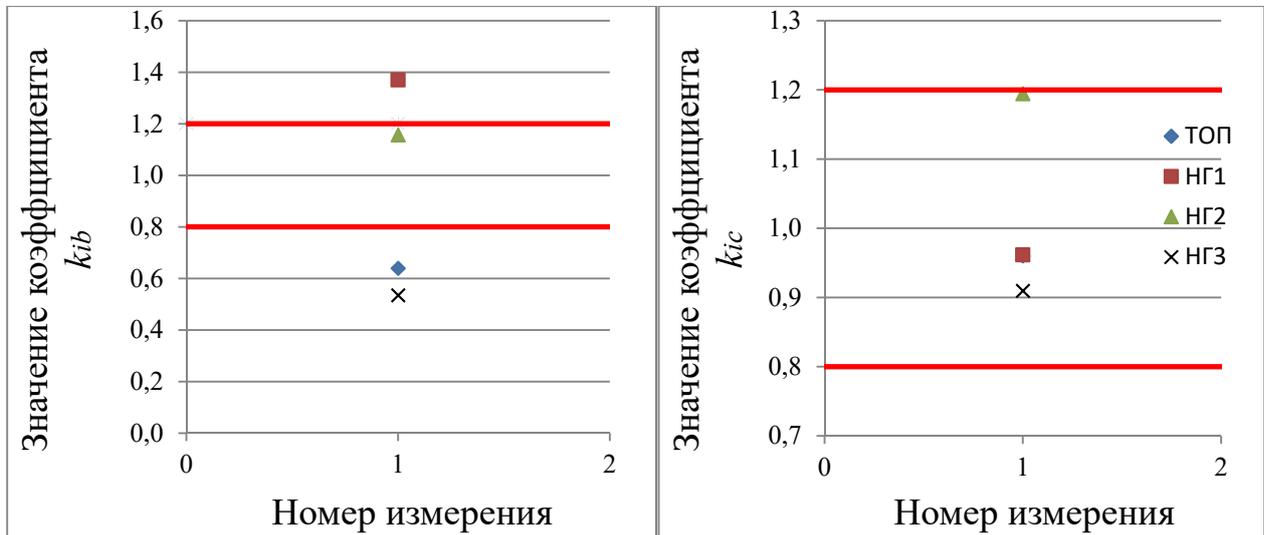


Рисунок 4.24 – Изменение коэффициента k_{ib} в эксперименте 2: ТОП – коэффициенты в ТОП; НГ1, НГ2 и НГ3 – коэффициенты в ветви фидера с НГ1, НГ2 и НГ3

Оценивая соотношение мощности всех НП по сравнению с мощностью СП по (2.32) через коэффициент участия для каждой фазы:

$$d_{\text{НПа}} = \left| \frac{\bar{Z}_{\text{эк НПа}}}{\bar{Z}_{\text{СПа}}} \right| = 0,125, \quad d_{\text{НПb}} = \left| \frac{\bar{Z}_{\text{эк НПb}}}{\bar{Z}_{\text{СПb}}} \right| = 0,123, \quad d_{\text{НПc}} = \left| \frac{\bar{Z}_{\text{эк НПc}}}{\bar{Z}_{\text{СПc}}} \right| = 0,048,$$

можно заключить, что мощность СП 8-20 раз меньше мощности НП по фазам. С учетом несимметрии напряжения ИП, справедливо заключение о том, что данный режим близок к наиболее неблагоприятному, описанному ранее, а полученная погрешность в 20% - адекватна исходным данным.

4.3 Заключение по главе

Изначально в 1-ой главе показано, что для формирования корректной эквивалентной электрической схемы замещения ПС обратной и нулевой последовательности требуется понимание характера ее потребителей. Так, если некоторый потребитель симметричный, то ветвь электрической схемы его эквивалентирующая должна быть представлена пассивными элементами – сопротивлениями КЛ и нагрузки данного фидера. Напротив, если рассматриваемый потребитель несимметричный, то в его эквивалентной ветви вместо сопротивления нагрузки должна присутствовать ЭДС искажений, которые этот потребитель вносит в сеть. Именно эту задачу позволяет выполнить корректно предложенный метод, т.е. улучшить наблюдаемость ЭС.

В ходе экспериментов было показано, что предложенный метод поиска НП работоспособен при 2 наиболее типичных схемах снабжения потребителей в сетях СН и НН и позволяет построить верную эквивалентную схему замещения.

Важным достоинством метода является то, что он требует меньшего количества исходных данных, чем любой метод, описанный в 1-ой главе, т.е. улучшает наблюдаемость за счет альтернативного подхода – более качественного анализа исходных данных.

Поскольку была доказана сравнительно низкая погрешность метода поиска НП, то можно заключить, что СЗТ для произвольной ПС известна в условиях минимума исходных данных. Тогда применение на практике предложенного во второй главе метода оценки ФВ несимметричного потребителя не вызывает затруднений.

4.4 Выводы по главе

1) Проведен ряд физических экспериментов, доказывающих концептуальную справедливость Метода поиска НП. Эксперименты показали, что:

- Метод работоспособен при несимметрии напряжения ИП, т.е. в более жестких условиях, чем те, которые были описаны при его выводе.
- Метод позволяет определить состав НП в независимости от соотношения их мощностей потребления (между собой и мощности СП), т.е. позволяет определить «скрытых» потребителей с неравномерным по фазам потреблением.

2) Проведен ряд математических экспериментов, позволивших оценить погрешность метода, связанную с введением допущений при его выводе. Показано, что:

- Несимметрия сопротивления внешней сети не вносит дополнительной методической погрешности.
- Режим работы АРКТ не вносит дополнительной методической погрешности.
- Применение линейной аппроксимации допустимо практически в любых возможных случаях изменения нагрузки.

3) Для ЭС, питающих потребителей через трансформаторы типа $Y/Y - 0$ обосновано значение методической погрешности в 7,5% и ниже, а через трансформаторы типа $Y/\Delta - 11$ обосновано значение методической погрешности в 20% и ниже.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработана методика поиска несимметричных потребителей ПС и оценки их фактического вклада в искажение симметрии напряжения в точке общего присоединения ПС, для чего были решены следующие задачи:

1) Проведен подробный анализ существующих подходов оценки фактического вклада, позволивший определить границы их применимости на практике в современных условиях неполноты исходных данных для анализа. Было показано, что дефицит исходных данных существенно ограничивает практическое применение существующих методов, что оправдывает усилия на разработку методики, работоспособной в описанных условиях. Для этого на первом этапе было рассмотрено два варианта установки средств измерений: в границах рассматриваемой ПС и за ее пределами. При равном количестве средств измерений для обоих случаев их установка в границах ПС технически проще, поскольку требует обеспечения синхронности измерений на сравнительно малых расстояниях (сотни метров). При подобной установке в наихудшем случае известны лишь токи во всех ветвях схемы замещения Тевенина ПС и напряжение в точке общего присоединения. Обосновано, что значения сопротивлений и ЭДС в схеме в худшем случае неизвестны, т.е. обоснована низкая наблюдаемость рассматриваемой ЭС и ПС в самом общем случае.

2) Разработана математическая модель, описывающая одиночную ПС в ЭС, электрически удаленную несимметричным сопротивлением внешней сети от симметричного источника питания. Доказана возможность применения этой модели для любой ПС в доказана справедливость линеаризации функций фазных токов во всех ветвях эквивалентной электрической схемы замещения ПС, позволяющей повысить наблюдаемость ЭС в части оценки ее режимов работы.

3) Разработан Метод поиска несимметричных потребителей ПС, использующий в качестве исходных данных измеренные значения трехфазных токов фидеров ПС и тока в точке общего присоединения, а в качестве инструмента – ранее обоснованную возможность линейной аппроксимации их значений. Приведено математическое доказательство разработанного метода и

определены условия его работоспособности. Применение метода позволило составить схему замещения Тевенина ПС обратной и нулевой последовательности, которая в дальнейшем используется для оценки фактических вкладов всех несимметричных потребителей в искажение симметрии напряжения в точке общего присоединения.

4) Описан набор параметров несимметричного потребителя, влияющих на значение его фактического вклада в несимметрию напряжения в точке общего присоединения при условии избытка исходных данных – избыточной наблюдаемости ЭС. Разработан метод оценки фактического вклада, учитывающий описанные параметры, но требующий меньше исходных данных.

5) Для возможности проверки предложенных в работе подходов была разработана библиотека математических моделей в среде *Matlab*, позволяющая смоделировать ПС или ЭС произвольной конфигурации.

6) Поскольку разработка Метода поиска несимметричного потребителя потребовала внесения допущений, возникла необходимость его оценки. На физической модели был проведен ряд экспериментов, подтверждающий его концептуальную работоспособность. На математической модели была проведена оценка погрешности метода в широком диапазоне изменения параметров схемы замещения Тевенина ПС с двумя наиболее распространенными типами трансформаторов в РФ (СНГ) и странах Европы (Y/Y и Y/Δ соответственно). Показано, что в типовых отечественных сетях методологическая погрешность не превышает 20%, а в странах Европы – 8%, что в условиях низкой наблюдаемости ЭС является допустимой ошибкой.

Список принятых сокращений

АД	– асинхронный двигатель	СЗТ	– схема замещения Тевенина
АРКТ	– автоматическое регулирование коэффициента трансформации	СЗН	– схема замещения Нортона
БСК/БК	– батарея статических конденсаторов	СИ	– средство измерения
ВЛ	– воздушная линия	СКИ	– средство компенсации искажений
ВН	– высокое напряжение	СН	– среднее напряжение
ГЭС	– гидроэлектростанция	СОС	– системообразующая сеть
ДВ	– допустимый вклад	СП	– симметричный потребитель
ДЭП	– дальняя электропередача	ТИ	– телеизмерение
ЕЭС	– Единая Энергетическая Система	ТОП	– точка общего присоединения
ЖД	– железнодорожная нагрузка	ТС	– телесигнал
ИП	– источник питания	УР	– установившийся режим
КЛ	– кабельная линия	ФВ	– фактический вклад
КЭЭ	– качество электроэнергии	ШБМ	– шина бесконечной мощности
ЛЭП	– линия электропередачи	ШР	– шунтирующий реактор
МДУ	– Метод двух узлов	ХХ	– холостой ход
МСС	– Метод симметричных составляющих	ЭДС	– электродвижущая сила
МУП	– Метод узловых проводимостей		
МЭГ	– Метод эквивалентного генератора		
НБ	– режим наибольшей нагрузки		
НГ	– нагрузка		
НМ	– режим наименьшей нагрузки		
НН	– низкое напряжение		
НП	– несимметричный потребитель		
ОВ	– ожидаемый вклад		
ОС	– обратная связь		
ООС	– отрицательная обратная связь		
ПА	– противоаварийная автоматика		
ПБВ	– переключение без возбуждения		
ПВК	– программно-вычислительный комплекс		
ПКЭ	– показатель качества электроэнергии		
ПС	– подстанция		
РУ	– распреустройство		
РЗ	– релейная защита		
РПН	– регулирование под нагрузкой		
РС	– распределительная сеть		
СВН	– сверхвысокое напряжение		

Список литературы

1. **Олексюк Б.В.** Разработка методики оценки влияния основного оборудования электрических сетей 220 кВ и выше на искажение формы кривой напряжения: Дис. канд. техн. наук: 05.14.02: Москва, 2014, 149 с.
2. **Тульский В.Н.** Развитие методики определения фактического вклада при оценке качества электрической энергии в точке общего присоединения: Дис. канд. техн. наук: 05.14.02: Москва, 2004, 134 с.
3. **Федосов Д.С.** Разработка метода оценки влияния потребителей на несинусоидальность и несимметрию напряжений в электрической сети: Дис. канд. техн. наук: 05.14.02: Москва, 2014, 195 с.
4. **Карташев И. И., Тульский В. Н., Шамонов Р. Г., Шаров Ю. В., Воробьев А. Ю.** Управление качеством электроэнергии. Под ред. Ю. В. Шарова. 3-е изд., перераб. и доп. — М. : Издательский дом МЭИ, 2017 г, 347 с. : ил.
5. **СТО 59012820.27.010.003-2015**, Правила отображения технологической информации, 2015 г., 126 с.
6. **ГОСТ 32144-2013**, Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения, 2014.
7. **ANSI C84.1-2011**. American National Standard for Electric Power Systems and Equipment — Voltage Ratings (60 Hertz), 2011.
8. **Чэпмэн Д.** Цена низкого КЭ. – Энергосбережение, 2004, №1, с. 66-69.
9. **С.И. Гамазин С.И., В.А. Пётрович.** Определение фактического вклада потребителя в искажение параметров качества электрической энергии – Промышленная энергетика, 2003, №1, с. 32-38.
10. **Гриб, О. Г.** Контроль потребления электроэнергии с учетом ее качества / О. Г. Гриб, Г. А. Сендерович, П. Г. Щербакова и др. – Харьков: Харьк. нац. унив. радиоэлектр., 2010. – 444 с.
11. **Ю.Л. Саенко, Калюжный Д.Н.** Анализ методов определения фактических вкладов в снижение качества электроэнергии по несимметрии и несинусоидальности напряжения – Электрифт. транспорта, 2015, №9, с. 123-133.

12. **Майер, В.Я.** Методика определения долевых вкладов потребителя и энергоснабжающей организации в ухудшении качества электроэнергии – *Электричество*, 1994, №49, с. 19–24.
13. **Сендерович, Г.А.** Определение действительного вклада потребителя в создание несимметрии на сборных шинах. – *Вісник Національного технічного університету, “Харківський Політехнічний інститут”*, 2004, №47, с. 136–139.
14. **Башкиров О.В., Першенков П.П., Тюрин Е.А.** Определение вклада потребителя в изменение показателей качества электроэнергии – *Труды международного симпозиума «Надежность и качество»*, 2009 г., Т. 2, 2 с.
15. **T. Pfajfar, B. Blazic, I. Papic.** Harmonic Contributions Evaluation With the Harmonic Current Vector Method. – *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2008, V. 23, - №1, pp. 425-433.
16. **J. Mazumdar, R. Harley, F. Lamber, G. K. Venayagamoorthy.** «Change in Voltage Distortion Predictions at the PCC Due to Changing Nonlinear Load Current Profile Using Plant Startup Data». – *IEEE Trans. on Pow. Del.*, 2007, pp. 1657-1664.
17. **Jong-Hoon Han, Kyebyung Lee, Chong Suk Song, Gilsoo Jang, Gilsung Byeon, Chang-Hyun Park.** A New Assessment for the Total Harmonic Contributions at the Point of Common Coupling. – *J Electr. Eng. Technol.*, 2013, vol. 8, pp. 742-750.
18. **Il Ming K, Hieyong Ha S, Lee S.W.** Transmission loss allocation algorithm using path integral based on transaction strategy. *IEEE Transaction on Power Systems*, 2010, V. 25, no. 1, pp. 195-205.
19. **Nojeng S, Hassan M.Y, Abdulah M.P, Hussin F.** Transmission loss allocation based on harmonic factor distortion in deregulated electricity supply industry. – *IEEE conference on Industrial electronics and Application*, Sept, 2012, pp. 24-26.
20. **Mojgan Hojabril, Arash Toudeshki.** Power Quality Consideration for Off-Grid Renewable Energy Systems. – *Energy and Power Engineering*, 2013, V. 5, pp. 377-383.
21. **Enslin J. H. R. and M. Heskes P. J.** Harmonic Interaction between a Large Number of Distributed Power Inverters and the Distribution Network. – *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2004, Vol. 19, No. 6, 2004, pp. 1586-1593.

- 22. Srinivasan K.** On Separating Customer and Supply Side Harmonic Contributions. – IEEE Transactions on Power Delivery, 1996, Vol. 11, Issue 2, pp. 1003-1012.
- 23. M. Farhoodnea, Azah Mohamed, H. Shareef, and R. A. Jabbar Khan.** An Improved Method for Determining Contribution of Utility and Customer Harmonic Distortions In A Power Distribution System. – International Journal on Electrical Engineering and Informatics. – 2010. – Vol. 2, № 3, pp. 204-215.
- 24. Иванова С.Г.** Теоретические основы электротехники. Версия 1.0 [Электронный ресурс]: конспект лекций / С. Г. Иванова, В. В. Новиков. – Электрон. дан. (4 Мб). – Красноярск : ИПК СФУ, 2008. – (Теоретические основы электротехники : УМКД № 11-2007 / рук. творч. коллектива С. Г. Иванова). – 1 электрон. опт. диск (DVD).
- 25. Бесонов Л.А.** Теоретические основы электротехники. Электрические цепи : учебник для бакалавров / Л. А. Бесонов. — 12-е изд., исправ. и доп. — М. : Издательство Юрайт, 2014. — 701 с. — Серия : Бакалавр. Углубленный курс.
- 26. Магнус Я.Р., Катышев П.К., Пересецкий А.А.** Эконометрика. Начальный курс: Учеб. – 6-е изд. Перераб и доп. – М.: Дело, 2004, 576 с.
- 27. Дворкин Д.В., Тульский В.Н.** Наблюдаемость энергосистемы // Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: Двадцать третья Междунар. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов (2— 3 марта 2017 г., Москва): Тез. докл. В 3 т. Т. 2. М.: Издательский дом МЭИ, 2017. — С. 312 — 448.
- 28. Силаев М.А., Тульский В.Н.** Исследование перемежающейся несимметрии напряжения и разработка способа ее применения // Управление качеством электрической энергии: Сборник трудов Международной научно-практической конференции. (Москва, 26–28 ноября 2014 г.) — М.: ООО «Центр полиграфических услуг „Радуга“», 2014. — С. 305-309 — 380: ил.
- 29. Пивоварова И.В., Дубинина Л.Я., Никулина Л.С.** Сборник задач по высшей математике. – Владивосток: Изд-во ВГУЭС, 2010. – 52 с. — 2-е изд., испр. и доп.

30. **Справочник** по проектированию электроэнергетических систем. – 3-е изд./ под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
31. **Веников В.А.** Электрические системы. Режимы работы электрических систем и сетей: учебное пособие для электроэнергетических вузов — М.: Высшая школа, 1975. — 344 с.
32. **Веников В.А.** Электрические системы. Матем. задачи электроэнергетики: учебник для студентов вузов – М.: Высшая школа, 1981, 288 с.
33. **А.А. Глазунов, Г.В. Шведов.** Проектирование районной электрической сети. Методические указания к курсовому проектированию. — М.: Издательский дом МЭИ, 2010 год, 71 с.
34. **Конев В.В.** Математический анализ. Учебное пособие. – Томск. Изд. ТПУ. 2008. – 123 с.
35. **Железко Ю.С.** Присоединение потребителей к электрическим сетям общего назначения и договорные условия в части качества электроэнергии – Технологии электромагнитной совместимости, 2003 г., №1, с. 22-30.
36. **Черных И.В.** «Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPower Systems и Simulink». — М.: ДМК Пресс; СПб.: Питер, 2008. — 288 с.
37. **Веников В.А., Журавлев В.Г., Филиппова Т.А.** Оптимизация режимов электростанций и энергосистем. — М.: Энергоиздат, 1981. — 464 с.
38. **ПУЭ, седьмое издание.** Правила устройства электроустановок, 2002.
39. **Идельчик В. И.** Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. — 592 с, ил. — ISBN: 5-283-01012-0.
40. **Справочник** по проектированию электрических сетей // под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с. ил.
41. **Неклепаев Б.П., Крючков И.П.** Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные данные для курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов. – 4-е изд, перераб. И доп. – М: Энергоатом-издат, 1989. – 608 с: ил.
42. **Справочник** по проектированию подстанций 35– 1150 кВ / под ред. Я. С. Самойлова. – М., 1996.

43. **Инструкция** по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185–94 / под ред. В. Д. Лордкипанидзе, К. М. Антипова, Д. Л. Файбисовича. – М.: Энергоатомиздат.
44. **Информационные материалы** кабельных заводов. Выставка в Сокольниках. – М., 2004.
45. **Нормы** технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (СО 154- 34.20.122–2006). Утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 16.06.2006. № 187.
46. **Годовые отчеты** ОАО «ЦДУ ЕЭС России». 2001–2010.
47. **Годовые отчеты** ПАО «ФСК ЕЭС». 2015.
48. **Инструкция пользователя ПО «RastrWin»**. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru/rastr/RastrHelp.php>, свободный.
49. **Овчинникова А.** Потери электроэнергии в распределительных сетях 0,38-6(10) кв. Новости Электротехники, 2003, №1, с. 15-17.
50. **Жежеленко И. В.** Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1984, 160 с.
51. **Дж. Арриллага, Д. Брэдли, П. Боджер.** Гармоники в электрических системах — М.: Энергоатомиздат, 1990. — 320 с.: ил.
52. **Calculating the Short-Circuit Impedance of a Multiwinding Transformer from its Geometry / Niemela V.A.** [et al.] // IEEE Power Electronics Specialists Conference (PESC), 1989, Vol. 2, pp. 607-617.
53. **Сенькина Г.Е., Емельчиков Е.П., Киселева О.М.** Методы матем. моделирования в обучении. Смол. гос. ун-т. – Смоленск, 2007 г., 36 с.
54. **«Школа электрика»** [Электронный ресурс]. Электрические схемы. – Режим доступа: <http://electricalschool.info/uchet/260-vlijanie-vysshih-garmloNIK.html>, свободный.
55. **Рыжов Ю.П.** Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: учебник для вузов. — М.: Издательский дом МЭИ, 2007. — 487 с.
56. **Лаврентьева В.М.** Электропередачи СВН России — М.: Энергоатомиздат, 2007 г.

57. **Александров Г.Н., Петерсон Л.Л.** Проектирование ЛЭП СВН России — Л.: Энергоатомиздат, 1982.
58. **Зарудский Г.К.** Анализ изменения режимных параметров воздушных линий электропередачи СВН — М.: Электричество, 1998, №5.
59. **ГалСен [Электронный ресурс]:** Комплекты лабораторного оборудования «Электрические цепи и основы электроники», ИПЦ «Учебная техника»,— Челябинск. Режим доступа: <https://galsen.ru/catalog>, свободный.
60. **ГОСТ 30804.4.30-2013** (IEC 61000-4-30:2008), Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии, 2014 г.
61. **НПП Энерготехника [Электронный ресурс]:** Средство измерения ПКЭ Ресурс-UF2MB-3П-15-5: основные метрологические характеристики, Пенза. Режим доступа: http://www.entp.ru/userfiles/image/UF2/2015_mx_UF2MB-3P15-5.pdf, свободный.
62. **ГОСТ Р 8.655-2009** ГСИ. Средства измерения показателей качества электрической энергии, 2012.
63. **Титенков С.С., Пугачев А.А.** Режимы заземления нейтрали в сетях 6-35 кВ и организация релейной защиты от однофазных замыканий на землю — М.: «Энергоэксперт», 2010, №2, сс. 36-42.
64. **Черноброво Н.В.** Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1971, 624 с.
65. **Шнеерсон Э.М.** Дистанционная защита.— М.: Энергоатомиздат, 1971, 448 с.
66. **Кислицын А.Л.** Трансформаторы: Учебное пособие по курсу «Электромеханика».- Ульяновск: УлГТУ, 2001. - 76 с.
67. **Вольдек А.И.** Электрические машины: Учебник для студентов вузов. — Изд. 3-е, перераб. — Л.: Энергия, 1978. — 832 с.
68. **Церазов А.Л.** Исследование влияния несимметрии и несинусоидальности на работу трёхфазных асинхронных двигателей. М.: МЭИ, 1963.

- 69. Церазов А.Л., Якименко Н.И.** Исследование влияния несимметрии и несинусоидальности напряжения на работу асинхронных двигателей. Информационные материалы. М.:Госэнергоиздат, 1963, № 70,153с., ил.
- 70. Испытание синхронных машин:** Учебное пособие/ Э. И. Гуревич, Т. И. Егорова, Б. В. Сидельников и др.; Санкт-Петербургский государственный политехнический университет. СПб.: Изд-во СПбГПУ, 2004.
- 71. Радин В. И.** Электрические машины: Асинхронные машины: Учебник для вузов. В. И. Ради, Д. Э. Брускин, А. Е. Зорохович; под ред. И. П. Копылова. М.: Высшая школа, 1988.
- 72. Электрические машины.** Машины переменного тока: Учебник для вузов. - СПб.: Питер, 2010. - 350 с.: ил.
- 73. А.И. Уемов.** Логические основы метода моделирования. – М.: Мысль, 1971 г., 311 с.
- 74. Бодрийяр Ж.** Симулякры и симуляция/Simulacres et simulation (1981), рус. перевод 2011 г., пер. А. Качалова. — М.:Рипол-классик, 2015.
- 75. Глинский Б.А.** Моделирование как метод научного исследования. – М., изд-во МГУ, 1965, 167 с.
- 76. Gregory J. Porter, Andrew Van Sciver.** Power quality solutions: case studies for troubleshooters. Lilburn, Ga: Fairmont Press, 1999, 277 p.
- 77. Горяев А.В.** Физическое, математическое и компьютерное моделирование природных систем и процессов на уроках физики. – М.: Вестник Пермского государственного гуманитарно-педагогического университета. Серия: Информационные компьютерные технологии в образовании, 2006, №2, с. 134-146.
- 78. Кусенко С.П., Газизов Т.Р.** Итерационные методы решения системы линейных алгебраических уравнений с плотной матрицей. — Т.: ТГУ, 2007, 208 с.
- 79. Бермант А.Ф., Араманович И.Г.** Краткий курс математического анализа: Учебное пособие. 16-е изд., стер. – СПб, Издательство «Лань», 2010. – 736 с.: ил.
- 80. Сенькина Г.Е., Емельчиков Е.П., Киселева О.М.** Методы математического моделирования в обучении. Смол. гос. ун-т. — Смоленск, 2007 г., 36 с.

Приложение А Блок-схемы представленных алгоритмов

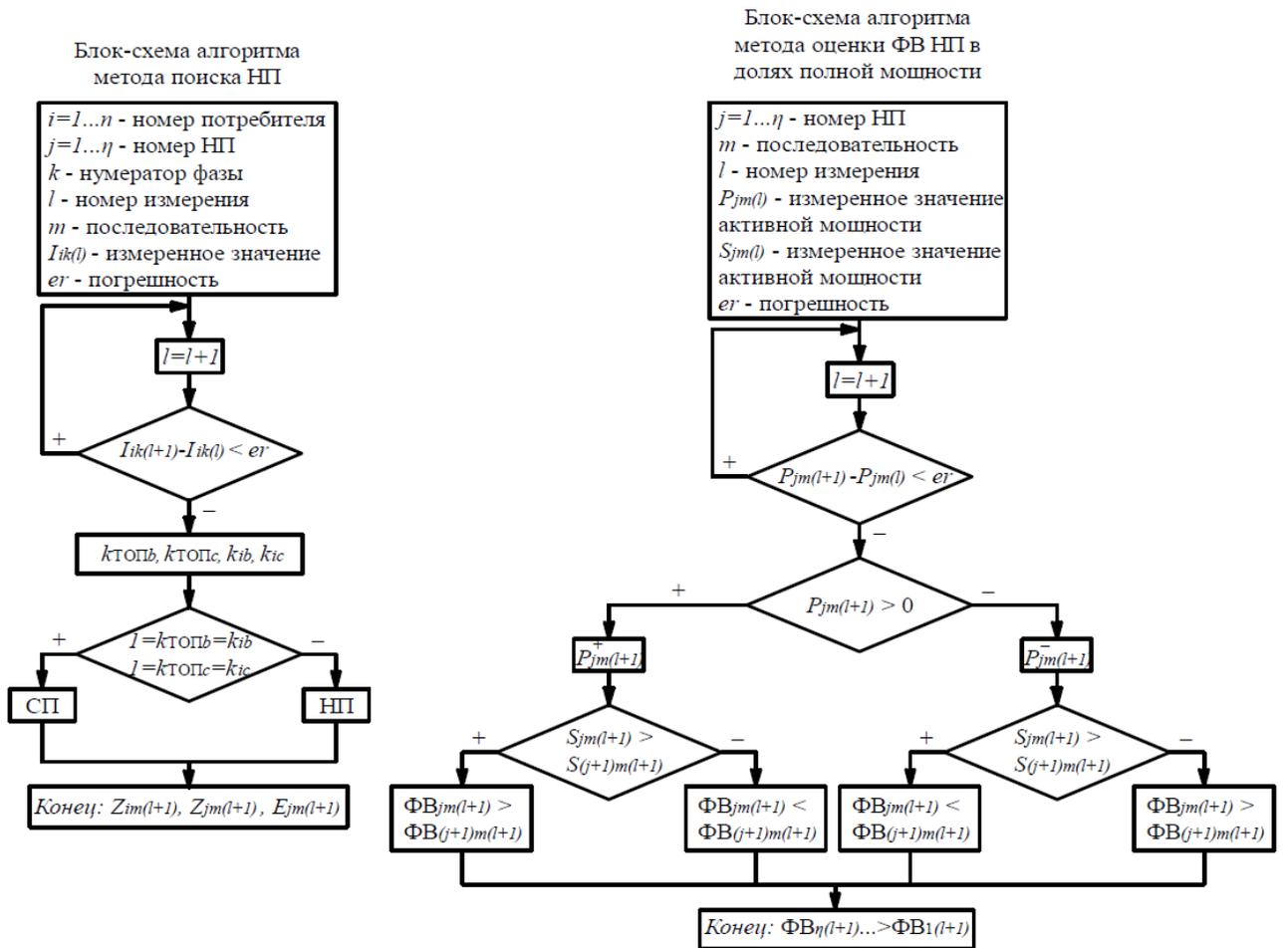


Рисунок А.1 – Блок-схемы алгоритмов Метода поиска НП и метода оценки ФВ НП в долях полной мощности

Приложение Б Методика моделирования энергосистемы в Matlab

Одним из этапов исследования системы любой сложности является составление ее модели, в наибольшей степени отражающей поведение этой системы в режиме покоя (статический режим системы), режиме при наличии малых возмущений (статическая устойчивость системы) и режиме при наличии больших возмущений (динамическая устойчивость системы).

Модель – это система-симулякр, служащая для оценки другой, реальной или вымышленной, системы [73, 74]. Поскольку перед моделью стоит задача максимально полного отражения действительности в эксперименте, то к самой модели предъявляется ряд требований, в совокупности обеспечивающие решение этой задачи [75, 76]:

- 1) Адекватность, т.е. поведение модели, должна отвечать заложенным ожиданиям или реальным процессам, подвергающимся моделированию, а результаты – реальным показателям.
- 2) Точность – результаты, полученные путем оценки модели, должны быть либо абсолютно точны, либо иметь объясненную погрешность. При этом даже при наличии объяснений величина погрешности этих результатов не должна вызывать сомнений в адекватности модели.
- 3) По возможности, модель должна быть универсальной. Т.е. одна модель должна быть пригодна для описания всего многообразия процессов, подвергающихся моделированию. Если этого достичь не удастся, альтернативой представляется группа моделей, пригодных для совместного применения.

Выбор и описание модели напрямую зависит от типа среды моделирования. В технических специальностях наибольшее применение находят среды [77]:

- 1) Физического моделирования, когда модель представляет собой комплекс устройств и аппаратов, обеспечивающих максимально точное приближение параметров модели моделируемых процессов к реальным параметрам системы и реальным процессам.

2) Математического моделирования, когда модель представляет собой набор качественных и количественных описаний связей между отдельными элементами модели и процессами в ней с помощью математического аппарата.

Каждая из этих сред налагает определенные ограничения, которые определяют степень их применимости, а, значит, и применимости самих моделей.

Главный недостаток математического моделирования – это отсутствие наглядности и формализация подхода к исследованию. Модель, представленная в виде СЛАУ и СДАУ, подвергаясь различным операциям линейной алгебры, являет собой сухую картину параметров отдельных элементов исследуемой реальной системы и связей между ними. При этом физический смысл, представленный в виде математических формул, не всегда очевиден, а считывание полученной информации затрудняется при увеличении количества и порядка дифференциальных уравнений.

В тоже время математическое моделирование позволяет быстро менять набор применяемых допущений и изменять параметры модели в зависимости от поставленной задачи. Ключевым преимуществом данного вида моделирования является возможность получения любого параметра, характеризующего систему или ее процесс на основе итерационного вывода [78-80].

Главный недостаток физического моделирования – это ограниченность получаемых результатов техническими возможностями модели или системы измерения. Сооружение сложной физической модели зачастую сопровождается затратой времени на создание отдельных объектов модели, обеспечение физической связи между ними, связано с высокими финансовыми затратами и трудоемким обслуживанием. К тому же изменение параметров физической модели в случае изменения списка применяемых допущений также может быть связано с большим набором операций.

Однако физическая модель позволяет проводить натурные эксперименты и, в ряде случаев, обеспечивает чувственно-тактильные ощущения у исследователя, что позволяет глубже понять физический смысл моделируемых процессов.

Поскольку недостатки и положительные качества обеих сред в сравнении друг с другом имеют взаимоисключающие показатели, то имеет смысл рассмотреть среду моделирования, которая одновременно имеет описанные преимущества и лишена недостатков – среду компьютерного моделирования. Применение компьютерного моделирования, с одной стороны, дает возможность анализировать модель, как набор отдельных ее физических элементов, с другой – получить любой требуемый параметр модели.

В качестве такой среды предлагается ПВК *Matlab*. А цель данного приложения – детальное описание возможностей этого комплекса в вопросе моделирования электроэнергетических систем различного назначения.

Безусловно, невозможно в рамках краткого сборника описать весь функционал и продемонстрировать все возможности ПВК, но возможно описать базовый набор типовых решений для расчета УР, оценки ПКЭ или анализа устойчивости. Зная данный набор инструментов, исследователь способен предложить собственные пути решения поставленной перед ним частной задачи. Ниже представлено описание методики применения этого ПВК, описание его отдельных блоков, их совместное применение, раскрытие его функционала и советы по применению в зависимости от типа поставленной задачи.

Б.1 Структура ПВК *Matlab* и библиотеки *Simulink*

Структура данного ПВК представляет собой разветвленную систему подблоков и подсистем, позволяющих оператору применять математический аппарат для перевода его в готовую модель – «прямая задача» – применять готовую модель для перевода ее в форму текстового описания математической модели – «обратная задача» – выводить результат расчета СЛАУ или СДАУ в графической или табличной форме и проводить над ними различные операции.

В общем виде структуре ПВК можно выделить три основных системы:

- 1) Система ввода данных о параметрах исследуемой системы. Она представлена в виде рабочих областей «*Editor*» для ввода параметров системы в виде линейных и дифференциальных уравнений или матриц, «*Command Window*» для задания команд-операций с этими данными, описания циклов итерационного

процесса или наблюдения промежуточных результатов. Данный подход является реализацией решения «прямой задачи» расчета СЛАУ или СДАУ. Альтернативой ей служит реализация «обратной задачи» через сборку модели исследуемой сети из отдельных блоков библиотеки «*Simulink*» (см. ниже).

Следует учесть, что пакет данных, полученный из решения «прямой задачи», невозможно перевести в пакет данных для решения «обратной задачи», однако предусмотрена передача пакетов данных в обратном направлении.

2) Система вывода результатов расчета. Как сказано выше, «*Command Window*» позволяет наблюдать ряд промежуточных результатов при решении «прямой задачи», однако не является основным инструментом их вывода. Для этого существует область «*Workspace*», позволяющая выводить результаты, как отдельные значения переменных, формате функции или сигналов: $F = f(x_1, x_2 \dots x_n)$, или в матричной форме. Эта область в равной степени может применяться как для решения «прямой задачи», так и для решения «обратной задачи», и связывает эти подходы к решению, однако, решая «прямую задачу», данные топологии ЭС передать в качестве исходных для решения обратной задачи можно только в матричной форме или в виде уравнений. Т.е. построить «*Simulink*»-модель ЭС на основе матрицы узловых проводимостей нельзя.

Немаловажным преимуществом «*Workspace*» является возможность объединения и передачи результатов из разделов библиотеки «*Simulink*», относящихся к разным областям знания. Это может быть полезно для решения совместных проектов, касающихся вопросов электромеханики, путем объединения или передачи данных из раздела «*SimMechanics*» и «*SimPower Systems*». Например, когда в рамках исследования необходим анализ или установление связи механических свойств синхронной или асинхронной машины и ее электрических параметров. Или для перехода из плоскости дискретной логики систем релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗ и ПА соответственно) к электрическим параметрам отдельных реле.

Альтернативой «*Workspace*» для вывода информации служит библиотека блоков для отображения информации (см. ниже). Преимуществом подобного

Как видно из блок-схемы, характер взаимодействия между этими задачами неравномерен, «обратная задача» дает оператору больше простора для взаимодействия с отдельными системами ПВК. Далее предлагается проводить анализ условной ЭС, решая именно «обратную задачу». Для этого требуется описать ЭС методом построения блочной модели, с применением различных систем измерений, вывода результатов этих измерений и анализа параметров.

Библиотека делится на два раздела:

- 1) Библиотека «*Demos*», содержащая набор готовых решений. К таким решениям, к примеру, относятся готовые модели АФ и ПФ, электромеханические модели вращающихся машин, нагрузок и т.д.
- 2) Библиотека блоков, вызываемая в главном меню (рисунок Б.2).



Рисунок Б.2 – Иконка вызова библиотеки «*Simulink*»

В данной работе уделено внимание второму разделу (рисунок Б.3).

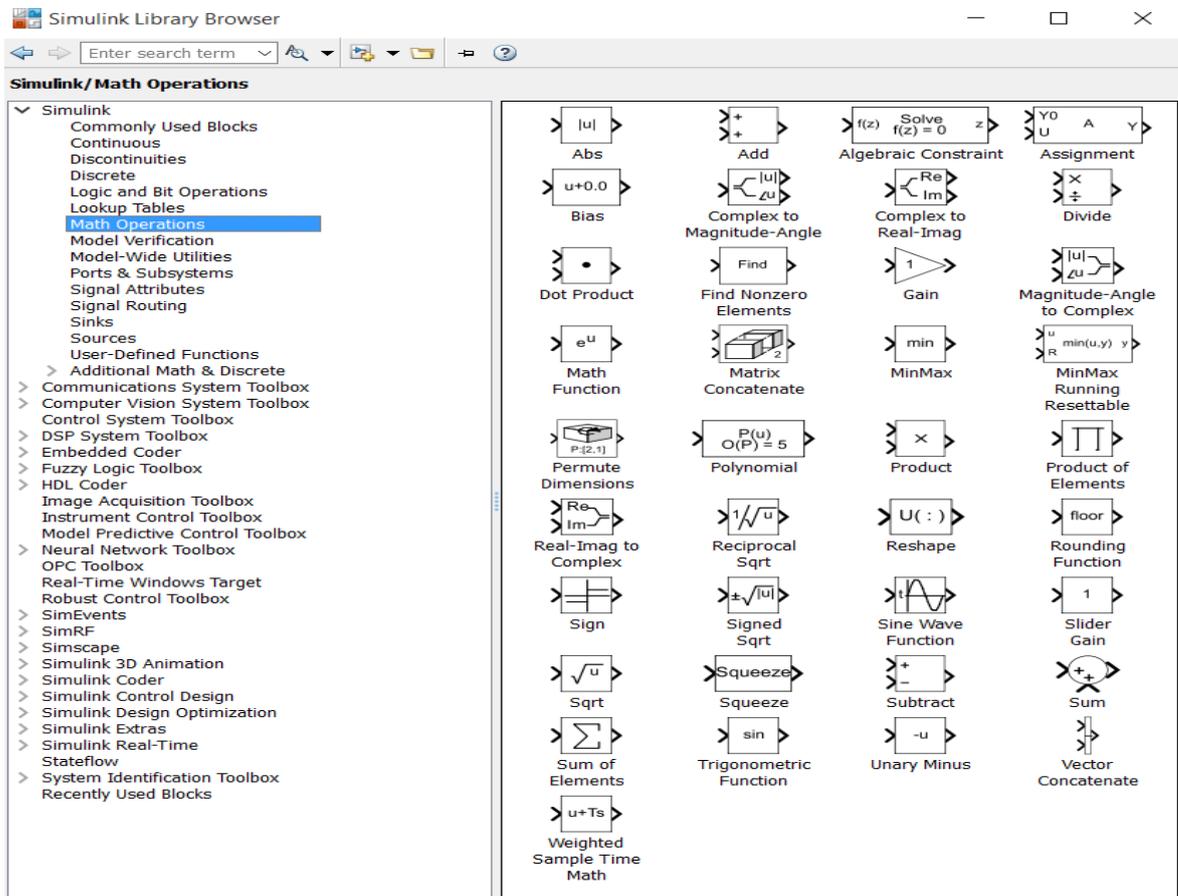


Рисунок Б.3 – Структура библиотеки блоков

В части моделирования ЭС наибольший интерес представляют следующие архивы этой библиотеки:

- 1) «*Math operation*» – содержит блоки для манипуляций с измеренными сигналами (данный архив выбран на рисунке Б.3).
- 2) «*SimScape*» – содержит в себе подархивы «*SimElectronics*» «*SimPowerSystem*» с основными элементами силового оборудования ЭС и элементами силовой электроники.
- 3) «*Measurment*» – библиотека измерительной техники.
- 4) Отдельные элементы, расположенные в различных архивах, для организации рабочего пространства или передачи сигналов между моделями.

Двойное нажатие ЛКМ на иконку отдельного блока вызывает меню спецредактора с детальным описанием этого блока и, если требуется, полями задания параметров этого блока.

В случае, если необходимо найти блок, название которого известно, а расположение в библиотеке нет, то возможно найти его через поисковую систему, обозначенную как «*Enter search term*».

Для использования блока библиотеки в модели необходимо лишь переместить этот блок из архива в окно модели.

Поскольку *Matlab* не допускает дублирование имен одностипных блоков в одной модели, то название по умолчанию следует скрывать через команду «ПКМ-*Format-Show block name*». После скрытия оригинального имени блока, необходимо обозначить его текстовой формой. Дальнейшее многократное копирование этого блока с новым именем возможно в рамках модели. Таким образом организуется обозначение отдельных элементов.

Блоки, работа которых связана с параметром частоты, имеют настройку по умолчанию 60 Гц. По умолчанию параметр активного сопротивления не зависит от частоты.

Б.2 Силовые блоки

В данном разделе описаны основные блоки, моделирующие элементы ЭС, относящиеся к генерации, передаче, трансформации и распределению ЭЭ.

Б.2.1 Модель нулевого узла

Создание модели начинается с задания нулевого узла блоком «*Ground*», относительно которого будут рассчитываться в дальнейшем значения токов и напряжений (рисунок Б.4).



Рисунок Б.4 – Нулевой узел

Является общей точкой для всех уровней модели, может быть дублирован неограниченное число раз для удобства организации рабочего пространства.

Б.2.2 Модель узла генерации

Модель генерирующего узла может быть задана блоком «*Three – phase Programmable Voltage Source*», представленного на рисунке Б.5. Для упрощения моделирования генерирующая единица представляется без повышающего трансформатора, поэтому класс напряжения определяется номинальным напряжением передачи.

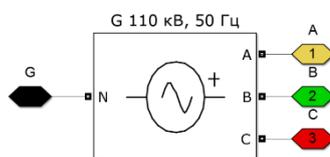


Рисунок Б.5 – Блок генерирующей единицы: ШБМ 110 кВ, 50 Гц

В зависимости от типа узла модель генератора может быть представлена в виде ШБМ, *PQ*-генератора или в виде *PV*-генератора. Список параметров для описания блока, в зависимости от типа генератора представлен в таблице Б.1.

Таблица Б.1 – Требуемые параметры для задания генерирующей единицы

Тип	Параметры
<i>Swing</i>	$U_{\text{НОМ}} = [\text{В}]; \varphi_{U_a} = [^\circ]; f_{\text{НОМ}} = [\text{Гц}];$
<i>PQ</i>	$U_{\text{НОМ}} = [\text{В}]; \varphi_{U_a} [^\circ]; f_{\text{НОМ}} = [\text{Гц}]; P_{\Gamma} = [\text{Вт}]; Q_{\Gamma \min} = [\text{вар}]; Q_{\Gamma \max} = [\text{вар}];$
<i>PV</i>	$U_{\text{НОМ}} = [\text{В}]; \varphi_{U_a} = [^\circ]; f_{\text{НОМ}} = [\text{Гц}]; P_{\Gamma} = [\text{Вт}]; Q_{\Gamma} = [\text{вар}];$

Блок не имеет внутреннего сопротивления, поэтому для подключения его в модели требуется последовательно подключенная индуктивность для имитации

внутреннего реактивного сопротивления генератора и успешного формирования матрицы узловых проводимостей.

Б.2.3 Модель узла потребления

Симметричная нагрузка со схемой соединения «звезда» реализована с применением блока «*Three-Phase RLC-load*» и представлена на рисунке Б.6.

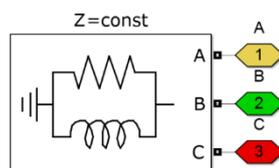


Рисунок Б.6 – Модель узла симметричного потребления со схемой «звезда»

В зависимости от поставленной задачи нагрузку в модели можно задать через постоянное сопротивление ($Z = const$) или постоянным отбором мощности ($P, Q = const$). Список параметров для описания блока в его спецредакторе (таблица Б.2) не меняется в зависимости от типа узла потребления, но меняется характер потребления в зависимости от напряжения питания.

Таблица Б.2 – Требуемые параметры для задания узла потребления

Тип	Параметры
$Z = const$	$U_{ном} = [В]; f_{ном} = [Гц]; P_T = [Вт]; Q_L = [вар]; Q_C = [вар];$
$P, Q = const$	

По умолчанию принимается, что емкостная мощность нагрузки $Q_C = 0$, т.е. нагрузка носит активно-индуктивный характер.

Для моделирования НП со схемой «звезда» возможно только задание нагрузки постоянным сопротивлением ($Z = const$) с помощью трех блоков «*Series RLC Branch*», соединенных по схеме «звезда» (рисунок Б.7).

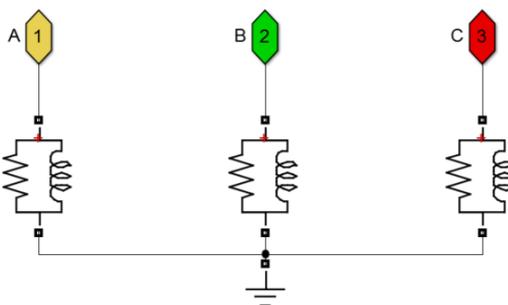


Рисунок Б.7 – Модель узла несимметричного потребления со схемой «звезда»

Для описания этих блоков необходимо задание параметров активного сопротивления, $R = [Ом]$, и индуктивности, $L = [Гн]$.

При этом номинальное активное сопротивление фазы, $R_{\phi} = [\text{Ом}]$, рассчитывается исходя из значений номинального фазного напряжения, $U_{\text{ном.}\phi} = [\text{кВ}]$, и номинального активного фазного потребления, $P_{\text{ном.}\phi} = [\text{МВт}]$:

$$R_{\phi} = U_{\text{ном.}\phi}^2 / P_{\text{ном.}\phi}. \quad (\text{Б. 1})$$

Номинальная индуктивность фазы, $L_{\phi} = [\text{Гн}]$, рассчитывается исходя из значений номинального фазного напряжения, $U_{\text{ном.}\phi} = [\text{кВ}]$, номинального реактивного фазного потребления, $Q_{\text{ном.}\phi} = [\text{Мвар}]$, и угловой частоты, $\omega = [\text{рад/с}]$:

$$L_{\phi} = U_{\text{ном.}\phi}^2 / Q_{\text{ном.}\phi} \cdot \omega. \quad (\text{Б. 2})$$

Для моделирования НП со схемой «треугольник» возможно только задание нагрузки постоянным сопротивлением ($Z = \text{const}$) с помощью трех блоков «Series RLC Branch», соединенных по схеме «треугольник» (рисунок Б.8).

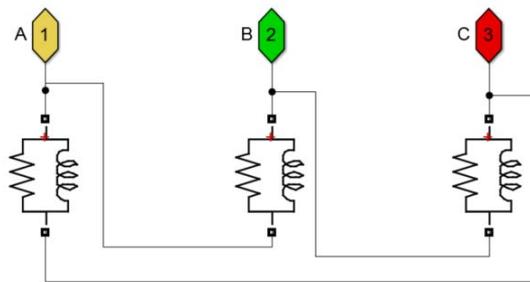


Рисунок Б.8 – Модель узла несимметричного потребления со схемой «треугольник»

Номинальное линейное активное сопротивление, $R_{\text{л}} = [\text{Ом}]$, рассчитывается исходя из значений номинального линейного напряжения, $U_{\text{ном.л}} = [\text{кВ}]$, и номинального линейного активного потребления, $P_{\text{ном.л}} = [\text{МВт}]$:

$$R_{\text{л}} = U_{\text{ном.л}}^2 / P_{\text{ном.л}}. \quad (\text{Б. 3})$$

Номинальная линейная индуктивность, $L_{\text{л}} = [\text{Гн}]$, рассчитывается исходя из значений номинального линейного напряжения, $U_{\text{ном.л}} = [\text{кВ}]$, номинального линейного реактивного потребления, $Q_{\text{ном.л}} = [\text{Мвар}]$, и угловой частоты, $\omega = [\text{рад/с}]$:

$$L_{\text{л}} = U_{\text{ном.л}}^2 / Q_{\text{ном.л}} \cdot \omega. \quad (\text{Б. 4})$$

Моделирование нагрузки с нелинейной характеристикой потребления проводится сборкой схемы из блоков «*Three-Phase RLC-load*», «*Three-Phase Breaker*» и «*AC Current Source*» (Рисунок Б.9).

Поскольку цепи источников тока не могут иметь разрывов, то для моделирования сценариев переменной работы нелинейной нагрузки включением и выключением выключателя В2 замыкание источников токов на землю производится выключением и включением выключателя В1 соответственно.

Для блока «*Three-Phase Breaker*», имитирующего выключатель В2, необходимо задать активное сопротивление контакта, $R_k = [Ом]$. Таким образом возможно моделировать потери активной мощности на коммутацию ключей выпрямительного моста. Сопротивление выключателя В1 значения не имеет.

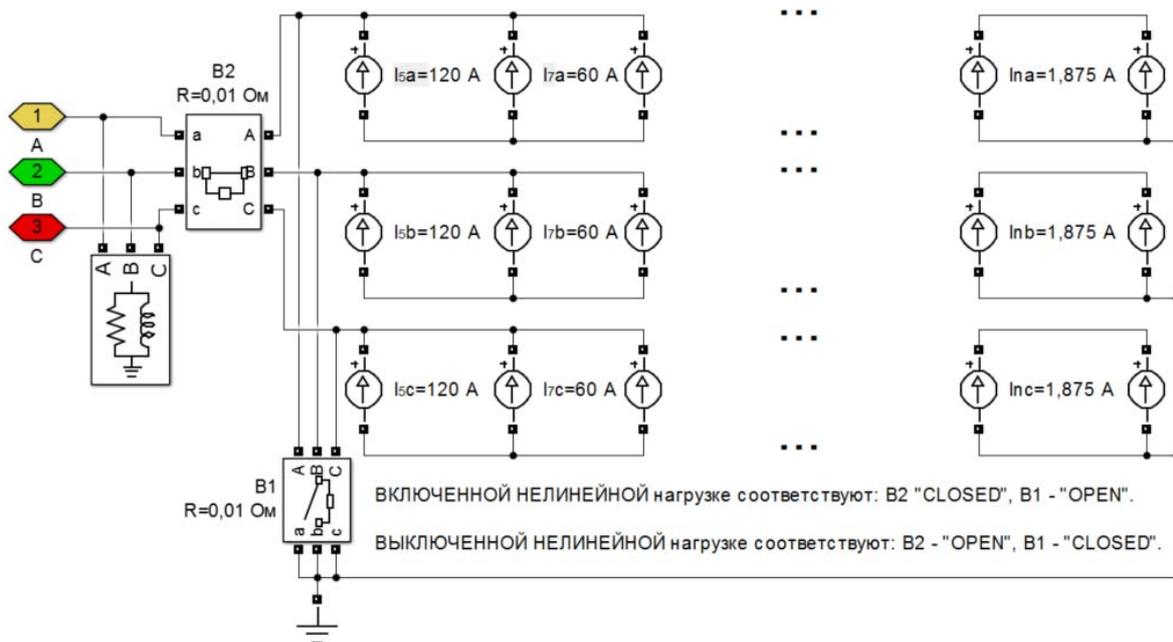


Рисунок Б.9 – Нелинейный потребитель с источниками тока высших гармоник

Для каждого из блоков «*AC Current Source*» необходимо задать значения тока гармоники порядка n , $I_n = [A]$, начальной фазы тока этой гармоники, $\varphi_n = [^\circ]$, и ее частоты, $f_n = [Гц]$.

Поскольку эта схема не имеет ОС по режиму работы внешней сети (источники тока будут генерировать заданный ток высших гармоник при любом режиме внешней сети), то для моделирования потребителя, чей уровень вносимых в схему помех зависит от режима внешней сети, необходимо использовать

модель, собранную из блоков «*Series RLC Branch*» и «*Universal Bridge*» (рисунок Б.10).

При этом номинальное активное сопротивление нагрузки рассчитывается исходя из значений номинального линейного напряжения и номинального активного линейного потребления по выражению (Б.3), а номинальная индуктивность рассчитывается исходя из значений номинального линейного напряжения и номинального реактивного потребления по выражению (Б.4)

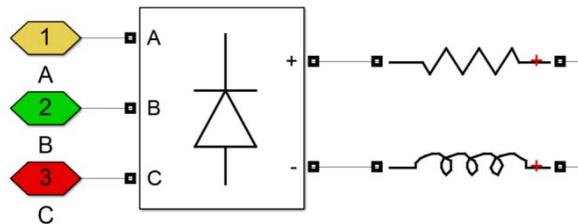


Рисунок Б.10 – Нелинейный потребитель с трехфазным мостом

Для трехфазного моста необходимо задать значение активного сопротивления контакта, $R = [\text{Ом}]$, и внутреннюю емкость демпфирования, $C = [\text{Ф}]$.

Такая схема обладает ОС по режиму внешней сети, но регулирование коэффициента мощности нагрузки нельзя проводить независимо путем изменения ее активной и реактивной составляющей, поскольку активный и индуктивный элемент соединены последовательно. Т.е. изменение активной нагрузки влечет изменение реактивной. Подключение индуктивности и активного сопротивления параллельно невозможно, поскольку порядок значений демпфирующей емкости моста $C = 10^{-9}$. Поэтому параллельное подключение индуктивности порядка $L = 10^{-3}$ будет нецелесообразно, т.к. эквивалентная нагрузка будет характеризоваться практически активным потреблением.

Б.2.4 Модель нетрансформаторной ветви

Модель ЛЭП различается в зависимости от класса напряжения и формы представления параметров схемы замещения.

В общем виде модель ЛЭП с сосредоточенными параметрами может быть собрана из блоков «*Series RLC Branch*» в П-образную схему замещения, как показано на рисунке Б.11.

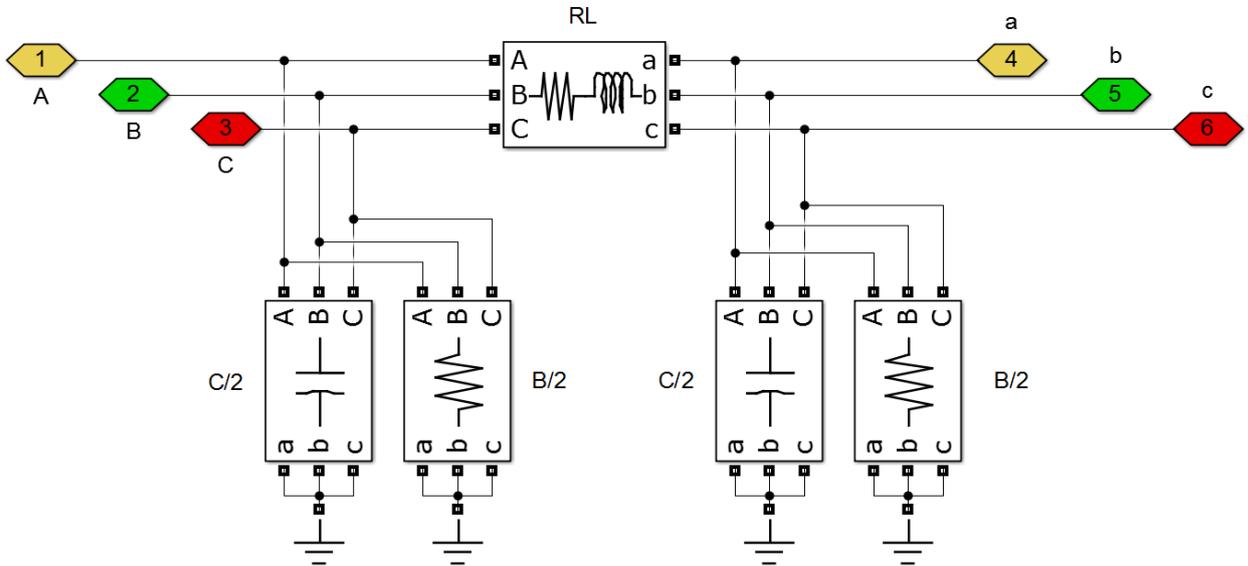


Рисунок Б.11 – П-образная схема замещения ЛЭП общего вида

Активное сопротивление продольной ветви, $R_{\text{вл}} = [\text{Ом}]$, определяется по значениям удельного активного сопротивления, $r_0 = [\text{Ом/км}]$, и длины линии $l = [\text{км}]$, согласно выражению:

$$R_{\text{вл}} = r_0 \cdot l. \quad (\text{Б. 5})$$

Индуктивность продольной ветви, $L_{\text{вл}} = [\text{Гн}]$, определяется по значениям удельного индуктивного сопротивления $X_0 = [\text{Ом/км}]$, длины линии $l = [\text{км}]$, и угловой частоты, $\omega = [\text{рад/с}]$, согласно выражению:

$$L_{\text{вл}} = X_0 \cdot l / \omega. \quad (\text{Б. 6})$$

Емкость поперечной ветви, $C_{\text{вл}} = [\text{Ф}]$, определяется по значениям удельной емкостной проводимости, $b_0 = [\text{См/км}]$, и длины линии $l = [\text{км}]$, и угловой частоты, $\omega = [\text{рад/с}]$, согласно выражению:

$$C_{\text{вл}} = b_0 \cdot l / 2 \cdot \omega. \quad (\text{Б. 7})$$

Проводимость поперечной ветви, $B_{\text{вл}} = [\text{См}]$, определяется по значениям удельной активной проводимости, $g_0 = [\text{См/км}]$, и длины линии $l = [\text{км}]$, по выражению:

$$B_{\text{вл}} = g_0 \cdot l / 2. \quad (\text{Б. 8})$$

Для моделирования ЛЭП с распределенными параметрами можно использовать несколько последовательно подключенных П-образных однолинейных схем, каждая из которых замещает участок линии.

Б.2.5 Модель трансформаторной ветви

При трехлинейном исполнении модели для моделирования двухобмоточных трансформаторов следует использовать блок «*Three-Phase Transformer Inductance (Two Windings)*». Для моделирования трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов существует блок «*Three-Phase Transformer Inductance (Three Windings)*». При однолинейном исполнении модели для моделирования трансформатора необходимо использовать блок «*Multi-Winding Transformer*» с указанием количества вторичных классов напряжения (рисунок Б.12).

Параметры модели рассчитываются одинаково для всех блоков.

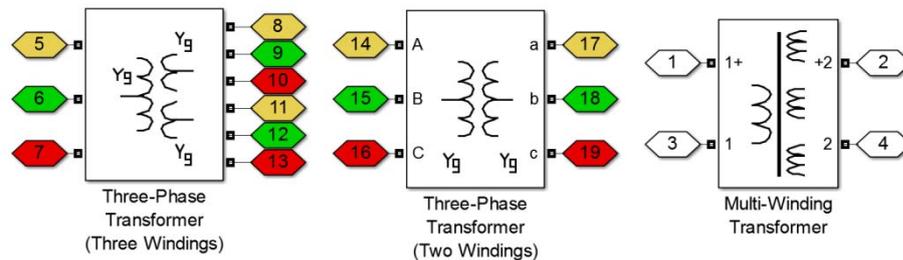


Рисунок Б.12 – Блоки моделей трансформаторов

Параметры трансформаторов следует представлять в о.е., приводя их к базовой мощности, за которую принимается номинальная мощность трансформатора, $S_{\delta} = S_{T \text{ ном}} = [\text{МВА}]$.

Базовое сопротивление, $R_{\delta} = [\text{Ом}]$, определяется из значения базовой мощности и номинального напряжения трансформатора, $U_{\text{ном.т}} = [\text{кВ}]$:

$$R_{\delta} = U_{\text{ном.т}}^2 / S_{\delta}. \quad (\text{Б. 9})$$

Относительные активное сопротивление и индуктивность рассеяния обмотки ВН, $R_{\text{ВН},\delta} = [\text{о. е.}]$ и $L_{\text{ВН},\delta} = [\text{о. е.}]$, определяется через активное и реактивное сопротивление обмотки ВН, $R_{\text{ВН}} = [\text{Ом}]$ и $X_{\text{ВН}} = [\text{Ом}]$, и базовое сопротивление, $R_{\delta} = [\text{Ом}]$, по выражениям:

$$R_{\text{ВН},\delta} = R_{\text{ВН}} / R_{\delta}, \quad (\text{Б. 10})$$

$$L_{\text{ВН},\delta} = X_{\text{ВН}}/\omega \cdot R_{\delta}, \quad (\text{Б. 11})$$

Аналогично рассчитываются параметры активных сопротивлений и индуктивностей рассеяния для обмоток СН и НН:

$$R_{\text{СН},\delta} = R_{\text{СН}}/R_{\delta}, \quad (\text{Б. 12})$$

$$L_{\text{СН},\delta} = X_{\text{СН}}/\omega \cdot R_{\delta}, \quad (\text{Б. 13})$$

$$R_{\text{НН},\delta} = R_{\text{НН}}/R_{\delta}, \quad (\text{Б. 14})$$

$$L_{\text{НН},\delta} = X_{\text{НН}}/\omega \cdot R_{\delta}. \quad (\text{Б. 15})$$

Относительное активное сопротивление ветви намагничивания $R_{\mu} = [\text{о. е.}]$, определяется через соотношение базовой мощности, $S_{\delta} = [\text{МВА}]$, и активных потерь XX , $P_{\text{XX}} = [\text{МВт}]$:

$$R_{\mu} = S_{\delta}/P_{\text{XX}}. \quad (\text{Б. 16})$$

Относительная индуктивность рассеивания ветви намагничивания $L_{\mu} = [\text{о. е.}]$, определяется через соотношение базовой мощности и реактивных потерь XX :

$$L_{\mu} = S_{\delta}/Q_{\text{XX}}. \quad (\text{Б. 17})$$

Также для блоков требуется задание значения номинальных напряжений обмоток ВН, $U_{\text{ВН ном}} = [\text{В}]$, СН, $U_{\text{СН ном}} = [\text{В}]$ и НН, $U_{\text{НН ном}} = [\text{В}]$.

Особенность данной модели трансформатора заключается в том, что активное и реактивное внутреннее сопротивление трансформатора распределено между обмотками ВН, СН и НН, приведенных к напряжениям соответствующих обмоток, в то время как во многих справочниках используются значения сопротивлений, приведенных к стороне ВН, $R_{\text{T}} = [\text{Ом}]$ и $X_{\text{T}} = [\text{Ом}]$. При наличии такого набора параметров, возможно представить трансформатор в виде идеального, а его внутренне сопротивление и потери XX учесть в виде Г-образной схемы на стороне ВН, где продольной ветви соответствуют активное сопротивление и индуктивность рассеивания обмоток трансформатора, $R_{\text{Г}} = [\text{Ом}]$ и $L_{\text{Г}} = [\text{Ом}]$, а поперечной – активная сопротивление и индуктивность, соответствующие номинальным потерям XX , $R_{\text{XX}} = [\text{Ом}]$ и $L_{\text{XX}} = [\text{Ом}]$. Расчет этих параметров производится согласно выражениям:

$$R_{\Gamma} = R_{\text{T}}, \quad (\text{Б. 18})$$

$$L_{\Gamma} = X_{\text{T}}/\omega, \quad (\text{Б. 19})$$

$$R_{\text{XX}} = U_{\text{НОМ.Т}}^2/P_{\text{XX}}, \quad (\text{Б. 20})$$

$$L_{\text{XX}} = U_{\text{НОМ.Т}}^2/Q_{\text{XX}}. \quad (\text{Б. 21})$$

В этом случае параметры блока идеального трансформатора рекомендуется задать согласно таблице Б.3.

Таблица Б.3 – Рекомендуемые значения параметров блока идеального трансформатора

$R_{\text{ВН,б}}, \text{о. е.}$	$R_{\text{СН,б}}, \text{о. е.}$	$R_{\text{НН,б}}, \text{о. е.}$	$L_{\text{ВН,б}}, \text{о. е.}$	$L_{\text{СН,б}}, \text{о. е.}$	$L_{\text{НН,б}}, \text{о. е.}$	$R_{\mu}, \text{о. е.}$	$L_{\mu}, \text{о. е.}$
0,0001	0,0001	0,0001	0,001	0,001	0,001	10^6	10^4

Поскольку модель не имеет устройств РПН или переключения без возбуждения (ПБВ), то для изменения коэффициента трансформации необходимо варьировать значение номинального напряжения обмотки, в которой устройство установлено. Если устройство РПН автотрансформатора установлено в обмотке ВН, то:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{СН ном}}}{U_{\text{ВН ном}} \left(1 + \frac{a}{100\%} n \right)}, \quad (\text{Б. 22})$$

где $a = [\%]$ – отражает долю добавки 1 отпайки к значению номинального напряжения обмотки ВН, а $n = [-n_{\text{min}} \dots 0 \dots + n_{\text{max}}]$ – номер отпайки РПН.

Б.3 Основные измерительные и преобразовательные блоки

Блоки измерения параметров режима в модели делятся на 2 группы:

- 1) Блоки измерения первичных параметров режима - мгновенных значений токов и напряжений.
- 2) Блоки преобразования и анализа первичных измерений.

Большинство представленных блоков имеет свои спецредакторы, в которых необходимо провести их описание. Чаще всего это значения частоты (по умолчанию – 60 Гц) и последовательности (по умолчанию – прямая).

Б.3.1 Измерение мгновенных значений тока и напряжения

Для измерения трехфазных значений тока и напряжения существует блок «*Three-Phase V-I Measurement*», представленный на рисунке Б.13, позволяющий в

заданном узле или ветви модели определить зависимости мгновенных значений первичных параметров режима, $i(t) = [A]$ и $u(t) = [B]$.

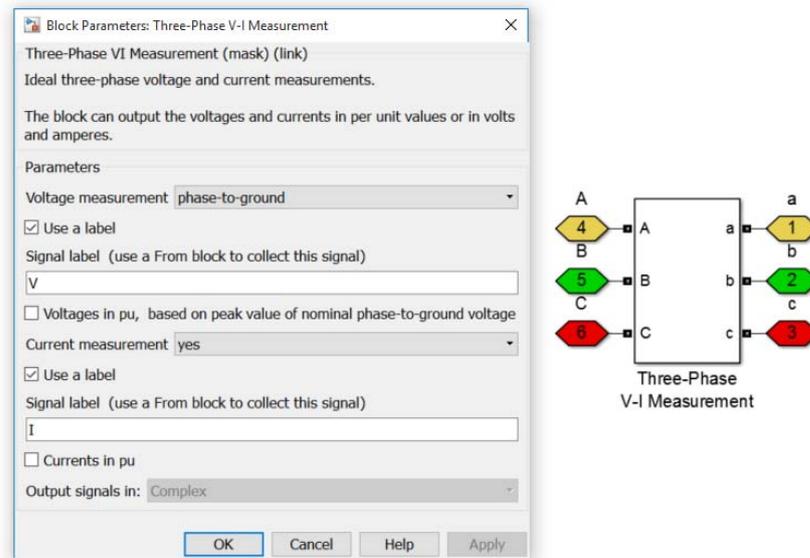


Рисунок Б.13 – Трехфазный измеритель мгновенных значений и его спецредактор

Расположение этого блока в узле или ветви модели должно быть согласовано с выбранным положительным направлением протекания тока, т.к. для этого блока за положительное направление протекания тока в фазах A , B и C выбраны направления A - a , B - b и C - c соответственно.

В окне описания этого блока уточняется, будут ли измеряться фазные или междуфазные значения напряжения, а также требуются ли измерения значений тока.

Использование меток «*Use a label*» позволяет присвоить измерению в отдельно взятом узле уникальное имя, которое можно использовать в дальнейшем для передачи мгновенных значений в различные преобразовательные блоки или в блоки отображения информации. При этом имена этих меток не должны повторяться. На рисунке Б.13 сигналу напряжения присвоена метка « V », а сигналу тока – « I ». Данный блок измерения полезен, когда для расчета вторичных параметров режима в специальных блоках анализа требуются трехфазные измерения.

В тех случаях, когда в узле или ветви модели необходимо однофазное значение тока или напряжения, или для анализа требуется два междуфазных значения напряжения и одно фазное, подобный блок не целесообразен.

Альтернативой ему служат блоки «*Current Measurement*» и «*Voltage Measurement*», представленные на рисунке Б.14.

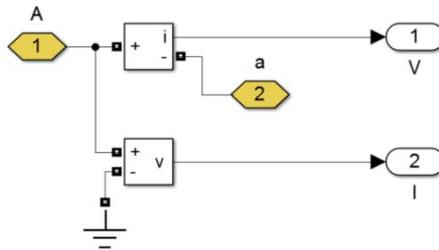


Рисунок Б.14 – Амперметр и вольтметр для измерения фазных значений

Каждый из этих блоков имеет два контакта, «+» и «-», для электрического подключения в узлы или ветви модели и один выход для передачи мгновенных сигналов тока и напряжения, «*i*» и «*v*».

В примере на рисунке Б.14 представлена схема измерения фазных значений тока и напряжения в фазе *A*. Мгновенные значения тока и напряжения передаются через порты-ретрансляторы в другие элементы модели.

Б.3.2 Преобразование и анализ первичных измерений

Получая в виде первичных измерений мгновенные сигналы тока и напряжения для дальнейшего анализа параметров режима, необходимо из этих значений идентифицировать различные вторичные измерения, такие, как действующие значения тока и напряжения, соответствующие заданной последовательности или частоте. Для этого существует ряд блоков, позволяющих получить эти значения.

Для получения действующего значения периодического сигнала существует блок «*RMS*» позволяющий получить среднеквадратичное значение периодического сигнала (архив библиотеки «*Simscape - 44*»), представленный на рисунке Б.15.



Рисунок Б.15 – Блок расчета среднеквадратичного значения периодического сигнала

Для получения выпрямленного сигнала следует использовать блок «*RMS*», представленный в библиотеке «*DSP System Toolbox – 7*». Входным сигналом для этих блоков является мгновенное значение периодического сигнала тока или

напряжения, выходным – действующее значение или выпрямленный периодический сигнал.

Для получения значения тока или напряжения прямой, обратной или нулевой последовательности из сигнала первичного измерения необходимо использовать блок «*Sequence Analyzer*», представленный на рисунке Б.16.

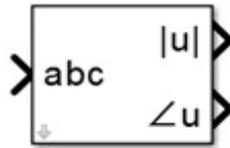


Рисунок Б.16 – Анализатор последовательности

Входным сигналом для него является трехфазное значение периодического сигнала тока или напряжения, выходным – амплитудное значение и фаза указанной последовательности (2 сигнала).

Для получения значения тока или напряжения гармоники порядка n из сигнала первичного измерения необходимо использовать блок «*Fourier*», представленный на рисунке Б.17.



Рисунок Б.17 – Анализатор гармонических составляющих

Входным сигналом для него является периодический сигнал тока или напряжения, выходным – амплитудное значение и фаза указанной гармоники.

Для проведения математических и тригонометрических операций над сигналами первичных вторичных измерений существуют блоки архива «*Math operation*». В нем представлены блоки, позволяющие проводить операции умножения, деления, возведения в степень, взятия квадратного корня, определение тригонометрических значений углов (рисунок Б.18).

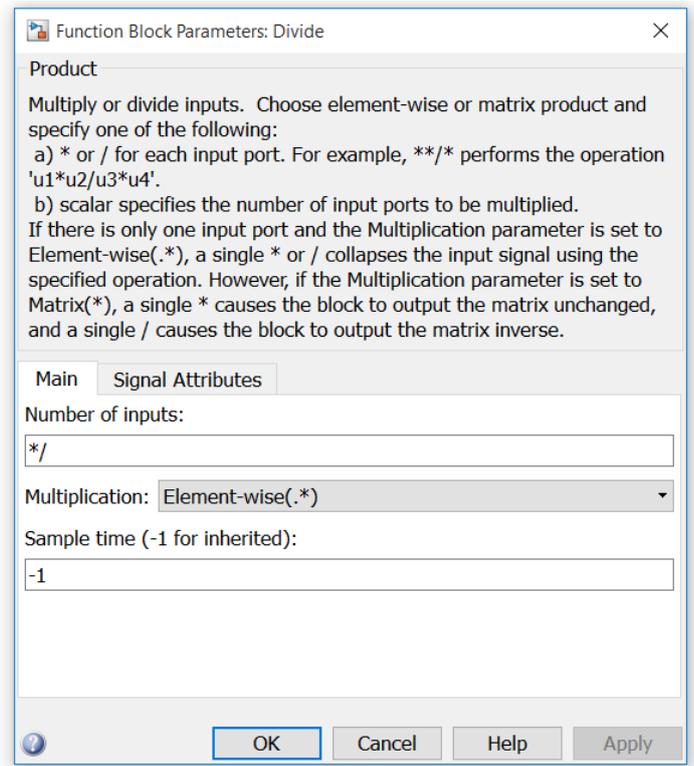
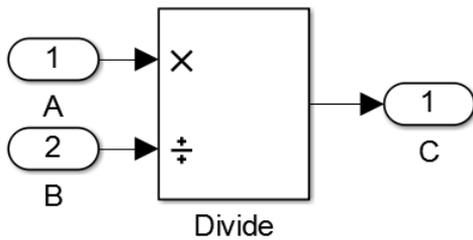


Рисунок Б.18 – Оператор деления и его спецредактор

Форма записи в графе «*Number of inputs*» «*/» соответствует операции деления значения входного сигнала А на значение входного сигнала В, в результате чего получается значение выходного сигнала С. Работа с другими операторами аналогична.

Вычисление значений активной и реактивной мощности в узле отличается в зависимости от характера нагрузок в ЭС.

Если проводится анализ ЭС, питающей линейного симметричного потребителя, то необходимо использовать блок «*3-phase instantaneous active and reactive power*», представленный на рисунке Б.19.

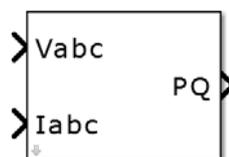


Рисунок Б.19 – Расчет мощности при симметричном линейном потреблении

Входными сигналами для этого блока являются трехфазные значения фазных напряжений и токов, выходными – активные и реактивные трехфазные мощности.

Данный блок по умолчанию имеет настройку частоты сети 60 Гц, поэтому для адекватности его работы необходимо изменить это значение на 50 Гц в его спецредакторе. При наличии несимметричной или нелинейной нагрузки данный блок не работает, а значения выходных сигналов – нерепрезентативны.

Для измерения мощности прямой последовательности в узлах сети, питающей несимметричную нагрузку необходимо использовать блок «*Power (Pos.Seq.)*», представленный на рисунке Б.20.

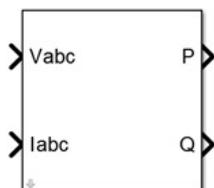


Рисунок Б.20 – Расчет мощности прямой последовательности

Входными сигналами для этого блока являются трехфазные значения фазных напряжений и токов, выходными – значения трехфазных активной и реактивной мощностей прямой последовательности.

Для измерения мощности в узлах сети, питающей разные типы нагрузок, следует применять блок «*Power*», представленный на рисунке Б.21.

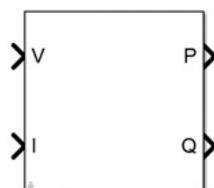


Рисунок Б.21 – Расчет мощности комплексной нагрузки

Входными сигналами для этого блока являются трехфазные значения фазных напряжений и токов, выходными – активные и реактивные мощности каждой фазы.

Поскольку готовых блоков для измерения мощностей обратной и нулевой последовательности или отдельной гармоники не предусмотрено, то для оценки этих параметров необходимо собрать собственные измерители, на основе блоков «*Sequence Analyzer*», «*Fourier*» и блоков из архива «*Math operation*». Например, для оценки активной и реактивной мощности гармоник порядка $n = 5$, предлагается использовать схему, представленную на рисунке Б.22.

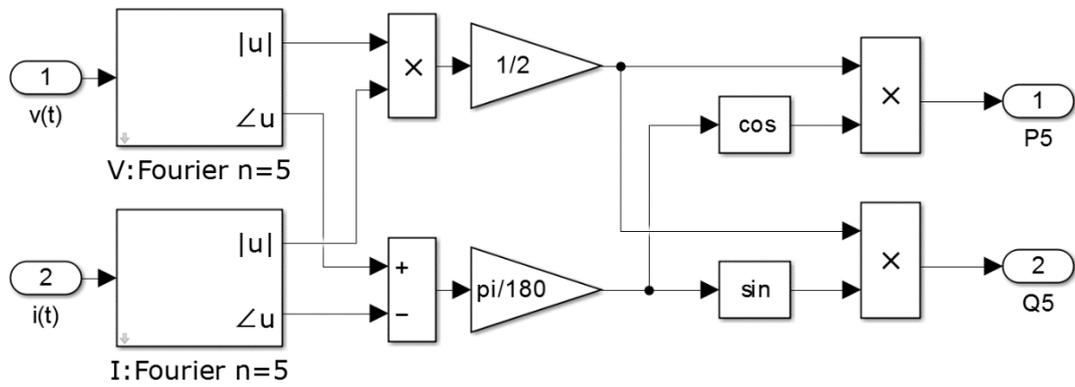


Рисунок Б.22 – Измерение мощности гармоники порядка $n = 5$

Входными сигналами для этой схемы являются фазные значения токов и напряжений исследуемой фазы, а выходными – активная и реактивная мощность. Логическая структура измерения мощностей гармоник иного порядка или последовательностей аналогична. Разница определяется только количеством входных сигналов, требуемых для работы отдельных блоков, а, значит, и количеством выходных сигналов.

Б.4 Блоки представления результатов

Результаты измерений, в зависимости от характера измеряемых и расчетных величин, возможно представить в двух видах:

- 1) Число.
- 2) Осциллограмма.
- 3) Гистограмма.

Б.4.1 Представление результата в виде числа

Для представления результата в виде числа (или нескольких чисел) следует использовать блок «*Display*», представленный на рисунке Б.23.

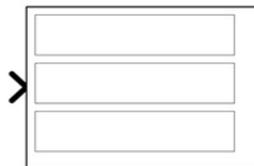


Рисунок Б.23 – Представление результата в форме трех чисел

Входной сигнал может быть любым. Однако данную форму представления рекомендуется применять для значений мощностей или действующих значений переменных сигналов. Число выходных сигналов зависит от количества входных сигналов в канале ввода.

Б.4.2 Представление результата в виде осциллограммы

Для представления результатов в виде осциллограммы следует использовать блок «Scope», представленный на рисунке Б.24.

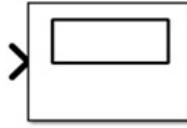


Рисунок Б.24 – Представление результата в виде осциллограммы

Входной сигнал может быть любым. Однако данную форму представления рекомендуется применять для мгновенных значений токов и напряжений в узлах и ветвях сети. Число входных портов может быть любым, но осциллограммы будут строиться относительно одной оси времени (рисунок Б.25).

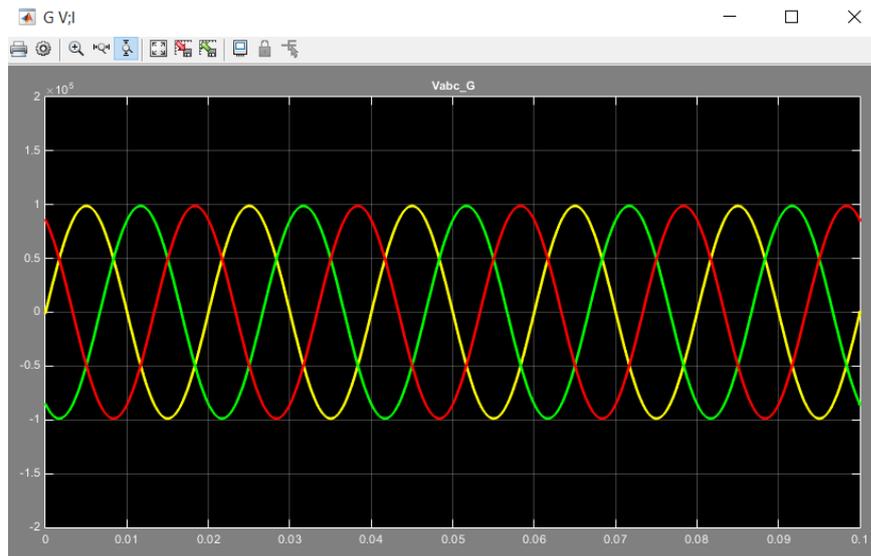


Рисунок Б.25 – Осциллограмма мгновенных значений фазных напряжений без искажений

В окне осциллограммы существуют вкладка настроек, позволяющая изменять цвета отдельных осциллограмм, настраивать период времени и т.п. В настройках, во вкладке «History», возможно присвоить каждой группе осциллограмм уникальное имя по аналогии с присвоением уникального имени в блоке «Three-Phase V-I Measurement». Используя это имя, в «Workspace» можно вытащить отдельные сигналы в виде ряда значений, а также передавать их между различными уровнями модели.

Б.4.3 Представление результата в виде гистограммы

Для оценки гармонических составляющих на основе формы сигнала тока или напряжения существует отдельный блок «FFT Analysis» (рисунок Б.26). Для

его использования необходимо знать уникальное имя осциллограммы, присвоенное в ее настройках.

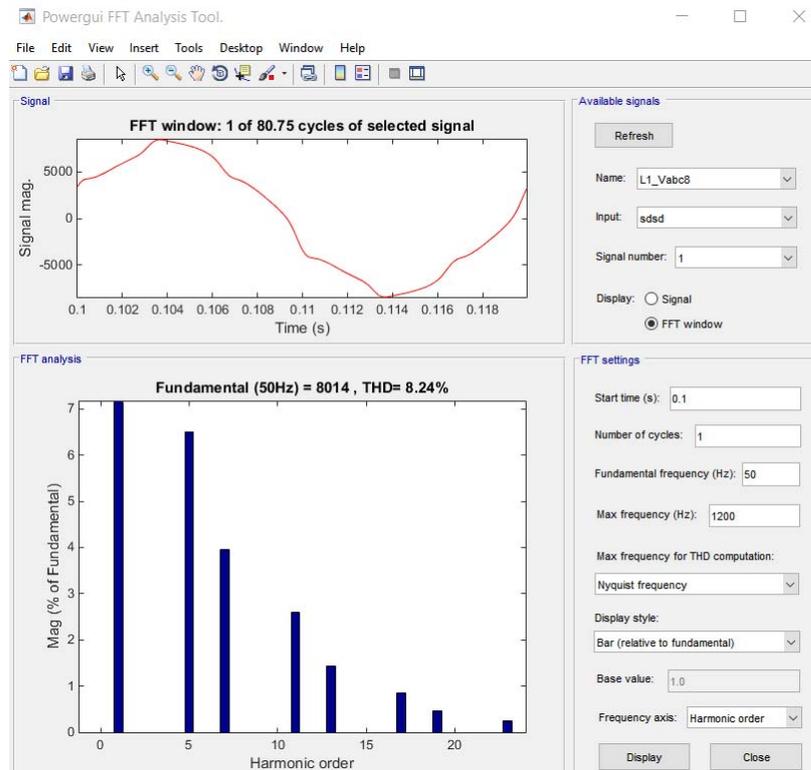


Рисунок Б.26 – Гистограмма гармонического состава сигнала напряжения

В данной форме представляется период основной частоты и гармонические составляющие. Форма представления – гистограмма или список с указанием амплитуды каждой гармоники и фазы.

Для реализации передачи данных в «*Workspace*» в библиотеке «*Simulink*» существует отдельный блок «*to workspace*» (рисунок Б.27).

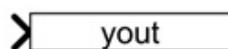


Рисунок Б.27 – Блок «*To Workspace*»

На вход данного блока подается выходное значение первичного блока измерения и (или) преобразовательного блока. Выходным значением блока является массив данных с привязкой к шкале времени и (или) итерации.

Б.5 Блоки для организации рабочего пространства в окне модели

Б.5.1 Организация уровней модели

При увеличении объема модели рекомендуется организовывать модель на нескольких уровнях с помощью блока «*Subsystem*» (рисунок Б.28). Таким

образом, за первый уровень принимается основное окно модели, в которую добавлены различные подсистемы, являющиеся вторым уровнем модели. Внутри подсистем могут находиться иные подсистемы – третий уровень – и т.д. Подобное расширение носит вертикальный характер. На одном уровне может располагаться неограниченное число подсистем – это горизонтальное расширение.

Блок представляет собой «пустой ящик», имеющий неограниченное число входов и выходов. Тип входов и выходов в этой подсистеме зависит от характера сигналов, которые через нее проходят.



Рисунок Б.28 – Подсистема с одним входом и выходом

Поскольку подсистемы могут использоваться как для организации силовых блоков (силовая подсистема), так для организации измерительных блоков (измерительная подсистема), то следует разделять уровни ЭС и уровни измерений. При этом возможны и гибридные подсистемы. Каждый уровень можно открыть как в основном окне, так и в отдельной вкладке основного окна через контекстное меню.

Модель ЛЭП, представленная на рисунке Б.11, или модели несимметричных и нелинейных нагрузок, представленные на рисунках Б.7-9, занимают много места в основном уровне модели, поэтому их следует заключать во вторые уровни, т.е. в отдельные силовые подсистемы. Аналогично, система измерения мощности гармоники порядка n , представленная на рисунке Б.22, занимает много места. И в случае, если необходимо измерить мощности для нескольких десятков гармоник, все блоки измерения следует заключить в одну подсистему.

Для подключения силовых блоков, заключенных в подсистему, необходимо использовать силовой порт «*pmc port*», представленный на рисунке Б.29.

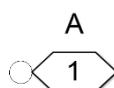


Рисунок Б.29 – Силовой порт с именем «А»

Название порта определяет название, которое будет показываться в блоке силовой подсистемы на более высоком уровне. Для удобства организации модели

внутри силовой подсистемы рекомендуется присваивать портам цвета, соответствующие каждой из фаз, через команду «*Format*» в контекстном меню этого блока.

Для подключения измерительных блоков следует использовать измерительные порты «*inport*» и «*outport*» для организации входов и выходов измерительной подсистемы соответственно (рисунок Б.30).



Рисунок Б.30 – Измерительные входные и выходные порты с именами «In» и «out»

Имена измерительных портов также определяют названия входов и выходов измерительной подсистемы на более высоком уровне.

Б.5.2 Передача информации между уровнями модели

Возможны ситуации, когда получение первичного измерения и его обработка для получения результатов расчета происходят в разных подсистемах на разных уровнях модели. В этом случае удобно применять метки, присваиваемые отдельным измерениям.

Каждая такая метка связывает блок логического входа и блок логического выхода, которые могут находиться в разных частях модели. На рисунке Б.31 представлена подсистема измерения фазных напряжений и токов, которая может быть установлена в любой точке модели.

Каждый блок «*Current Measurement*» и «*Voltage Measurement*» отправляет измеренное значение в блок логического входа «*Goto*». В каждом из этих блоков получаемому сигналу присваивается уникальное имя – метка – по аналогии с блоком «*Three-Phase V-I Measurement*». При этом имена этих меток не могут повторяться.

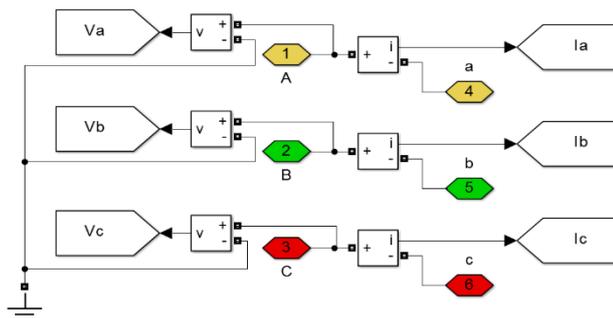


Рисунок Б.31 – Подсистема измерения фазных токов и напряжений метками сигналов

После присвоения каждому из сигналов уникального имени первичные измерения могут быть переданы на любой уровень в любую подсистему с помощью блока логического выхода «*From*», представленного на рисунке Б.32.

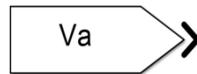


Рисунок Б.32 – Подсистема измерения фазных токов и напряжений метками сигналов

При этом блоки логического вывода с одной меткой могут дублироваться и использоваться в разных подсистемах.

Б.5.3 Декомпозиция сложных сигналов

В ряде случаев трехфазные измерения тока и напряжения необходимо разделить на 3 группы измерений для каждой фазы. Или, наоборот, объединить 3 независимые группы измерений для каждой фазы в один сигнал.

Для этого существуют блоки «*Mux*» и «*Demux*» соответственно, представленные на рисунке Б.33.

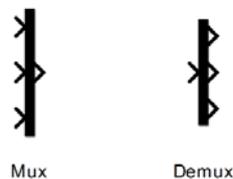


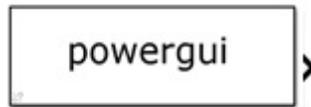
Рисунок Б.33 – Блоки декомпозиции сложных сигналов

Блок «*Mux*» позволяет объединить неограниченное количество входных сигналов в один. Блок «*Demux*» позволяет разделить единый сигнал на несколько составляющих.

Б.6 Выбор типа расчетного модуля

Определившись с типом измерительных блоков, необходимо задать тип расчетного модуля, который будет определять работу измерительной техники. Для этого в модель необходимо добавить блок «*powerqui*» (рисунок Б.34). В его контекстном меню во вкладке «*Configure parameters*» следует выбрать тип модуля. На выбор предлагается два варианта:

- 1) *Continuous*.
- 2) *Discrete*.

Рисунок Б.34 – Блок «*powergui*»

Первый тип позволяет максимально точно строить осциллограммы первичных измерений, но диктует высокую производительность ЭВМ. В ряде случаев построение осциллограммы тока и напряжения за период основной частоты всего для одного узла занимает несколько минут. Ситуация усугубляется при увеличении числа измерений и объема модели.

Второй тип требует задания шага дискретизации, определяющего точность построения осциллограмм. Уменьшение шага ведет к улучшению построения, но увеличивает время расчета. Увеличение шага, напротив, ухудшает качество построения осциллограмм, но уменьшает время расчета.

Поэтому, если построение диаграмм не требуется, то рекомендуется использование дискретного решателя. При этом шаг дискретизации не должен быть больше периода основной частоты.

Если для исследования требуется построение осциллограмм, то рекомендуется использовать первый тип. Вторым также можно использовать, подобрав шаг дискретизации, оптимальный между скоростью расчета и качеством построения осциллограмм.

Б.7 Сборка модели и передача результатов в Workspace

После того, как определен состав силовых элементов модели ЭС, описаны все силовые и измерительные блоки и подсистемы, они объединяются в единую модель путем соединения соответствующих фаз силовых блоков и подсистем, соединения логических портов измерительных блоков и подсистем, определение иерархии уникальных меток первичных измерений.

На рисунке Б.35 представлена модель питания потребителя через понижающий трансформатор, подключенный к источнику питания ВЛ 110 кВ, схема замещения которой не имеет поперечной активной проводимости.

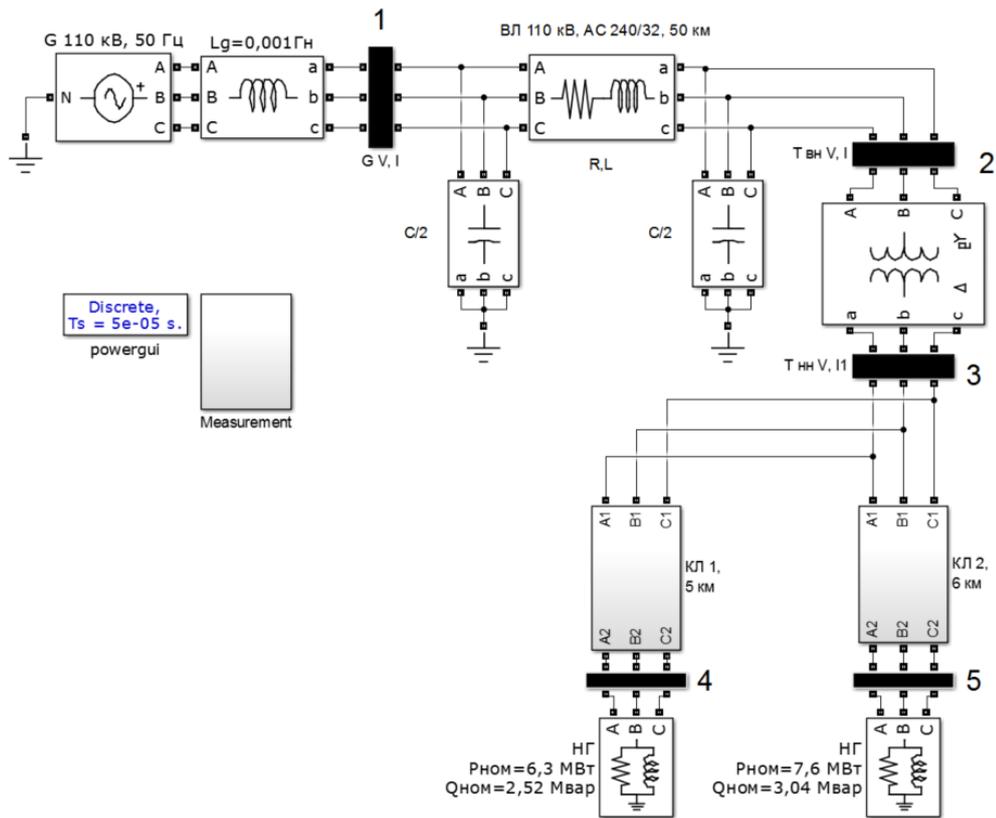


Рисунок Б.35 – Пример модели

Видно, что применение подсистемы для моделирования ВЛ целесообразно, т.к. она занимает большой участок модели, в то время как модели КЛ компактны.

В каждом узле установлен блок «*Three-Phase V-I Measurement*», измеряющий мгновенные значения тока и напряжения. Присвоенные метки позволяют передать эту информацию в подсистему измерений «*Measurement*», структура которой представлена на рисунке Б.36.

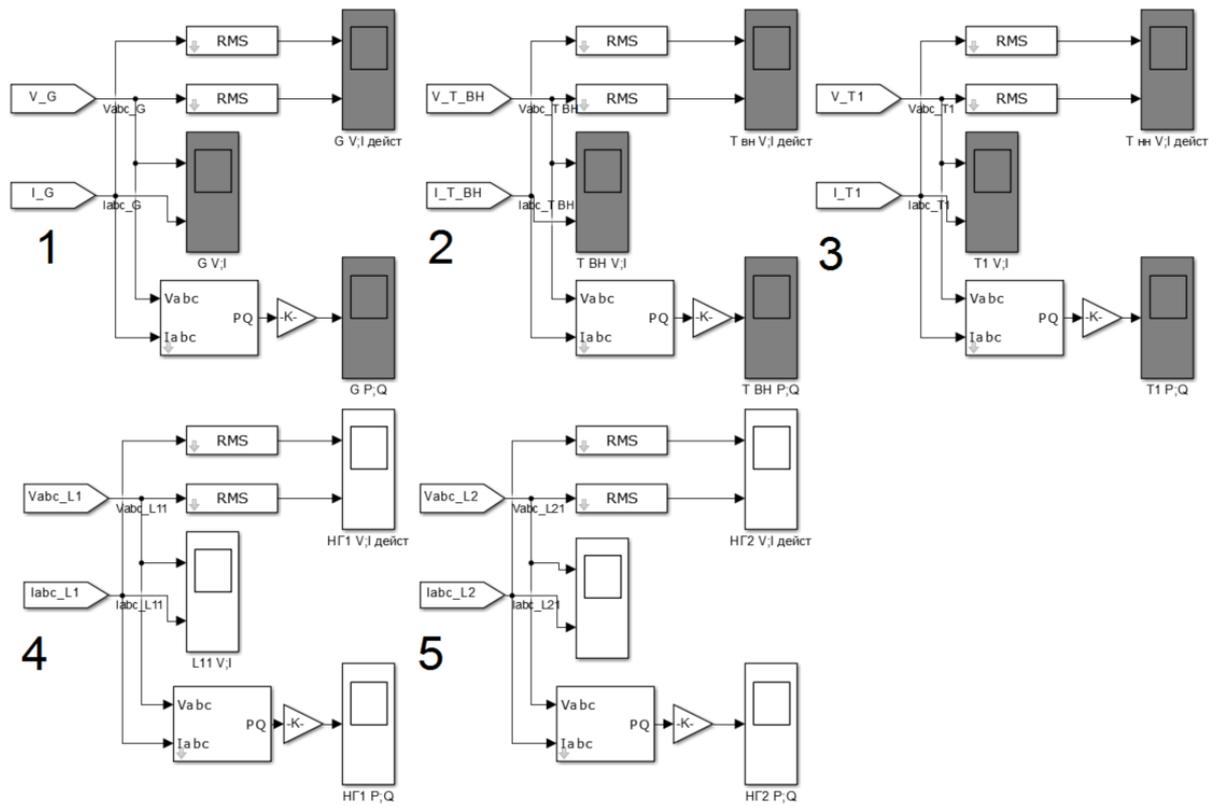


Рисунок Б.36 – Структура измерительной подсистемы «Measurement».

Для расчета выбран дискретный модуль с шагом $t = 5 \cdot 10^{-5}$ с как оптимальное значение между скоростью расчета и качеством построения осциллограмм мгновенных значений тока и напряжения.

Приложение В Расчет режимов работы 2-й условной энергосистемы

Рассматриваются следующие установившиеся режимы работы ЭП: нормальные режимы наибольшей и наименьшей передаваемой мощности). Для указанных рабочих режимов выполняются расчеты по оптимизации режимных параметров при соблюдении всех режимно-технических ограничений. Целью расчётов являются:

- выбор экономически обоснованной установленной мощности компенсирующих устройств;
- обеспечение требований по регулированию напряжения у потребителей промежуточной подстанции.

Расчеты режимов проводятся с использованием схемы замещения электропередачи, в которую участки линий вводятся П-образными схемами замещения с учетом распределенности параметров. Все установленное силовое оборудование учитывается соответствующими схемами замещения.

В проектных расчетах режимов ВЛ СВН принимаются следующие допущения:

- 1) распределение напряжения по длине линии считается соответствующим идеализированной ВЛ;
- 2) активные сопротивления проводов вычисляются с введением поправки на среднемесячные температуры воздуха;
- 3) потери мощности при коронировании проводов учитываются как сосредоточенные отборы мощности на концах участков электропередачи;
- 4) потери активной мощности намагничивания трансформаторов и шунтирующих реакторов не учитываются.

В.1 Расчет режима НБ. Определение целесообразного перепада напряжения на концах головного участка электропередачи

С целью уменьшения потерь активной мощности в рассматриваемом режиме желательным является обеспечение возможно более высоких значений напряжения в промежуточных и узловых точках электропередачи. Ограничением является длительно допустимое значение напряжения для проводов по условиям коронирования и наибольшее рабочее напряжение электрических аппаратов по условиям работы изоляции. Задача расчетов режима наибольшей передаваемой мощности состоит в поиске экономически целесообразного значения перепада напряжения для первого и второго участка ЭП, соответствующее минимуму дисконтированных затрат.

Составляется схема замещения ЭС с использованием П-образных схем замещения линий и соответствующих схем замещения силового оборудования (рисунок В.1).

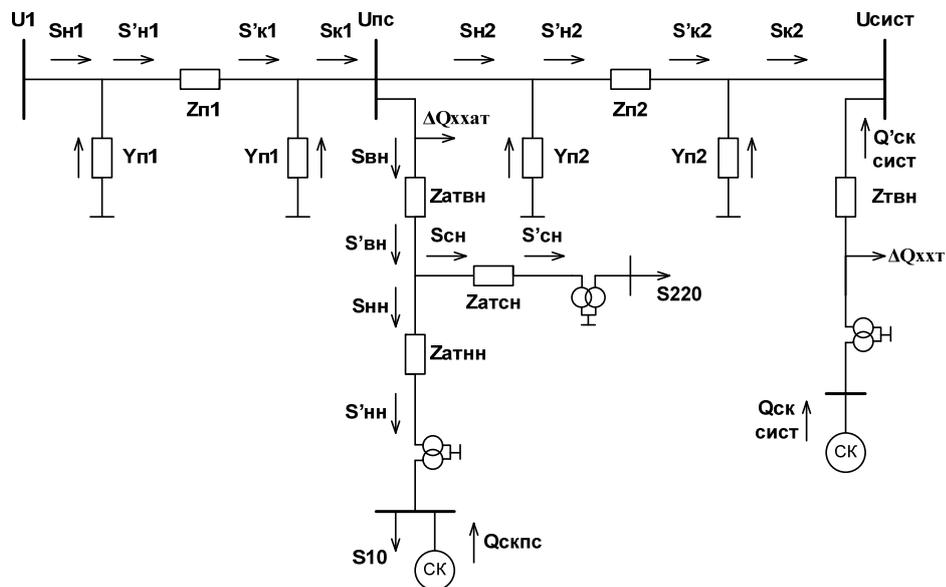


Рисунок В.1 – Электрическая схема замещения ЭС

Определяются волновые параметры ЛЭП двух участков передачи:

1) Волновые сопротивления

$$\underline{Z}_B^{\text{уч1}} = \sqrt{\frac{r_0^{\text{иЮ}} + jx_0}{jb_0}} = \sqrt{\frac{0,0329 + j0,31}{j3,97 \cdot 10^{-6}}} = 279,83 - j14,807 = 280,2 \angle - 3,02^\circ \text{ Ом.}$$

$$\underline{Z}_B^{yч2} = \sqrt{\frac{r_0^{иЮ} + jx_0}{jb_0}} = \sqrt{\frac{0,0329 + j0,31}{j3,97 \cdot 10^{-6}}} = 279,83 - j14,807 = 280,2 \angle -3,02^\circ \text{ Ом.}$$

2) Коэффициенты распространения электромагнитной волны:

$$\begin{aligned} \underline{\gamma}_0^{yч1} &= \sqrt{(r_0^{иЮ} + jx_0) \cdot jb_0} = \sqrt{(0,0329 + j0,31) \cdot j3,97 \cdot 10^{-6}} \\ &= 5,879 \cdot 10^{-5} + j1,111 \cdot 10^{-3} \text{ рад/км.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{\gamma}_0^{yч2} &= \sqrt{(r_0^{иЮ} + jx_0) \cdot jb_0} = \sqrt{(0,0329 + j0,31) \cdot j3,97 \cdot 10^{-6}} \\ &= 5,879 \cdot 10^{-5} + j1,111 \cdot 10^{-3} \text{ рад/км.} \end{aligned}$$

3) Параметры П-образной схемы замещения:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_\Pi^{yч1} &= \frac{\underline{Z}_B^{yч1}}{n_\Pi^{yч1}} sh(\underline{\gamma}_0^{yч1} \cdot L_1) \\ &= \frac{279,83 - j14,807 \cdot sh[(5,879 \cdot 10^{-5} + j1,111 \cdot 10^{-3}) \cdot 360]}{2} \\ &= 5,611 + j54,345 = 54,63 \angle 84,12^\circ. \end{aligned}$$

$$\alpha_\Pi^{yч1} = 90^\circ - 84,12^\circ = 5,88^\circ.$$

$$\begin{aligned} \underline{Y}_\Pi^{yч1} &= \frac{n_\Pi^{yч1}}{\underline{Z}_B^{yч1}} th \frac{\underline{\gamma}_0^{yч1} \cdot L_1}{2} = \frac{2 \cdot th \frac{(5,879 \cdot 10^{-5} + j1,111 \cdot 10^{-3}) \cdot 360}{2}}{279,83 - j14,807} \\ &= 2,082 \cdot 10^{-6} + j1,449 \cdot 10^{-3} = 1,449 \cdot 10^{-3} \angle 89,91^\circ \text{ См.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_\Pi^{yч2} &= \frac{\underline{Z}_B^{yч2}}{n_\Pi^{yч2}} sh(\underline{\gamma}_0^{yч2} \cdot L_2) \\ &= \frac{(279,83 - j14,807) \cdot sh[(5,879 \cdot 10^{-5} + j1,111 \cdot 10^{-3}) \cdot 380]}{2} \\ &= 5,886 + j57,19 = 57,49 \angle 84,12^\circ. \end{aligned}$$

$$\alpha_\Pi^{yч2} = 90^\circ - 84,12^\circ = 5,88^\circ.$$

$$\begin{aligned} \underline{Y}_\Pi^{yч2} &= \frac{n_\Pi^{yч2}}{\underline{Z}_B^{yч2}} th \frac{\underline{\gamma}_0^{yч2} \cdot L_2}{2} = \frac{2 \cdot th \frac{(5,879 \cdot 10^{-5} + j1,111 \cdot 10^{-3}) \cdot 380}{2}}{279,83 - j14,807} \\ &= 1,531 \cdot 10^{-3} \angle 89,91^\circ \text{ См.} \end{aligned}$$

Поскольку мощность, передаваемая по одной цепи первого участка, меньше натуральной, то начальный расчет целесообразно выполнять при сниженных значениях напряжения по концам первого участка.

В качестве примера проводится расчет режимных параметров для перепада между напряжениями по концам первого участка ЛЭП $k = 1$. Принимается, что:

$$U_1 = U_{\text{пс}} = 1,04U_{\text{ном}} = 1,04 \cdot 500 = 520 \text{ кВ}$$

Активная мощность в начале линии с учетом активной проводимости $g_{\text{п}}^{\text{уч1}}$:

$$P'_{\text{н1}} = P_{\text{н1}} - U_1^2 \cdot g_{\text{п}}^{\text{уч1}} = 1480 - 520^2 \cdot 2,082 \cdot 10^{-6} = 1479,437 \text{ МВт}$$

Угол между напряжениями по концам линии на первом участке:

$$\begin{aligned} \delta_{1\text{пс}} &= \arcsin\left(\frac{P'_{\text{н1}} \cdot z_{\text{п}}^{\text{уч1}} - U_1^2 \cdot \sin\alpha_{\text{п}}^{\text{уч1}}}{U_1 U_{\text{пс}}}\right) + \alpha_{\text{п}}^{\text{уч1}} \\ &= \arcsin\left(\frac{1479,437 \cdot 54,63 - 520^2 \sin 5,88^\circ}{520 \cdot 520}\right) + 5,88^\circ = 17,21^\circ. \end{aligned}$$

Реактивная мощность в начале линии без учета зарядной мощности:

$$\begin{aligned} Q'_{\text{н1}} &= \frac{U_1^2}{z_{\text{п}}^{\text{уч1}}} \cos\alpha_{\text{п}}^{\text{уч1}} - \frac{U_1 U_{\text{пс}}}{z_{\text{п}}^{\text{уч1}}} \cos(\delta_{1\text{пс}} - \alpha_{\text{п}}^{\text{уч1}}) \\ &= \frac{520^2}{54,63} \cos 5,88^\circ - \frac{520 \cdot 520}{54,63} \cos(17,21^\circ - 5,88^\circ) = 70,417 \text{ Мвар.} \end{aligned}$$

Реактивная мощность в начале линии с учетом зарядной мощности:

$$Q_{\text{н1}} = Q'_{\text{н1}} - U_1^2 \cdot b_{\text{п}}^{\text{уч1}} = 70,417 - 520^2 \cdot 1,449 \cdot 10^{-3} = -321,39 \text{ Мвар.}$$

Потери мощности в продольном сопротивлении первого участка:

$$\Delta S_{1\text{пс}} = \frac{(P'_{\text{н1}})^2 + (Q'_{\text{н1}})^2}{U_1^2} z_{\text{п}}^{\text{уч1}} = \frac{1479,437^2 + 70,417^2}{520^2} \cdot (5,611 + j54,345) = 45,5 + j440,888 \text{ МВА.}$$

Полная мощность после продольного сопротивления участка:

$$\begin{aligned} S'_{\text{к1}} &= S'_{\text{н1}} - \Delta S_{1\text{пс}} = 1479,437 + j70,417 - 45,5 - j440,888 \\ &= 1433,916 - j370,471 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Полная мощность в конце линии с учетом зарядной мощности и активной проводимости:

$$S_{\text{к1}} = S'_{\text{к1}} - U_{\text{пс}}^2 \cdot g_{\text{п}}^{\text{уч1}} + jU_{\text{пс}}^2 \cdot b_{\text{п}}^{\text{уч1}} = 1433,35 + j21,386 \text{ МВА.}$$

Активная мощность в начале второго участка ЛЭП:

$$P_{H2} = P_{K1} - P_{PC} = 1433,35 - 200 = 1233,35 \text{ МВт.}$$

Далее аналогично рассчитываются параметры режима на втором участке:

$$P'_{H2} = P_{H2} - U_{PC}^2 \cdot g_{\Pi}^{yч2} = 1233,35 - 520^2 \cdot 2,458 \cdot 10^{-6} = 1232,68 \text{ МВт.}$$

$$\begin{aligned} \delta_{PC2} &= \arcsin\left(\frac{P'_{H2} \cdot z_{\Pi}^{yч2} - U_{PC}^2 \cdot \sin\alpha_{\Pi}^{yч2}}{U_{PC} U_{СИСТ}}\right) + \alpha_{\Pi}^{yч2} \\ &= \arcsin\left(\frac{1232,68 \cdot 57,49 - 520^2 \sin 5,88^\circ}{520 \cdot 500}\right) + 5,88^\circ = 15,43^\circ. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q'_{H2} &= \frac{U_{PC}^2}{z_{\Pi}^{yч2}} \cos\alpha_{\Pi}^{yч2} - \frac{U_{PC} U_{СИСТ}}{z_{\Pi}^{yч2}} \cos(\delta_{PC2} - \alpha_{\Pi}^{yч2}) \\ &= \frac{520^2}{57,49} \cos 5,88^\circ - \frac{520 \cdot 500}{57,49} \cos(15,43 - 5,88^\circ) = 218,831 \text{ Мвар.} \end{aligned}$$

$$Q_{H2} = Q'_{H2} - U_{PC}^2 \cdot b_{\Pi}^{yч2} = 218,831 - 520^2 \cdot 1,531 \cdot 10^{-3} = -195,151 \text{ Мвар.}$$

$$\begin{aligned} \Delta S_{PC2} &= \frac{(P'_{H2})^2 + (Q'_{H2})^2}{U_{PC}^2} z_{\Pi}^{yч2} = \frac{1232,68^2 + 218,831^2}{520^2} \cdot (5,886 + j57,19) \\ &= 34,118 + j331,5 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S'_{K2} &= S'_{H2} - \Delta S_{PC2} = 1232,68 + j218,831 - 34,118 - j331,5 \\ &= 1198,56 - j112,673 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} S_{K2} &= S'_{K2} - U_{СИСТ}^2 \cdot g_{\Pi}^{yч2} + jU_{СИСТ}^2 \cdot b_{\Pi}^{yч2} \\ &= 1198,56 - j112,673 - 500^2 \cdot 2,458 \cdot 10^{-6} + j500^2 \cdot 1,531 \cdot 10^{-3} \\ &= 1197,945 + j270,077 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Суммарная мощность обоих участков линии, равная $Q_{K1} - Q_{H2} = 21,386 - (-195,151) = 216,537$ Мвар должна быть скомпенсирована с помощью реакторов. Устанавливаются 1 группа шунтирующих реакторов (ШР) мощностью 60 Мвар (таблица В.1).

Таблица В.1 – Параметры устанавливаемых реакторов.

Тип	$S_{НОМ}$, МВА	$U_{НОМ}$ кВ	$I_{НОМ}$, А
РОДЦ	60	525	198

С учетом установленных реакторов:

$$x_p = \frac{U_{\text{НОМР}}^2}{Q_{\text{НОМР}}} = \frac{525^2}{3 \cdot 60} = 1531,25 \text{ Ом}, \quad Q_p = \frac{U_{\text{ПС}}^2}{x_p} = \frac{520^2}{1531,25} = 176,61 \text{ Мвар.}$$

Мощность в ветви ВН АТ:

$$S_{\text{ВН}} = P_{\text{ПС}} + j(Q_{\text{К1}} - Q_{\text{Н2}} - n_{\text{АТ}}\Delta Q_{\text{ХХ}} - n_p Q_p) \\ = 200 + j(216,537 - 2 \cdot 2,004 - 1 \cdot 176,61) = 200 + j35,919 \text{ МВА.}$$

Потери реактивной мощности в обмотке высшего напряжения АТ:

$$\Delta Q_{\text{ВН}} = \frac{P_{\text{ВН}}^2 + Q_{\text{ВН}}^2}{U_{\text{ПС}}^2} \cdot \frac{X_{\text{ВН}}}{n_{\text{АТ}}} = \frac{200^2 + 35,919^2}{520^2} \cdot \frac{61,1}{2} = 4,665 \text{ Мвар.}$$

Напряжение в фиктивной средней точке АТ:

$$U_0 = \sqrt{\left(U_{\text{ПС}} - \frac{Q_{\text{ВН}}X_{\text{ВН}}}{U_{\text{ПС}}n_{\text{АТ}}}\right)^2 + \left(\frac{P_{\text{ВН}}X_{\text{ВН}}}{U_{\text{ПС}}n_{\text{АТ}}}\right)^2} = \sqrt{\left(520 - \frac{35,919 \cdot 61,1}{520 \cdot 2}\right)^2 + \left(\frac{200 \cdot 61,1}{520 \cdot 2}\right)^2} \\ = 518,02 \text{ кВ.}$$

Мощность, протекающая через обмотку НН:

$$S_{\text{НН}} = 0,1P_{\text{ПС}} + j(Q_{\text{ВН}} - \Delta Q_{\text{ВН}} - 0,9P_{\text{ПС}}tg\varphi_{\text{ПС}}) = 0,1 \cdot 200 + j(35,919 - 4,65 - 0,9 \cdot 200 \cdot tg(\arccos 0,92)) \\ = 20 - j45,411 \text{ МВА.}$$

Потери реактивной мощности в обмотке низшего напряжения АТ:

$$\Delta Q_{\text{НН}} = \frac{P_{\text{НН}}^2 + Q_{\text{НН}}^2}{U_0^2} \cdot \frac{X_{\text{НН}}}{n_{\text{АТ}}} = \frac{20^2 + 45,411^2}{518,02^2} \cdot \frac{113,5}{2} = 0,521 \text{ Мвар.}$$

СК должны генерировать:

$$Q_{\text{КУ}}^{\text{ПС}} = \Delta Q_{\text{НН}} - Q_{\text{НН}} = 0,521 + 45,411 = 45,932 \text{ Мвар.}$$

Значение реактивной мощности, требуемой системе в таком режиме:

$$Q_{\text{СИСТ}} = P_{\text{К2}} \cdot tg\varphi_{\text{СИСТ}} = 1197,945 \cdot tg(\arccos 0,92) = 510,322 \text{ Мвар.}$$

$$Q_{\text{КУ}}^{\text{СИСТ}} = Q_{\text{СИСТ}} - Q_{\text{К2}} = 510,322 - 270,077 = 240,245 \text{ Мвар.}$$

Затраты на установку СК:

$$K_{\text{ОСК}} = 426,88 \frac{\text{тыс. руб.}}{\text{Мвар.}}$$

0,9% потерь в СК приходится на часть, зависящую от режима его работы, а 0,6% – времени работы в течение года. Принимается $T_{\text{ВКЛ}} = 6000$ ч/год, тогда $\tau_{\text{СК}} = 0,2 \cdot T_{\text{ВКЛСК}} = 0,2 \cdot 6000 = 1200$ ч/год.

Приведенные затраты, требуемые для установки СК с целью поддержания заданного перепада напряжения на первом участке электропередачи:

$$Z = (E_H + a_{СК}) \cdot K_{ОСК} \cdot (Q_{КУ}^{ПС} + Q_{КУ}^{СИСТ}) \cdot k_{деф} \cdot k_{зон} + (\Delta P_{1ПС} + \Delta P_{ПС2}) \cdot \tau \cdot Ц + (Q_{КУ}^{ПС} + Q_{КУ}^{СИСТ}) \cdot \left(\frac{0,9}{100} \cdot \tau_{СК} \cdot Ц + \frac{0,6}{100} \cdot T_{СК} \cdot Ц \right).$$

$$Z = (0,1 + 0,103) \cdot 426,88 \cdot (45,932 + 240,245) \cdot 4,25 \cdot 2,35 + (46,65 + 35,41) \cdot 4541,2 \cdot 2,35 + (45,932 + 240,245) \cdot \left(\frac{0,9}{100} \cdot 1200 \cdot 2,35 + \frac{0,6}{100} \cdot 6000 \cdot 2,35 \right) = 1154884,68 \text{ тыс. руб.}$$

Строится зависимость $Z = f(K)$ (рисунок В.2) и находится точка минимума этой кривой. Результаты расчетов сведены в таблицы В.2, В.3 и В.4.

Таблица В.2 – Результаты расчетов параметров режима для первого участка ЛЭП.

$k_{1ПС}$, о. е.	1,00	1,01	1,02	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07
U_1 , кВ	520	520	520	520	520	520	520	520
$U_{ПС}$, кВ	520	515	510	505	500	495	490	485
$P'_{Н1}$, МВт	1479,4	1479,4	1479,44	1479,44	1479,44	1479,44	1479,44	1479,4
$\delta_{1ПС}$, °	17,22	17,33	17,44	17,56	17,68	17,80	17,92	18,05
$Q'_{Н1}$, Мвар	70,49	119,04	167,6	216,19	264,8	313,43	362,08	410,7
$Q_{Н1}$, Мвар	-321,32	-272,77	-224,21	-175,62	-127,01	-78,38	-29,73	18,95
$\Delta S_{1ПС}$, МВА	45,52+ j440,89	45,71+ j442,73	46+ j445,54	46,38+ j449,29	46,87+ j452,98	47,456+ j459,63	48,138+ j466,24	48,9+ j472,8
$S'_{К1}$, МВА	1432,9- j370,40	1432,7 3- j322,70	1432,44- j277,93	1432,05- j232,09	1432,56- j189,18	1431,98- j146,21	1431,29- j104,1	1430,5- j62,05
$S_{К1}$, МВА	1442,4 +j21,40	1432,2 +j60,61	1432,9+ j95,95	1432,5+ j136,43	1432+ j172,07	1431,42+ j208,83	1430,73+ j242,75	1429,9 +j277,7

Таблица В.3 – Результаты расчетов параметров режима для второго участка ЛЭП.

$k_{ПС2}$, о. е.	1,04	1,03	1,02	1,01	1,00	0,99	0,98	0,97
$U_{ПС}$, кВ	520	515	510	505	500	495	490	485
$U_{СИСТ}$, кВ	500	500	500	500	500	500	500	500
$P'_{Н2}$, МВт	1232	1232	1232	1231	1231	1230	1230	1229
$\delta_{ПС2}$, °	15,44	14,86	15,07	15,27	15,48	15,69	15,90	16,12
$Q'_{Н2}$, Мвар	218,98	173,61	128,12	83,58	39,97	-2,70	-44,42	-85,21
$Q_{Н2}$, Мвар	-195	-210,7	-248,76	-285,95	-322,28	-357,74	-392,33	-426,05
$\Delta S_{ПС2}$, МВА	34,12+ j331,5	34,38+ j334,05	34,73+ j337,47	35,18+ j341,86	35,74+ j347,24	36,39+ j352,58	37,15+ j360,92	38,00+ j369,22
$S'_{К2}$, МВА	1198,6- j112,5	1198,13- j160,45	1197,50- j209,34	1196,67- j258,28	1195,65- j307,27	1194,42- j356,28	1192,9- j405,34	1191,4- j454,43
$S_{К2}$, МВА	1197,9 +j270	1197,48 +j222	11969+ j172,4	1196,5+ j124,46	1195+ j75,49	1192,9+ j26,47	1192,41- j22,59	1190,79- j71,68

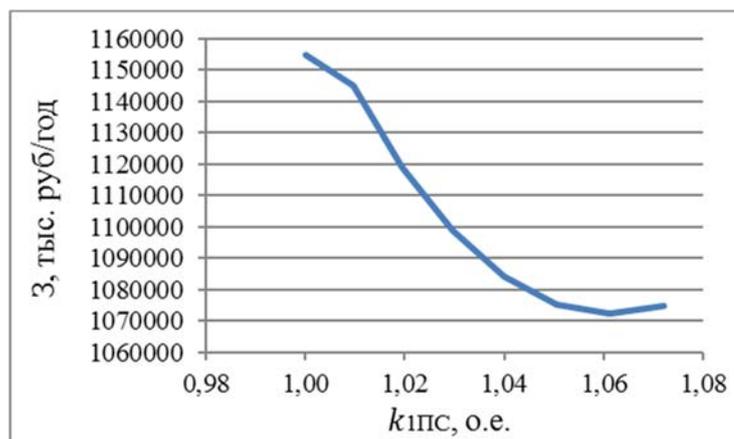


Рисунок В.2 – Зависимость дисконтированных затрат от значения перепада напряжения

Таблица В.4 – Результаты расчетов параметров режима для промежуточной ПС

$k_{1пс}$, о. е.	1,00	1,01	1,02	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07
U_1 , кВ	520,00	520,00	520,00	520,00	520,00	520,00	520,00	520,00
$U_{пс}$, кВ	520,00	515,00	510,00	505,00	500,00	495,00	490,00	485,00
Q_p , Мвар	176,59	173,21	169,86	166,55	163,27	160,02	156,80	153,62
$Q_{вн}$, Мвар	35,81	94,09	173,84	251,84	328,07	402,55	475,26	546,22
$\Delta Q_{вн}$, Мвар	4,66	5,63	8,25	12,39	18,04	25,19	33,83	43,94
U_0 , кВ	518,03	509,56	499,73	489,91	480,11	470,32	460,54	450,77
$Q_{нн}$, Мвар	-45,53	11,80	88,93	162,78	233,36	300,69	364,76	425,61
$\Delta Q_{нн}$, Мвар	0,52	0,12	1,89	6,36	13,51	23,30	35,71	50,70
$Q_{ку}^{пс}$, Мвар	46,05	-11,68	-87,04	-156,42	-219,86	-277,4	-329,1	-374,90
$Q_{ку}^{сист}$, Мвар	240,10	287,82	336,46	385,05	433,60	482,10	530,55	578,96
Z , млн. руб./год	1154	1145	1119	1098	1084	1075	1072	1074

Из представленной зависимости на рисунке В.1 видно, что наиболее целесообразно применять перепад на первом участке $k \cong 1,045$, т.к. в этом случае потребуется минимальная мощность КУ на стороне НН. Тогда напряжение на шинах ВН ПС составляет 497,608 кВ (таблица В.5).

Таблица В.5 – Параметры режима выбранного перепада на 1-ом участке.

$k_{1пс}$, о. е.	$U_{пс}$, кВ	$\delta_{1пс}$, °	$Q'_{н1}$, Мвар	$Q_{н1}$, Мвар	$\Delta S_{1пс}$, МВА	$S'_{к1}$, МВА	$S_{к1}$, МВА	$\delta_{пс2}$, °	$Q_{н2}$, Мвар
1,045	497,6	17,74	288,6	-130,8	47,14+ j456,6	1432 -j169	1431,73+ j190,28	15,58	-339,4
$\Delta S_{пс2}$, МВА	$S'_{к2}$, МВА	$S_{к2}$, МВА	$Q_{вн}$, Мвар	$\Delta Q_{вн}$, Мвар	U_0 , кВ	$Q_{нн}$, Мвар	$\Delta Q_{нн}$, Мвар	$Q_{ку}^{пс}$, Мвар	$Q_{ку}^{сист}$, Мвар
36,04+ j350,15	1195,1- j350,15	1194,7 +j52,4	363,92	21,27	475,42	265,98	17,86	- 248,11	456,81

Приемной системе необходима реактивная мощность в размере 456,81 Мвар (устанавливается ТЦ 630000/500/11):

$$\Delta Q_T = \frac{Q_{ВН}^2}{U_{сист}^2} \cdot \frac{X_T}{n_{AT}} = \frac{456,81^2}{500^2} \cdot \frac{61,3}{1} = 51,00 \text{ Мвар}$$

$$Q_{ку}^{сист'} = Q_{ку}^{сист} + \Delta Q_T = 456,81 + 51,00 = 507,81 \text{ Мвар}$$

Устанавливается 5хКСВБО-100-11 и КСВБО-50-11. Альтернативным вариантом компенсации реактивной мощности на шинах приемной системы может послужить применение ИРМ 220 кВ на базе КБ и УШР. Максимальная выработка реактивной мощности такого устройства – 200 Мвар, поэтому дополнительно необходимо к двум устройствам ИРМ, подключенных к шинам 220 кВ, подключить 2 СК к шинам 10 кВ. Сравним по затратам два эти варианта:

Вариант 1. Применение ПС реактивной мощности на базе СК:

$$K_{ск}^{сист} = 83000 \cdot 4,25 \cdot 1,55 \cdot 5 + 47000 \cdot 4,25 \cdot 1,55 \cdot 1 = 3\,043\,425 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{тр}^{ск} = 48960 \cdot 1,55 \cdot 4,25 \cdot 2 = 645\,048 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{\Sigma} = 3\,688\,473 \text{ тыс. руб}$$

$$I_{обсл.рем} = I_{обсл.рем}^{nc} + I_{ам} = (a_{обсл.рем}^{nc} + a_{ам}^{nc})K_{nc} = 343\,027,989 \text{ тыс. руб.}$$

$$З_{\Sigma}^{В1} = 5\,985\,388 \text{ тыс. руб.}$$

Вариант 2. Применение ПС реактивной мощности на базе ИРМ и СК:

$$K_{ск}^{сист} = 83000 \cdot 4,25 \cdot 1,55 \cdot 2 = 1\,093\,525 \text{ тыс. руб}$$

$$K_{ирм}^{сист} = 712129 \cdot 1,55 \cdot 2 = 2\,207\,599,9 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{тр}^{nc} = 55000 \cdot 1,55 \cdot 4,25 \cdot 2 = 724\,625 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{\Sigma} = 4\,025\,749,9 \text{ тыс. руб}$$

$$I_{обсл.рем} = I_{обсл.рем}^{nc} + I_{ам} = (a_{обсл.рем}^{nc} + a_{ам}^{nc})K_{nc} = 374\,394,71 \text{ тыс. руб.}$$

$$З_{\Sigma}^{В2} = 6\,532\,697 \text{ тыс. руб.}$$

Сравнение полученных значений дисконтированных затрат:

$$\delta Z_{д} = \frac{З_{\Sigma}^{В2} - З_{\Sigma}^{В1}}{З_{\Sigma}^{В2}} \cdot 100\% = \frac{6\,532\,697 - 5\,985\,388}{6\,532\,697} \cdot 100\% = 9,14\%$$

Таким образом, применение ПС реактивной мощности на базе СК является экономически целесообразным. Необходимо убедиться, что по всей длине линии напряжение не превышает допустимых значений.

1-й участок:

$$S_{\text{баз}} = \frac{U_{\text{пс}}^2}{z_{\text{в1}}} = \frac{497,608^2}{279,83 - j14,807} = 882,4 + j46,69 \text{ МВА}$$

Наибольшая передаваемая мощность в конце первого участка:

$$P_{*к1} = \frac{P_{к1}}{S_{\text{баз}} \cdot n_{\text{ц}}} = \frac{1431,73}{(882,4 + j46,69) \cdot 2} = 0,809 - j0,043$$

Реактивная мощность в конце первого участка:

$$Q_{*к1} = \frac{Q_{к1}}{S_{\text{баз}} \cdot n_{\text{ц}}} = \frac{190,285}{2 \cdot (854,37 + j45,21)} = 0,108 - j0,0057$$

Строится эпюра напряжения вдоль первого участка:

$$U_x = U_{\text{пс}} \cdot [ch(\gamma_{01} l_x) + P_{*к1} sh(\gamma_{01} l_x) - jQ_{*к1} sh(\gamma_{01} l_x)]$$

$l_x, \text{км}$	360	330	300	270	0
$U_x, \text{кВ}$	520,1	518,79	517,25	515,49	497,608

Напряжение на первом участке не превышает допустимого значения.

2-й участок:

$$S_{\text{баз}} = \frac{U_{\text{сист}}^2}{z_{\text{в1}}} = \frac{500^2}{279,83 - j14,807} = 890,91 + j47,14 \text{ МВА}$$

Наибольшая передаваемая мощность в конце второго участка:

$$P_{*к1} = \frac{P_{к1}}{S_{\text{баз}} \cdot n_{\text{ц}}} = \frac{1194,74}{(890,91 + j47,14) \cdot 2} = 0,667 - j0,035$$

Реактивная мощность в конце первого участка:

$$Q_{*к1} = \frac{Q_{к1}}{S_{\text{баз}} \cdot n_{\text{ц}}} = \frac{52,04}{2 \cdot (890,91 + j47,14)} = 0,029 - j0,0015$$

Строится эпюра напряжения вдоль первого участка:

$$U_x = U_{\text{сист}} \cdot [ch(\gamma_{02} l_x) + P_{*к2} sh(\gamma_{02} l_x) - jQ_{*к2} sh(\gamma_{02} l_x)]$$

$l_x, \text{км}$	380	350	30	10	0
$U_x, \text{кВ}$	497,608	492,48	500,82	500,31	500

Напряжение на втором участке не превышает допустимого значения.

В режиме наибольших нагрузок на стороне СН необходимо поддерживать как можно большее напряжение. В качестве желаемого принимается напряжение 242 кВ.

Желаемое напряжение на шинах среднего напряжения:

$$U_{\text{СН}}^{\text{жел}} = 1,1U_{\text{НОМ}} = 1,1 \cdot 220 = 242 \text{ кВ}$$

Величина напряжения между соседними ответвлениями (РПН $\pm 12\%$ 6 ступеней):

$$\Delta U_{\text{рег}} = 0,02 \cdot 242 = 4,84 \text{ кВ}$$

Желаемое число ответвлений:

$$n_{\text{отв}}^{\text{жел}} = \frac{\frac{U_{\text{СН}}^{\text{жел}}}{U_{\text{СН}}^{\text{В}}} \cdot \frac{U_{\text{ВННОМ}}}{U_{\text{СННОМ}}} - 1}{\Delta U} = \frac{1,106 - 1}{0,02} = 5,33$$

$n_{\text{отв}} = 5$ (для недопущения превышения допустимого напряжения)

Действительное значение напряжения на шинах СН:

$$U_{\text{СН}}^{\text{действ}} = U_{\text{СН}}^{\text{В}} \cdot \frac{U_{\text{СННОМ}}}{U_{\text{ВННОМ}}} \cdot (1 + n \cdot \Delta U) = 475,42 \cdot \frac{230}{500} \cdot (1 + 5 \cdot 0,02) = 240,56 \text{ кВ}$$

Для регулирования напряжения на стороне НН промежуточной ПС используются 4×ЛТДН-40000/10. ЛРТ $\pm 10 \times 1,5\%$.

Желаемое напряжение:

$$U_{\text{НН}}^{\text{жел}} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}$$

Напряжение на стороне НН, приведенное к высшему:

$$U_{\text{НН}}^{\text{В}} = \sqrt{\left(U_0 - \frac{Q_{\text{НН}} X_{\text{АТНН}}}{n_{\text{АТ}} U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{\text{НН}} X_{\text{АТНН}}}{n_{\text{АТ}} U_0} \right)^2}$$

$$= \sqrt{\left(475,92 - \frac{265,98 \cdot 113,5}{2 \cdot 475,92} \right)^2 + \left(\frac{20 \cdot 113,5}{2 \cdot 475,92} \right)^2} = 444,21 \text{ кВ}$$

Добавка напряжения:

$$\Delta e_{\text{жел}} = U_{\text{НН}}^{\text{жел}} - \frac{U_{\text{НН}}^{\text{В}} U_{\text{НОМН}}}{U_{\text{НОМВ}}} = 10,5 - \frac{444,21 \cdot 10,5}{500} = 1,17 \text{ кВ}$$

Величина напряжения между соседними ответвлениями:

$$\Delta U_{\text{рег}} = 0,015 \cdot 11 = 0,165 \text{ кВ}$$

Желаемое число ответвлений:

$$n_{\text{отв}}^{\text{жел}} = \frac{\Delta e_{\text{жел}}}{\Delta U_{\text{рег}}} = 1,17 / 0,165 = 7,53$$

$$n_{\text{отв}} = 8$$

Действительное значение напряжения нагрузки:

$$U_{\text{действ}}^{\text{НН}} = \frac{U_{\text{НН}}^{\text{В}} U_{\text{НОМН}}}{U_{\text{НОМВ}}} + n_{\text{отв}} \Delta U_{\text{рег}} = \frac{475,92 \cdot 10,5}{500} + 8 \cdot 0,165 = 11,19 \text{ кВ}$$

Определяется загрузка генераторов станции реактивной мощностью. Упрощенно принимается, что блоки генератор-трансформатор работают только на ЭП. Потери холостого хода у выбранного типа трансформаторов электростанции составляют $\Delta S_{\text{хх}} = 0,4 + j3,753 \text{ МВА}$.

Нагрузочные потери полной мощности в одном трансформаторе электростанции:

$$\begin{aligned} \Delta S_{\text{тс}} &= \frac{P_{\text{Н1}}^2 + Q_{\text{Н1}}^2}{U_1^2} \cdot \frac{R_{\text{т}} + jX_{\text{т}}}{n_{\text{бл}}} = \frac{1480^2 + 103,75^2}{520^2} \cdot \frac{0,96 + j69,3}{4} \\ &= 1,94 + j141,03 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Значение полной мощности, требуемое от генераторов:

$$S_{\text{гс}} = P_{\text{Н1}} + jQ_{\text{Н1}} + \Delta S_{\text{тс}} + n_{\text{бл}} \Delta S_{\text{хх}} = 1483,54 + j52,29 \text{ МВА}$$

От одного генератора:

$$S_{\text{г}} = \frac{S_{\text{гс}}}{n_{\text{ген}}} = \frac{1483,54 + j52,29}{8} = 185,44 + j6,53 = 185,57 \angle 2,01^\circ \text{ МВА}$$

Видно, что генераторы выдают мощность с высоким коэффициентом $\cos \varphi = 0,996$, работая в положительном квадранте реактивной мощности.

Вывод. Проведенный расчет позволил определить оптимальный перепад напряжения для режима наибольших нагрузок, при котором:

- обеспечивается эффективное расходование средств на установку КУ;
- диапазон регулирования напряжения на шинах СН и НН промежуточной ПС позволяет реализовать желаемый уровень напряжения;
- генераторы станции работают с высоким коэффициентом мощности.

В.2 Расчет режима малых нагрузок. Мероприятия по компенсации зарядной мощности электропередачи

В режиме НМ активная мощность в линии меньше натуральной, поэтому в линии возникает избыточная реактивная мощность, загружающая генераторы передающей станции и приёмную систему с повышением напряжения в средней зоне наиболее длинного участка ДЭП, что может привести к возникновению короны и резкому увеличению радиопомех, генерируемых линией.

Напряжение по концам 1-го участка принимается равным номинальному:

$$U_1 = U_{\text{пс}} = U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$$

Определяются волновые параметры ЛЭП двух участков передачи:

1) Волновые сопротивления

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{\text{в}}^{\text{уч1}} &= \sqrt{\frac{r_0^{\text{ию}} + jx_0}{jb_0}} = \sqrt{\frac{0,0247 + j0,31}{j3,97 \cdot 10^{-6}}} = 279,659 - j11,124 \\ &= 279,88 \angle -2,27^\circ \text{ Ом} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{\text{в}}^{\text{уч2}} &= \sqrt{\frac{r_0^{\text{ию}} + jx_0}{jb_0}} = \sqrt{\frac{0,0247 + j0,31}{j3,97 \cdot 10^{-6}}} = 279,659 - j11,124 \\ &= 279,88 \angle -2,27^\circ \text{ Ом} \end{aligned}$$

2) Коэффициенты распространения электромагнитной волны:

$$\begin{aligned} \underline{\gamma}_0^{\text{уч1}} &= \sqrt{(r_0^{\text{ию}} + jx_0) \cdot jb_0} = \sqrt{(0,0247 + j0,31) \cdot j3,97 \cdot 10^{-6}} \\ &= 4,416 \cdot 10^{-5} + j1,11 \cdot 10^{-3} \text{ рад/км} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{\gamma}_0^{\text{уч2}} &= \sqrt{(r_0^{\text{ию}} + jx_0) \cdot jb_0} = \sqrt{(0,0247 + j0,31) \cdot j3,97 \cdot 10^{-6}} \\ &= 4,416 \cdot 10^{-5} + j1,11 \cdot 10^{-3} \text{ рад/км} \end{aligned}$$

3) Параметры П-образной схемы замещения:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{\text{п}}^{\text{уч1}} &= \frac{\underline{Z}_{\text{в}}^{\text{уч1}}}{n_{\text{ц}}^{\text{уч1}}} \text{sh}(\underline{\gamma}_0^{\text{уч1}} \cdot L_1) \\ &= \frac{(279,659 - j11,124) \cdot \text{sh}[(4,416 \cdot 10^{-5} + j1,11 \cdot 10^{-3}) \cdot 360]}{2} \\ &= 4,212 + j54,338 = 54,45 \angle 85,57^\circ \end{aligned}$$

$$\alpha_{\Pi}^{yч1} = 90^{\circ} - 85,57^{\circ} = 4,43^{\circ}$$

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{\Pi}^{yч1} &= \frac{n_{\Pi}^{yч1}}{z_{\text{В}}^{yч1}} th \frac{\underline{\gamma}_0^{yч1} \cdot L_1}{2} = \frac{2 \cdot th \frac{(4,416 \cdot 10^{-5} + j1,11 \cdot 10^{-3}) \cdot 360}{2}}{279,659 - j11,124} \\ &= 1,563 \cdot 10^{-6} + j1,449 \cdot 10^{-3} = 1,449 \cdot 10^{-3} \angle 89,94^{\circ} \text{ См} \end{aligned}$$

Параметры схемы замещения второго участка:

$$\begin{aligned} \underline{z}_{\Pi}^{yч2} &= \frac{z_{\text{В}}^{yч2}}{n_{\Pi}^{yч2}} sh(\underline{\gamma}_0^{yч2} \cdot L_2) \\ &= \frac{(279,659 - j11,124) \cdot sh[(4,416 \cdot 10^{-5} + j1,11 \cdot 10^{-3}) \cdot 380]}{2} \\ &= 4,419 + j57,182 = 57,35 \angle 85,58^{\circ} \end{aligned}$$

$$\alpha_{\Pi}^{yч2} = 90^{\circ} - 85,58^{\circ} = 4,42^{\circ}$$

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{\Pi}^{yч2} &= \frac{n_{\Pi}^{yч2}}{z_{\text{В}}^{yч2}} th \frac{\underline{\gamma}_0^{yч2} \cdot L_2}{2} = \frac{2 \cdot th \frac{(5,879 \cdot 10^{-5} + j1,111 \cdot 10^{-3}) \cdot 380}{2}}{279,659 - j11,124} \\ &= 1,845 \cdot 10^{-6} + j1,531 \cdot 10^{-3} = 1,531 \cdot 10^{-3} \angle 89,93^{\circ} \text{ См} \end{aligned}$$

Таблица В.6 – Результаты расчета режимных параметров ЛЭП для режима НМ.

Участок	$\delta, ^{\circ}$	$S_{\text{Н}}, \text{МВА}$	$S'_{\text{Н}}, \text{МВА}$	$\Delta S, \text{МВА}$	$S'_{\text{К}}, \text{МВА}$	$S_{\text{К}}, \text{МВА}$
ЭП-ПС	5,54	444-j375,01	443,61-j12,76	4,42+j42,81	439,19-j55,57	438,79+j306,68
ПС-система	0,51	38,79-j385,54	38,34-j2,79	0,035+j0,338	38,3-j3,129	37,69+j379,62

Очевидно, что суммарная мощность обоих участков линии, равная $Q_{\text{К1}} - Q_{\text{Н2}} = 306,68 - (-385,54) = 692,22$ Мвар, должна быть скомпенсирована с помощью реакторов. С учетом ранее проведенного расчета режима НБ, с целью недопущения перекомпенсации реактивной мощности устанавливаются дополнительно 2 группы реакторов (таблица В.7).

Таблица В.7 – Параметры устанавливаемых реакторов.

Тип	$S_{\text{НОМ}}, \text{МВА}$	$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$	$I_{\text{НОМ}}, \text{А}$
РОДЦ	60	525	198

С учетом установленных реакторов:

$$x_{\text{р}} = \frac{U_{\text{НОМр}}^2}{Q_{\text{НОМр}}} = \frac{525^2}{3 \cdot 60} = 1531 \text{ Ом}, \quad Q_{\text{р}} = n_{\text{р}} \frac{U_{\text{ПС}}^2}{x_{\text{р}}} = 3 \cdot \frac{500^2}{1531,25} = 490 \text{ Мвар}$$

С учетом установленных реакторов, проведем расчет режима работы автотрансформатора промежуточной ПС (таблица В.8).

Таблица В.8 – Результаты расчета параметров промежуточной ПС для режима НМ.

$S_{ВН}, \text{МВА}$	$\Delta Q_{ВН}, \text{Мвар}$	$U_0, \text{кВ}$	$Q_{НН}, \text{МВА}$	$Q_{НН}, \text{МВА}$	$Q_{КУ}, \text{МВА}$
$400+j198,41$	24,36	488,49	20,69	0,2	-20,49

Приемная система:

Реактивная мощность, требующаяся системе:

$$Q_{\text{сист}} = P_{\text{к2}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{сист}} = 37,68 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,92) = 16,05 \text{ Мвар}$$

Система может принять 300 Мвар избыточной реактивной мощности.

$$Q_{\text{к2}} - Q_{\text{сист}} = 379,62 - 16,05 = 363,56 \text{ Мвар} > Q_{\text{изб}} = 300 \text{ Мвар}$$

Необходимо дополнительно скомпенсировать 63,56 Мвар. Целесообразно применить ранее установленные СК для компенсации этой мощности.

Передающий конец электропередачи:

$$n_{\text{бл}} = 2, n_{\text{ген}} = 4$$

$$\Delta S_{\text{ТГ}} = \frac{P_{\text{Н1}}^2 + Q_{\text{Н1}}^2}{U_1^2} \cdot \frac{R_{\text{T}} + jX_{\text{T}}}{n_{\text{бл}}} = \frac{444^2 + 375,01^2}{500^2} \cdot \frac{0,96 + j69,3}{2} = 0,649 + j46,81 \text{ МВА}$$

Значение полной мощности, требуемое от генераторов:

$$\begin{aligned} S_{\text{ГГ}} &= P_{\text{Н1}} + jQ_{\text{Н1}} + \Delta S_{\text{ТГ}} + n_{\text{бл}} \Delta S_{\text{ХХ}} \\ &= 444 - j375,01 + 0,649 + j46,81 + 2 \cdot (0,4 + j3,753) \\ &= 445,449 - j320,694 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Рассмотрим возможность потребления реактивной мощности генераторами:

Номинальный ток генератора составляет:

$$I_{\text{ГНОМ}} = \frac{|S_{\text{ГНОМ}}|}{\sqrt{3}U_{\text{ГНОМ}}} = \frac{\sqrt{171^2 + 82^2}}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 6,952 \text{ кА}$$

Максимальная мощность, потребляемая генераторами:

$$S_{\text{Г пот max}} = I_{\text{ГНОМ}} \sqrt{3}U_{\text{Г}} = 6,952 \cdot \sqrt{3} \cdot 15,75 = 189,649 \text{ Мвар}$$

Поскольку генераторы не способны потребить всю реактивную мощность, то целесообразно установить группу ШР в начале первого участка (таблица В.9).

Таблица В.9 – Параметры устанавливаемых на ГЭС реакторов.

Тип	$S_{\text{НОМ}}, \text{МВА}$	$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$	$I_{\text{НОМ}}, \text{А}$
РОДЦ	60	525	198

С учетом установленных реакторов:

$$x_p = \frac{U_{\text{НОМР}}^2}{Q_{\text{НОМР}}} = \frac{525^2}{3 \cdot 60} = 1531,25 \text{ Ом}$$

$$Q_p = \frac{U_{\text{ПС}}^2}{x_p} = \frac{500^2}{1531,25} = 163,27 \text{ Мвар}$$

Потеря реактивной мощности в обмотках трансформаторов:

$$\Delta Q_{\text{ТЭ}} = \frac{P_{\text{Н1}}^2 + (Q_{\text{Н1}} - Q_p)^2}{U_1^2} \cdot \frac{X_{\text{T}}}{n_{\text{бл}}} = \frac{444^2 + 211,17^2}{500^2} \cdot \frac{69,3}{2} = 33,5 \text{ Мвар}$$

Мощность, потребляемая генераторами:

$$Q_{\text{Г пот}} = Q_{\text{Н1}} - Q_p - \Delta Q_{\text{ТЭ}} = 178,24 < Q_{\text{Г пот max}}$$

Строится эюра распределения напряжения по длине линии на первом участке:

$$S_{\text{баз}} = \frac{U_{\text{ПС}}^2}{Z_{\text{В}}^{\text{уч1}}} = \frac{500^2}{279,659 - j11,124} = 892,53 + j35,51 \text{ МВА}$$

$$P_{*к1} = \frac{P_{к1}}{n_{\text{ц}} S_{\text{баз}}} = \frac{438,79}{2 \cdot (892,53 + j35,51)} = 0,245 - j0,0098$$

$$Q_{*к1} = \frac{Q_{к1}}{n_{\text{ц}} S_{\text{баз}}} = \frac{306,68}{2 \cdot (892,53 + j35,51)} = 0,172 - j0,006$$

$$U_x = U_{\text{ПС}} \cdot [ch(\gamma_{01} l_x) + P_{*к1} sh(\gamma_{01} l_x) - jQ_{*к1} sh(\gamma_{01} l_x)]$$

Значения в промежуточных точках представлены в таблице В.10.

Таблица В.10 – Эюра напряжения на первом участке.

$l_x, \text{ км}$	360	300	240	180	0
$U_x, \text{ кВ}$	500,1	505,37	509,57	505,24	500

Напряжение не превышает наибольшего рабочего, следовательно, общее коронирование на поверхности проводов исключено, а выключатели переключательного пункта работают при допустимом напряжении.

Аналогично строится эюра распределения напряжения по длине линии на втором участке:

$$S_{\text{баз}} = \frac{U_{\text{СИСТ}}^2}{Z_{\text{В}}^{\text{уч2}}} = \frac{500^2}{279,659 - j11,124} = 892,53 + j35,51 \text{ МВА}$$

$$P_{*к2} = \frac{P_{к2}}{n_{ц} S_{баз}} = \frac{37,69}{2 \cdot (892,53 + j35,51)} = 0,021 - j0,00084$$

$$Q_{*к2} = \frac{Q_{к2}}{n_{ц} S_{баз}} = \frac{379,62}{2 \cdot (892,53 + j35,51)} = 0,212 - j0,0085$$

$$U_x = U_{сист} \cdot [ch(\gamma_{02} l_x) + P_{*к2} sh(\gamma_{02} l_x) - jQ_{*к2} sh(\gamma_{02} l_x)]$$

Значения в промежуточных точках представлены в таблице В.11.

Таблица В.11 – Эпюра напряжения на втором участке.

$l_x, км$	380	300	190	60	0
$U_x, кВ$	500,07	508,68	512,06	505,25	500

Напряжение не превышает наибольшего рабочего, следовательно, общее коронирование на поверхности проводов исключено.

Вывод. Проведенный расчет позволил:

- разработать мероприятия по потреблению стекающей с линии зарядной мощности (установка дополнительно трех групп ШР на промежуточной ПС);
- найти распределение напряжения вдоль линии и убедиться в отсутствии общего коронирования на проводах ВЛ;
- установить допустимость загрузки генераторов реактивной мощностью.