

Оглавление

Введение.....	3
1 Задачи построения всережимных эквивалентов электроэнергетических систем (ЭЭС).....	5
1.1 Особенности построения эквивалентов для всережимных моделирующих комплексов ЭЭС	5
1.2 Этапы и методы построения эквивалентов	11
1.2.1 Разработка моделируемой схемы сложной энергосистемы	11
1.2.2 Подход параметрическому определению эквивалентов.....	14
1.3 Возможности определения статических параметров эквивалентов по статическим характеристикам подсистем ЭЭС	17
1.4 Методы расчета динамической части эквивалентов.....	20
1.4.1 Подход к построению эквивалента для маловозмущенных режимов	21
1.4.2 Подход к построению эквивалент при больших возмущениях ...	22
1.4.3 Подход к построению эквивалента при несимметричных режимах	27
1.5 Выводы по первой главе	28
2 Методика определения параметров эквивалентов по статическим характеристикам подсистем ЭЭС	29
2.1 Построение статических характеристик подсистем.	29
2.2 Декомпозиция статических характеристик.....	32
2.3 Расчет параметров эквивалентных элементов.....	34
2.3.1 Асинхронный двигатель.....	34
2.3.2 Синхронный двигатель.....	36

2.3.3	Синхронный генератор и система возбуждения	37
2.3.4	Статическая нагрузка.....	40
2.4	Построение многоузловых эквивалентов.....	41
2.4.1	Эквивалент многоцепной линии электропередачи	42
2.4.2	Двухлучевой эквивалент	43
2.4.3	Многолучевой эквивалент	45
2.5	Обеспечение точности эквивалентов при изменениях схем и режимов подсистем.....	46
2.6	Выводы по второй главе	46
3	Расчет эквивалента подсистемы.....	47
3.1	Исходные данные и параметры рассматриваемой схемы	47
3.2	Фрагменты схемы, подлежащие эквивалентированию	49
3.3	Результаты тестовых расчётов	49
3.4	Расчёт параметров эквивалентных элементов.....	51
3.5	Оценка точности эквивалента	56
3.6	Выводы по третьей главе	58
	Заключение	59
	Приложение А- Исходные данные для моделирования.....	60

Введение

Современные электроэнергетические системы - это мощные электрические станции, вырабатывающие электроэнергию; магистральные линии электропередачи сверхвысоких напряжений; высоковольтные электроэнергетические сети и подстанции, передающие, распределяющие и преобразующие электроэнергию; развитая сеть автоматического диспетчерского управления; сложнейшая высоковольтная техника, автоматика и телемеханика, обеспечивающие надежность функционирования систем электроснабжения народного хозяйства.

При их проектировании, эксплуатации необходимо наличие достоверной информации о процессах, составляющих различные режимы ЭЭС. Возможность проведения экспериментов в реальных энергосистемах ограничена. Данная проблема решается путем замены анализа реальной системы, содержащей большое количество элементов, более простой системы. Эквивалентированием - получение упрощенных моделей электроэнергетических систем. Эквивалент должен сохранить те стороны реальной систем, которые значимы в решении данной практической задачи. Поэтому, выбор структуры и характеристик эквивалента, также как и методов эквивалентирования, колоссально зависит от конкретной практической задачи.

Для решения ряда проектных, эксплуатационных и научно-исследовательских задач электроэнергетических систем (ЭЭС) требуется выполнение комплексного моделирования (расчёта) режимов, охватывающего несколько режимных состояний ЭЭС.

Существующие на данный момент методы эквивалентирования электроэнергетических систем не позволяют построить эквиваленты, имеющие необходимое соответствие оригиналу в установившихся и в переходных режимах энергосистем.

Цель работы: разработка методики, позволяющей создавать эквиваленты подсистем для всережимного моделирования в рамках установившихся режимов электроэнергетических системах; формирование подхода к построению динамических эквивалентов для всережимного моделирования.

1 Задачи построения всережимных эквивалентов электроэнергетических систем (ЭЭС)

1.1 Особенности построения эквивалентов для всережимных моделирующих комплексов ЭЭС

Электроэнергетические системы представляют собой большие и очень сложные системы. В силу этого неизбежным становится представление исследуемой реальной ЭЭС ее моделью, всегда упрощенной по сравнению с оригиналом [1].

Модель - естественный или искусственный объект, находящийся в соответствии с изучаемым объектом или какой-либо из его сторон. Модель – это некоторый мысленный (описательный) или физический (материальный) вспомогательный объект, заменяющий при определенных допущениях исследуемый оригинал [1].

Моделирование означает осуществление каким-либо способом отображения или воспроизведения действительности для изучения имеющихся в ней объективных закономерностей. [2]

Построение моделей какого-либо процесса (или группы процессов) начинается с общей модели процесса, создающейся в результате прямого наблюдения этого процесса и его осмысления. Затем на основе этой общей модели составляется математическое описание в виде системы уравнений. Далее создаются модели с помощью: физических, цифро-аналого-физических, гибридных, программно-аппаратных, программных комплексов.

Для решения ряда проектных, эксплуатационных и научно-исследовательских задач электроэнергетических систем требуется выполнение комплексного моделирования (расчёта) режимов, состоящего из нескольких режимных состояний ЭЭС. Моделирование режимов электроэнергетических систем в такого типа ситуациях реализуется, как правило, с помощью профессиональных программно-вычислительных комплексов (ПВК), состоящих из наборов программных модулей, которые

предназначены для автономного моделирования каждого из режимов ЭЭС. В виду перечисленных выше причин, применения ПВК для комплексного моделирования ЭЭС осложнено, тем не менее, в проектной и эксплуатационной практике они применяются очень широко [3].

Отличительными особенностями всережимных моделирующих комплексов являются:

1. Высокий уровень реализованных математических моделей элементов;
2. Трёхфазное исполнение;
3. Возможность моделирования процессов в реальном времени;
4. Адекватность воспроизведения установившихся и переходных режимов, моделируемой ЭЭС.

Физическая модель - это модель, которая создается заменой объектов, моделирующими устройствами, имитирующими определённые характеристики или свойства этих объектов. Физическая модель энергосистемы - уменьшенная копия физически реальной ЭЭС, имеющая в своем составе набор моделей всех базовых элементов настоящей энергосистемы [2].

Физические модели используют эффект масштаба в случае возможности пропорционального применения всего комплекса изучаемых свойств.

Сборка схемы является трудоемкой, ответственной частью при выполнении исследований на физических моделях. Установившиеся режимы и переходные процессы при исследовании на физических моделях наблюдаются и регистрируются аналогично, как это выполняется при натурных испытаниях [2].

При физическом моделировании отсутствие декомпозиции по видам исследуемых режимов, обеспечивается за счёт применения физически подобных моделирующих элементов.

Существенными недостатками физического моделирования являются:

1. Высокие затраты на модели;
2. Сложность изменения параметров модели.

При решении некоторых сложных, например, научно-исследовательских задач необходима повышенная интеграция возможностей комплексного моделирования режимов электроэнергетических систем. Для этого применяют цифро-аналого-физические комплексы (ЦАФК), созданные на базе физических, цифровых или аналого-цифровых моделирующих [3].

Цифро-аналого-физический комплекс (ЦАФК) включает в себя электродинамическую модель (ЭДМ) энергосистемы (физических моделей генераторов, первичных двигателей, силовых трансформаторов, линий электропередачи, комплексной нагрузки. Аналоговая часть комплекса представляет собой настраиваемые полупроводниковые модели паровых, гидравлических и газовых турбин и их систем регулирования и управления и моделей автоматических регуляторов возбуждения различных модификаций. Цифровая часть комплекса необходима для фиксирования результатов экспериментов, представляющая собой современные многоканальные цифровые осциллографы и сервисные программы, производящие обработку экспериментальных данных.

ЦАФК оснащен устройствами, позволяющими моделировать аварийные возмущения в энергосистемах и работу устройств локальной и централизованной противоаварийной автоматики по заданной программе, а также многочисленными датчиками, образующими информационно-измерительную систему.

ЦАФК способен моделировать установившиеся режимы и аварийные электромеханические переходные процессы в энергосистемах практически любой сложности с учетом индивидуальных особенностей реальных энергообъектов.

Высокая эффективность обеспечивается как за счет физических свойств комплекса, которые позволяют проводить эксперименты в реальном

времени и в условиях, максимально приближенных к условиям эксплуатации.

Объединение аналоговой вычислительной машины, цифровой вычислительной машины и физической модели электроэнергетической системы в единый цифро-аналого-физический комплекс (ЦАФК) открывает широкие возможности для автоматизации исследования переходных процессов в электроэнергетических системах.

ЦАФК позволяет моделировать электрические режимы и аварийные электромеханические переходные процессы в энергообъединении практически любой сложности [4].

Глубокое математическое описание процессов, происходящих в моделируемом объекте, позволяет достигать всережимного моделирования при цифровом и аналого-цифровом моделировании. В этом описании отсутствует разделение режимов по признакам симметрии и несимметрии, не происходит разделения на быстрые и медленные процессы [3].

Программно-аппаратный комплекс — это набор технических и программных средств, работающих совместно для выполнения одной или нескольких сходных задач. Примером программно-аппаратного комплекса является комплекс RTDS (Real Time Digital Simulator).

Комплекс RTDS моделирует электрические и электромеханические процессы и формирует соответствующие электрические сигналы, что позволяет симулировать работу энергосистем и их участков в реальном масштабе времени.

Аппаратное обеспечение симулятора RTDS специально создано для расчета электромагнитных переходных процессов в реальном масштабе времени при помощи алгоритма Доммеля.

При моделировании большой энергосистемы симулятор RTDS может использовать много кассет, что позволяет ему производить расчеты в режиме реального времени.

Программное обеспечение RTDS можно разделить на три уровня:

1. Графический пользовательский интерфейс;
2. Компилятор;
3. Библиотека моделей компонентов энергосистемы и систем управления.

Гибридные моделирующие комплексы (ГМК) реализуют преимущества цифрового и аналогового моделирования и позволяют наиболее эффективно использовать ресурсы ЭВМ и АВМ в составе единого комплекса. ГМК используют специфические свойства аналоговых моделей (наглядность, простота набора схемы, быстродействие) и цифровых машин (точность, хранение в памяти нужной информации).

Гибридного моделирования ЭЭС объединяет три подхода к моделированию: аналоговое, цифровое (численное) и физическое. Аналоговая часть обеспечивает отсутствие методической погрешности интегрирования. Цифровая часть позволяет на программном уровне реализовать алгоритмы управления и изменения параметров воспроизводимой системы. На физическом уровне обеспечивается связь и коммутация моделируемых элементов аналогично тому, как это осуществляется в реальной энергосистеме [5].

Примером гибридного моделирующего комплекса является «Всережимный моделирующий комплекс реального времени ЭЭС» (ВМК РВ ЭЭС), разработанный в Энергетическом институте Томского политехнического университета.

ВМК РВ ЭЭС представляет собой параллельную, многопроцессорную, программно-техническую систему реального времени гибридного типа. Он объединяет в себе адаптируемую совокупность специализированных гибридных процессоров (СГП) всех элементов моделируемой схемы ЭЭС и информационно-управляющую систему.

Заложенные в ВМК РВ ЭЭС принципы построения исключают методическую ошибку решения математических моделей элементов и соответственно совокупной модели ЭЭС. Точность решения гарантирована и

определяется только инструментальной погрешностью аппаратной части комплекса [5]

Разработанные и используемые в ВМК РВ ЭЭС математические модели электрических машин отличаются значительно большей детализацией от математических моделей, традиционно используемых в моделирующих комплексах, основанных на сугубо численных методах решения дифференциальных уравнений [5] .

Всережимные моделирующие комплексы допускают работу с малым количеством моделирующих элементов по технико-экономическим показателям, а также по показателям высокой размерности и неопределенности элементного состава энергосистем. Эти особенности определяют противоречивые требования к эквивалентам: они должны быть компактными (малоразмерными) и максимально точными во всем множестве переходных процессов и схемно-режимного разнообразия эквивалентизируемых подсистем.

Построить удовлетворяющие этим требованиям эквиваленты одним этапом не удастся. Эквивалентирование осуществляется в несколько этапов, на каждом из которых решается некоторая частная задача с использованием соответствующих этой задаче методов. Такими задачами в общем случае являются:

1. Построение схемы эквивалента;
2. Определение состава учитываемых параметров режима и параметром системы;
3. Обеспечение адекватности воспроизведения (симметричных и несимметричных) установившихся, переходных, динамических и маловозмущенных режимов.

1.2 Этапы и методы построения эквивалентов

1.2.1 Разработка моделируемой схемы сложной энергосистемы

Рассмотрим задачу построения эквивалентных подсистем на примерах проектирования и выполнения всережимных моделирующих комплексов реального времени (ВМК РВ) электроэнергетических систем [6].

Задача построения эквивалентов разделяется на задачу структурного и параметрического эквивалентирования

Для решения общих исследовательских задач используются, как правило, простые по структуре и элементному составу эквиваленты ЭЭС, у которых требования к соответствию каким-либо оригиналам выполняются лишь на функциональном уровне. Высокая точность количественного соответствия процессов в этих случаях не требуется. Более того, при таких исследованиях часто используются тестовые эквивалентные схемы ЭЭС, которые лишь в общих чертах соответствуют реальным схемам. Некоторые из всережимных эквивалентных тестовых схем ЭЭС стандартизированы. Пример такой схемы приведен на рисунке 1 [7].

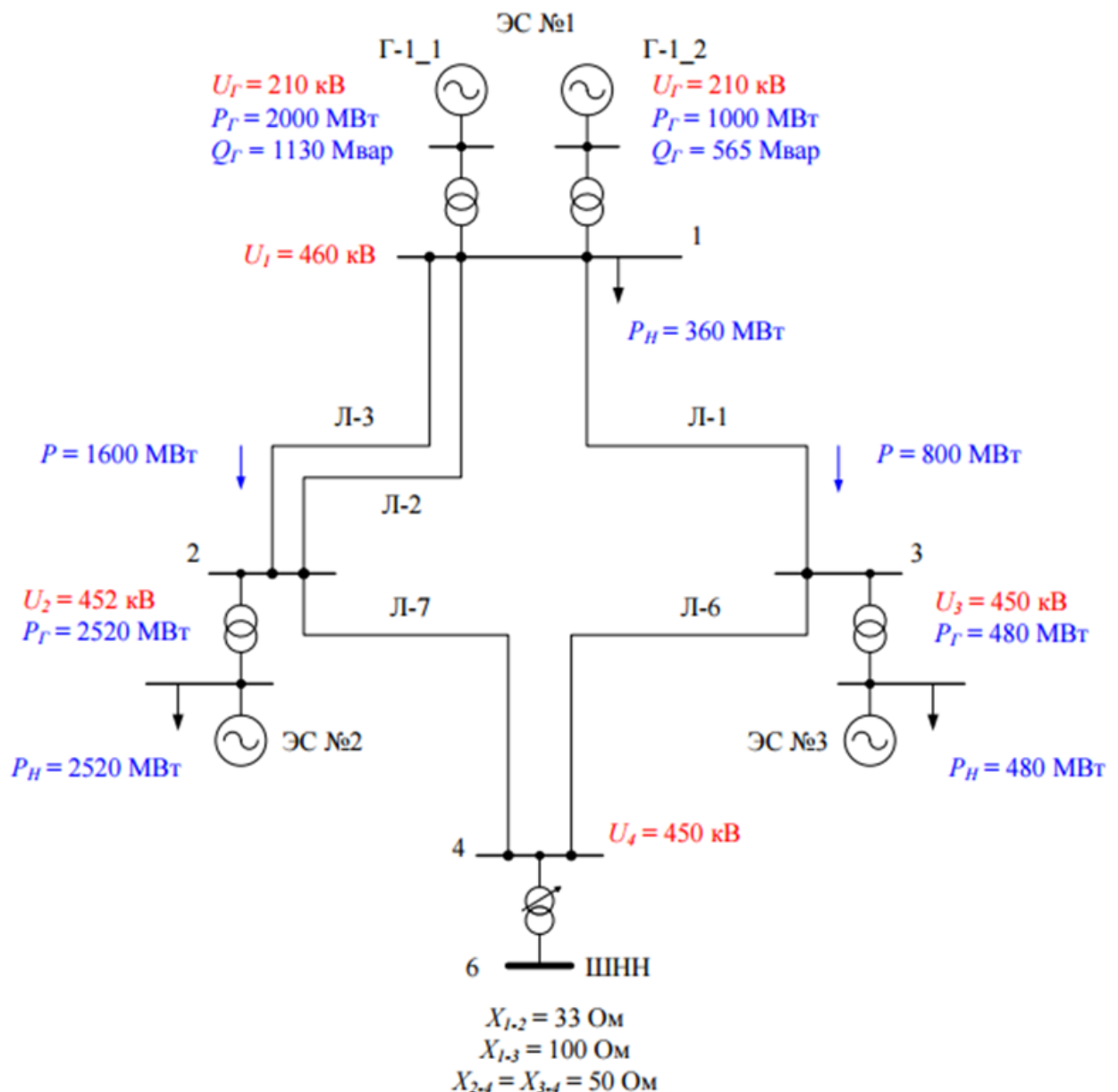


Рисунок 1 - Пример тестовой схемы ЭЭС

При разработке моделируемой схемы ЭЭС применительно к решению широкого спектра практических задач в конкретной энергосистеме осуществляется одновременно построение структур эквивалентов подсистем как составных частей общей схемы. Эта задача решается экспертным путем с учетом условий, выдвигаемых заказчиком, и общих рекомендаций, выработанных на основе опыта разработок.

Одновременное построение структур эквивалентов подсистем как составных частей общей схемы осуществляется при разработке моделируемой схемы ЭЭС.

Обозначенная проблема решается экспертным путем. При этом, заказчик может выдвинуть ряд условий, которые необходимо учитывать. Учет общих рекомендаций, выработанных на основе опыта разработок, так же обходимо учитывать.

Схема моделирования представляет собой две части: преобразованная или эквивалентная и не преобразованная или консервативная. Состав элементов о не преобразованной части определяется пользователем ВМК в обобщенном виде и конкретизируется в процессе последующей разработки. Состав элементов и построение структуры преобразуемой части определяются в ходе создания схемы моделирования как результат упрощения эквивалентной части исходной модели ЭЭС. С учетом схемы, не преобразуемой части, которая содержит элементы перспективного развития, перечисленных данных достаточно для сборки ВМК ЭЭС. На этапы постановки и решения конкретных задач моделирования на ВМК ЭЭС может быть перенесено определение количественного содержания параметров элементов обеих частей итоговой схемы.

Высокий уровень неопределенности различных исходных данных и условий оказывает основное затруднение в работе на шаге формирования схемы моделирования.

На этом шаге спектр подлежащих решения задач и требований к техническим характеристикам ВМК ЭЭС определены обобщенно. В итоге нет необходимой четкости в вопросе физической размерности эквивалентируемой части исходной схемы. Информация по перспективному развитию ЭЭС имеет значительную неопределенность. По этой причине, необходимо использовать типовые решения при формировании схемы моделирования.

Данные о составе нагрузочных элементов исходной модели ЭЭС, практически полностью отсутствует. По этой причине моделирующий состав нагрузочных элементов определяется ориентировочно, руководствуясь

оценочными общеинженерными соображения по возможному составу элементов ЭЭС, с учетом специфики нагрузок предприятий.

Высокая стоимость моделирующего оборудования и увеличение его стоимости от количества комплектующих в нем элементов является важным ограничивающим фактором.

Перечисленные выше и иные, менее значимые, ограничения и неопределенности становятся причиной применения экспертного подхода к созданию схемы моделирования ЭЭС.

Экспертный подход используется для формирования преобразуемой части и учета перспективного развития схемы моделирования. Действующие элементы не преобразуемой части представляются с несущественными изменениями по сравнению с исходной моделью ЭЭС.

Применение экспертного подхода на практике связано с созданием некоторых принципов, которые конкретизируют действия разработчиков при формировании схемы моделирования ЭЭС. Возможность создания универсальных принципов, которые могут быть применимы для всех случаев формирования схем моделирования, является нереальной. Рациональным решением в данной ситуации является развитие базы принципов в частных случаях и накопление опыта их использования [6].

1.2.2 Подход параметрическому определению эквивалентов

Эквивалентная модель ЭЭС должна удовлетворять определенным требованиям, называемыми критериями эквивалентности. Содержание и количество критериев зависит от задачи, к которой выполняется эквивалентирование [8].

Назначение критериев эквивалентирования определяется решаемой задачей и применяемым методом определения параметров эквивалента.

Критериями анализа установившегося режима являются сохранение параметров режима узлов примыкания эквивалента, таких как напряжение, переток мощности и сохранение баланса мощности [8].

Эквивалент энергосистемы вместе с уравнениями, отражающими его состояние, можно интерпретировать как некоторый аппроксимирующий объект, воспроизводящий режимы работы ЭЭС из аппроксимирующей области с принятой погрешностью. Границы этой области определены выходами погрешностей воспроизводимых параметров режима за пределы принятых значений [9].

Для получения практических результатов, рациональным является раздельное эквивалентирование статической и динамической частей ЭЭС. Такое разделение облегчает расчетный прием, который применяется на начальной стадии эквивалентирования. В дальнейшем, статический и динамический эквивалент должны быть объединены [8].

Параметрическое эквивалентирование состоит в определении количественного содержания параметров эквивалентных элементов.

Выполнение настройки параметров элементов эквивалентных подсистем в один этап по всему множеству режимов ЭЭС представляется чрезвычайно сложной задачей. С учётом того, что каждый тип режимов определяется, в неполной мере, некоторой группой технических параметров элементов ЭЭС, решение общей задачи параметрического эквивалентирования можно выполнять в несколько этапов в соответствии с условиями моделирования подлежащих исследованию режимов.

В первом приближении можно выделить этапы определения групп параметров, по условиям моделирования симметричных установившихся режимов, режимов больших колебаний, маловозмущённых и несимметричных режимов. Для каждой группы параметров и, соответственно, для каждого типа режимов может использоваться своя специализированная методика расчета.

Наибольшее количество методик разработано для построения эквивалентных подсистем по условиям моделирования симметричных установившихся режимов ЭЭС. Из них практический интерес представляют методики определения параметров линейных элементов эквивалентных подсистем с известными или принятыми схемами электрических соединений, например, в виде многоугольников с диагоналями или звездообразных построений. Технология определения параметров линейных элементов таких схем для симметричных и несимметричных установившихся режимов в достаточной мере отработана и может быть применена при построении эквивалентных подсистем.

В составе эквивалентных подсистем ВМК РВ ЭЭС линейные элементы представляются в виде эквивалентных лучей, выполненных в виде упрощенных (без поперечных проводимостей) моделей линий электропередачи с последовательно включёнными идеальными трансформаторами. Динамические свойства линейных элементов эквивалентных подсистем учитываются в виде зависимых от частоты индуктивных сопротивлений прямой и нулевой последовательностей.

Группу эквивалентных нагрузочных элементов, примыкающих к произвольному узлу эквивалентной подсистемы, составляют синхронный и асинхронный электродвигатели и статическая нагрузка в виде аналого-цифровых моделей статических характеристик. При наличии местных электростанций к узлам эквивалентных подсистем вместе с нагрузочными элементами могут быть подключены эквивалентные энергоблоки. Группа эквивалентных нагрузочных элементов может быть неполной в зависимости от суммарной мощности эквивалентируемой подсистемы. Эквиваленты мощных электростанций формируются, как правило, отдельно [3] .

1.3 Возможности определения статических параметров эквивалентов по статическим характеристикам подсистем ЭЭС

Для упрощения расчетных операций производит раздельное эквивалентирование пассивной и динамической частей эквивалента. Упрощение эффективно лишь на начальной стадии. Такой метод отражается на точности определения параметров эквивалентов. При объединении статической и динамической частей требует уточнения выбранных параметров.

На первом этапе должны быть определены статические параметры эквивалентных элементов, используемые при анализе симметричных установившихся режимов ЭЭС. Для выявления перечня этих параметров достаточно обнулить все производные в подсистемах дифференциально-алгебраических уравнений электрических машин. В результате такого обнуления уравнения переходных процессов трансформируются в уравнения установившихся режимов электрических машин.

Особенностью информационного представления в задачах эквивалентирования является высокий уровень неопределённости по номенклатуре, количественному составу и загрузке нагрузочных элементов упрощаемых подсистем. Недостаточно определены и внутренние схемно-режимные состояния этих подсистем. Наиболее полной и достоверной является лишь информация о параметрах режима в узлах их примыкания к остальной части ЭЭС.

С учётом этой особенности задача структурного построения эквивалентных подсистем и параметрического эквивалентирования на этапе определения статических параметров эквивалентных элементов ЭЭС формулируется следующим образом: сформировать структуру эквивалентных подсистем и определить статические параметры эквивалентных элементов в условиях высокой неопределённости исходной информации о состоянии упрощаемых подсистем.

В данном случае под структурой эквивалентной подсистемы понимается её схема электрических соединений, включающая все эквивалентные элементы, и структурное построение этих элементов в форме технических параметров, связанных между собой в соответствии с уравнениями установившихся режимов. Схемы эквивалентных подсистем формируются, экспертным способом, на этапе построения схемы моделирования исследуемой ЭЭС. Такая схема включает все моделирующие элементы в составе ВМК, в том числе элементы эквивалентных подсистем. Все технические параметры этих элементов цифрууправляемы, что предоставляет широкие возможности для их настройки по условиям моделирования симметричных установившихся и других, предусматриваемых для исследования режимов ЭЭС.

Проведение каких-либо значимых экспериментов по моделированию процессов, происходящих внутри упрощённо представленных реальных фрагментов ЭЭС, как правило, не предусматривается. Основным назначением эквивалентных подсистем является достоверное отражение реакции соответствующих фрагментов при воспроизведении схемно-режимных состояний представленной без упрощения части ЭЭС.

С достаточной точностью реакция подсистем может быть воспроизведена с помощью их эквивалентных статических характеристик, как зависимость активной и реактивной мощностей от величин напряжения в узлах ЭЭС. Такой подход может быть использован только для воспроизведения реакции подсистемы в рамках установившихся режимов. При наличии необходимого объема исходной информации данные зависимости вычисляются путем решения систем уравнений, описывающих установившиеся режимы. Экспериментальные способы определения статических характеристик являются более общими и достоверными [3].

Эквивалентные синхронные (СД), асинхронные (АД) электродвигатели и статические элементы нагрузки (СН) используются для отображения свойств упрощаемой подсистемы. Вначале необходимо

построить статические характеристики подсистемы с учетом статических характеристик ее элементов.

Статическая характеристика подсистемы – это зависимость активной или реактивной мощности от напряжения в узле ее примыкания.

Каждый элемент в полученном эквиваленте имеет свои статические параметры, отражающие их поведение в установившихся режимах. Определение параметров производится по статическим характеристикам подсистемы. Узел примыкания, при расчете таких характеристик, принимается за балансирующий. Далее изменяя напряжения в узле, производят расчет серии установившихся режимов, с фиксированием значений активной и реактивной мощностей узла. По полученным значениям строят статические характеристики подсистем.

Следующим этапом является декомпозиция полученных характеристик. Под декомпозицией понимается разложение построенной статической характеристики подсистемы на составные части статических характеристик отдельных нагрузочных элементов с учетом долевого участия каждого вида. Долевое участие каждого вида активной нагрузки (СД, АД) определяется в нормальном режиме подсистемы по фактическим или усредненным данным о ее состоянии. Затем по усредненным параметрам (параметрам схемы замещения) строятся статические характеристики этих элементов. Разность между характеристикой подсистемы и суммарной характеристикой активных нагрузочных элементов представляется статической нагрузкой.

Однако подсистема может содержать как комплексную нагрузку, так и отдельно одну из ее составляющих. Тогда возникает необходимость решения задачи восстановления по данной характеристике параметров соответствующего эквивалентного элемента [10].

1.4 Методы расчета динамической части эквивалентов

Перспективным направлением при решении многочисленных задач проектирования и эксплуатации сложных энергосистем является применение современных моделирующих комплексов (физических, аналоговых, гибридных). Но создание моделирующего комплекса невозможно без предварительного упрощения исходной модели ЭЭС. Только эквивалентирование дает возможность реализовать математическую модель ЭЭС с помощью аппаратных средств. Причем конструктивные и технические особенности моделирующих комплексов накладывают очень жесткие ограничения на количественный и качественный состав элементов, входящих в состав эквивалента. Особые требования при этом предъявляются к точности эквивалентирования и к устойчивости полученного эквивалента к изменениям режимов, поскольку из-за несоответствия эквивалента оригиналу могут быть потеряны преимущества всего комплекса в целом [19].

Всережимность моделирующего комплекса и, соответственно, разрабатываемого эквивалента подразумевает его способность идентично отображать реакцию оригинальной части ЭЭС в узле примыкания не только в установившихся режимах, но и при больших и малых возмущениях.

Результатами таких возмущений являются переходные процессы. Поэтому необходимо добавить к множеству статических параметров множество динамических параметров эквивалентных элементов.

Общий подход к определению динамических параметров элементов эквивалентных подсистем может быть основан на предварительно определённых переходных функциях и частотных характеристиках эквивалентируемых подсистем.

Наиболее полно подход развит применительно к задачам идентификации объектов [7]. Многие из конкретных разработок по идентификации объектов могут быть успешно применены к решению задач эквивалентирования подсистем.

Постоянное изменение состава нагрузочных элементов, большая степень неопределенности исходной модели электроэнергетической системы являются большой сложностью при построении эквивалентов. Так как динамическая нагрузка действительно расположена в узле, ее учет необходим.

При создании эквивалента динамической части целесообразно разделять эквивалент:

- 1) Для маловозмущенных режимов;
- 2) Для больших колебаний;
- 3) Для несимметричных режимов.

1.4.1 Подход к построению эквивалента для маловозмущенных режимов

Под маловозмущенными режимами подразумеваются режимы, при которых изменения параметров режима несоизмеримо малы по сравнению со значениями этих параметров [16] .

Для построения эквивалентов для расчета маловозмущенных режимов используют частотный метод.

Частотный метод идентификации линейных систем основан на работах Найквиста и Боде и использует в качестве исходной частотные или спектральные характеристики.

Частотная характеристика объекта может быть представлена совокупностью амплитудно-частотной характеристики $A(\omega)$, представляющей зависимость отношения амплитуд гармонических сигналов на входе и выходе объекта от частоты колебаний в установившемся режиме и фазо-частотной характеристики $\phi(\omega)$, отражающей зависимость сдвига фаз между входными и выходными гармоническими сигналами от частоты.

Частотные характеристики динамических объектов, как правило, определяются в режиме активного эксперимента подачей на вход объекта

гармонического сигнала, частота которого изменяется в определенном диапазоне, и регистрации выходной реакции.

По полученным экспериментальным характеристикам вычисляют передаточную функцию [18].

Зная амплитудно-фазовую частотную характеристику и передаточную функцию, становится возможным анализировать систему на предмет устойчивости.

1.4.2 Подход к построению эквивалент при больших возмущениях

Существующие методы эквивалентирования математических моделей динамической части эквивалента в большинстве случаев предполагают реализацию двух этапов операций эквивалентирования: декомпозиции исходной модели и определения характеристик эквивалентной модели.

Декомпозиция позволяет сгруппировать координаты и связи исходной модели по степени значимости их влияния на исследуемые процессы в системе. Второй этап операции эквивалентирования заключается в определении параметров эквивалентной модели, порядок которой меньше порядка исходной за счет пренебрежения несущественными для рассматриваемой задачи координатами и связями или их приблизительного учета.

Методы эквивалентирования математических моделей динамической части ЭЭС могут быть классифицированы следующим образом:

1. Параметрические методы эквивалентирования;

Базируются на различных способах усреднения совокупности определяющих движение системы параметров ее основных элементов и режимов. Характеристики эквивалентной модели определяют, предполагая, что при одинаковом характере изменения некоторых координат системы в переходном процессе движение группы координат можно представить движением одной эквивалентной координаты. В силу близости движений в

группе характеристики эквивалентной координаты могут быть найдены из соотношений, получаемых на основании системы алгебраических уравнений до аварийного состояния, и некоторых соотношений для переменных в момент возникновения аварии, которые могут быть обобщены на случай более полной математической модели.

Операция декомпозиции в данном случае позволяет сгруппировать близкие движения координат исходной системы, для которых используемые способы построения эквивалентных моделей дают допустимую погрешность эквивалентирования. Реальные оценки погрешностей эквивалентирования могут быть получены лишь на основании сравнения контролируемых процессов эквивалентной и исходной моделей.

Методы декомпозиции исходной модели ЭЭС при параметрическом эквивалентировании основываются на оценках степени совпадения движений координат в переходном процессе. Эти оценки получают либо по соотношениям некоторых характеристик исходной модели в момент возмущения, либо приближенными аналитическим решением исходной системы уравнений.

Вид математической модели, используемой при декомпозиции в случае параметрического эквивалентирования, должен быть адекватен цели моделирования.

Параметрические методы эквивалентирования математических моделей ЭЭС привлекают своей простотой. Однако, при их использовании чрезвычайно трудно найти достаточно общие эффективные оценки погрешностей эквивалентирования. Кроме того, эти методы разработаны в основном для простейших математических моделей ЭЭС. Несмотря на указанные недостатки, параметрические методы имеют широкое практическое распространение.

2. Функциональные методы эквивалентирования

Функциональные методы эквивалентирования предполагают известными характеристиками движения координат исходной системы или ее

подсистем в переходном процессе. Эти характеристики могут быть приняты из предшествующего опыта анализа устойчивости рассматриваемой ЭЭС либо определяются на основании специальных расчетов.

Смысл использования функциональных методов заключается в том, что эквивалентная математическая модель ЭЭС, полученная при заданных исходных условиях, как правило, применяется также в некоторой окрестности этих условий.

Функциональные методы позволяют достичь приемлемой точности эквивалентирования практически независимо от различий в характере движения координат системы. При этом более точные эквивалентные модели могут быть получены в случае достаточно подробного их математического описания.

Операции декомпозиции в данном случае выполняет те же функции, что и при параметрическом эквивалентировании, хотя и имеет здесь менее существенное значение из-за большей точности эквивалентирования. Поэтому в случае функционального эквивалентирования при декомпозиции используются обычно подходы, характерные для параметрических методов.

Функциональные методы эквивалентирования математических моделей ЭЭС до сих пор имеют ограниченное практическое применение из-за трудоемкости. Функциональные методы эквивалентирования представляют существенный интерес, благодаря возможности построения эквивалентных математических моделей с приемлемой точностью воспроизведения характеристики исходной модели в переходном процессе.

3. Методы аппроксимации исходной системы дифференциальных уравнений

Известны три модификации метода:

1. Пренебрежение высшими членами разложения системы уравнений в ряды;
2. Разделение движений на быстрые и медленные;

3. Представление системы уравнений с сосредоточенными параметрами моделью с распределенными параметрами.

В первом случае исходная система дифференциальных уравнений разлагается в ряд Тейлора, причем эквивалентная математическая модель получается отбрасыванием высших членов разложения, кроме первой степени. Эта операция является линеаризацией нелинейной системы дифференциальных уравнений.

Разделение движений на быстрые и медленные осуществляется путем введения малого параметра в исходную систему дифференциальных уравнений. В результате система распадается на две или более подсистемы, соответствующие различной скорости изменения координат. В общем случае это соответствует декомпозиции исходной задачи на подзадачи. В частном случае в качестве эквивалентной модели может быть принята одна из подсистем, соответствующая, например, самым медленным движениям.

Представление системы уравнений с сосредоточенными параметрами моделью с распределенными параметрами может быть представлено дроблением элементов системы на некоторые достаточно малые части.

Получаемая при реализации рассмотренных методов вырожденная система уравнений, являющаяся эквивалентной моделью, как правило, может быть оценена с точки зрения адекватности исходной модели в отношении контролируемых свойств. Практический опыт применения рассмотренных методов аппроксимации пока недостаточен для того, чтобы судить об их эффективности по сравнению с другими методами эквивалентирования динамической части эквивалентов.

Характерной особенностью большинства существующих методов эквивалентирования является то, что в них не находят отражения изменения структуры системы в течение переходного процесса, вызываемые действием различных устройств автоматики.

В ряде случаев оказывается возможным выделить части системы, в которых происходят изменения структуры. Тогда задача эквивалентирования

решается для оставшейся части системы, в которых изменения структуры отсутствуют.

При эквивалентировании сложной ЭЭС приходится учитывать не только тяжесть аварии, но и ее местоположение в системе. Эффективное решение задачи построения эквивалентных моделей для совокупности режимов и возмущений ЭЭС невозможно без обоснованного учета погрешностей исходной информации, вероятностных характеристик элементов системы, ее режимов и возникающих в системе возмущений. Характеристики исходной информации известны в настоящее время недостаточно, значения параметров ЭЭС в большинстве случаев принимаются на основании паспортных данных, которые не всегда соответствуют действительным значениям параметров. Учитывая эти замечания, можно ожидать, что более перспективным будет использование для построения эквивалентных математических моделей ЭЭС подходов теории идентификации динамических систем.

С точки зрения близости получаемых с помощью математических моделей решений к реальным процессам в системе, важен вопрос о необходимой полноте математического описания ЭЭС в зависимости от погрешностей и вероятностной природы исходной информации. В этом смысле метод идентификации при построении адекватных реальной системе моделей следует признать наиболее эффективными.

При построении эквивалентных математических моделей ЭЭС методами идентификации может быть использован существующий опыт эквивалентирования математических моделей.

Задача расчета динамической части эквивалента представляет в настоящее время несомненный интерес.

1.4.3 Подход к построению эквивалента при несимметричных режимах

Для адекватного воспроизведения несимметричных режимов решается задача определения параметров элементов эквивалентных подсистем обратной и нулевой последовательностей.

Схемы замещения прямой и обратной последовательности топологически совпадают, а основное отличие заключается в величинах сопротивлений динамических элементов (СМ, АМ, обобщенная нагрузка) и в отсутствии источников ЭДС в схемах обратной последовательности.

При эквивалентировании подсистем полезно сохранить одинаковую топологию и равенство параметров прямой и обратной последовательности для пассивных элементов.

Существенное различие схем замещения прямой и нулевой последовательности ЭЭС заметно отражается на решении задач эквивалентирования.

При разделении исходной схемы нулевой последовательности ЭЭС на сохраняемую и эквивалентируемую части особое внимание требуется обратить на наличие взаимных индуктивностей между линиями электропередачи.

1.5 Выводы по первой главе

В последнее время большое внимание уделяется всережимному моделированию. Под всережимным понимается адекватное воспроизведение, как установившихся режимов, так и режимов при больших и малых возмущениях.

Существенными особенностями всережимных моделирующих комплексов являются:

1. Высокий уровень реализованных математических моделей элементов;
2. Трёхфазное исполнение;
3. Моделирование процессов в реальном времени;
4. Всережимность.

Однако допускают работу с малым количеством моделирующих элементов по технико-экономическим показателям.

Эти особенности определяют противоречивые требования к эквивалентам: они должны быть компактными (малоразмерными) и максимально точными во всем множестве переходных процессов и схемно-режимного разнообразия эквивалентируемых подсистем.

Эквивалентирование осуществляется в несколько этапов, на каждом из которых решается некоторая частная задача с использованием соответствующих этой задаче методов.

Актуальным остается вопрос разработки рабочей методики для построения эквивалентных подсистем для всережимного моделирования электроэнергетических систем.

2 Методика определения параметров эквивалентов по статическим характеристикам подсистем ЭЭС

2.1 Построение статических характеристик подсистем.

При рассмотрении системы в масштабе ОЭС, подсистемы, возможно, представлять эквивалентными нагрузочными элементами. На рисунке 2 изображена схема эквивалентной подсистемы.

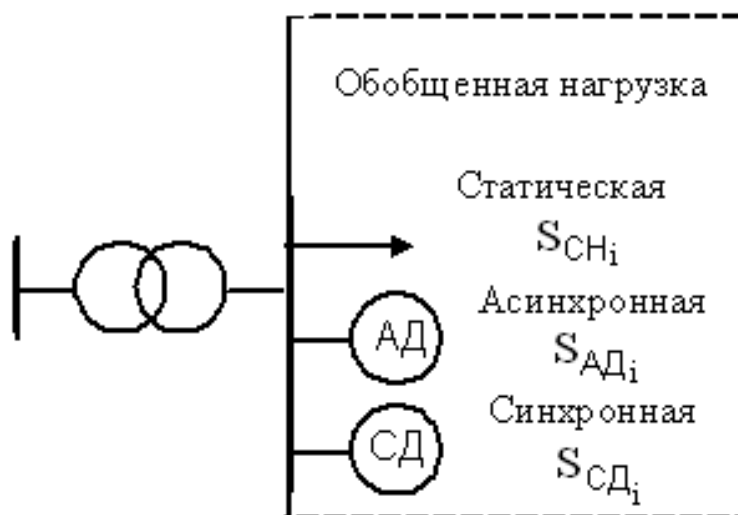


Рисунок 2 - Схема эквивалентной подсистемы

Крупные нагрузочные узлы чаще всего характеризуются совокупной нагрузкой. Для отображения свойств упрощаемой подсистемы используют эквивалентные СД, АД, статическую нагрузку.

Таким образом, Учет статических характеристик элементов подсистемы, обязателен для построения статических характеристик.

Существуют три метода определения статических характеристик нагрузки по напряжению:

- 1) Метод активного эксперимента;
- 2) Метод пассивного эксперимента;
- 3) Расчетный метод.

Активный эксперимент заключается в принудительном изменении напряжения в определенном диапазоне в узле нагрузки. В ходе эксперимента фиксируются напряжение, активная и реактивная мощность в узле. При

необходимости возможно определение данных параметров для отдельного электроприемника.

Пассивный эксперимент представляет собой фиксацию параметров режима (напряжение в узле, активную и реактивную мощность) в течении какого-то промежутка времени.

Расчетный метод определения статических характеристик нагрузки основан на данных о статических характеристиках мощности электроприемников или их групп и схемах электроснабжения узла нагрузки. Данные могут быть получены экспериментальным путем либо используя обобщенные характеристики мощности [15].

Среди представленных методов активный эксперимент является наиболее точным методом определения СХН, так как характеристики снимаются в ходе натурных испытаний в период эксплуатации энергообъекта.

Количественные показатели статических характеристик комплексных нагрузок зависят от состава элементарных нагрузок. По причине большой степени неопределенности в сведениях о составе элементов нагрузки узла, в практических расчетах используют типовые статические характеристики, определенные для усредненного состава комплексной нагрузки. Типовые статические характеристики изображены на рисунке 3 [13].

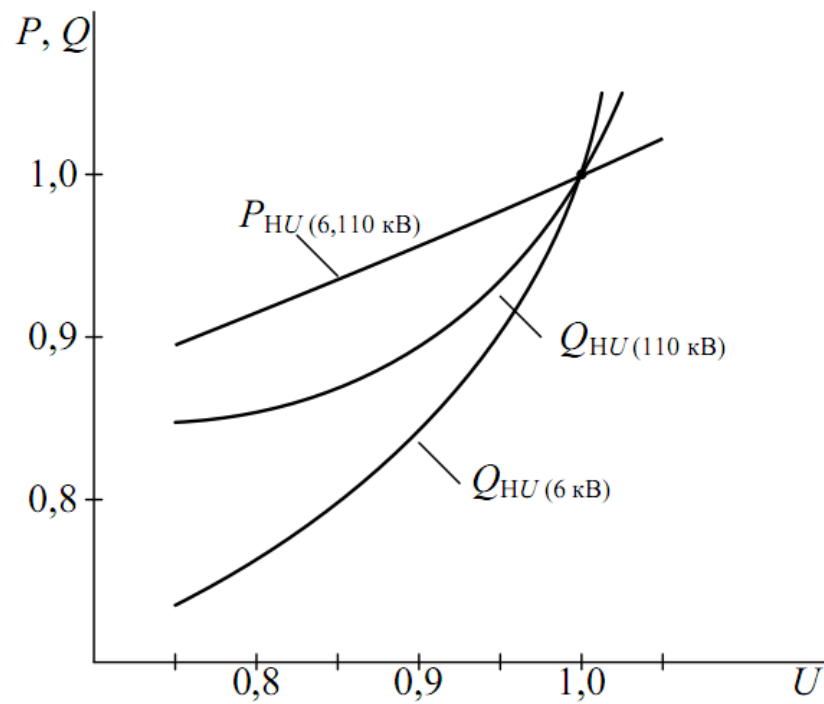


Рисунок 3 - Типовые статические характеристики комплексной нагрузки.

Коэффициенты типовых статических характеристик представлены в таблице 1 [14]:

Таблица 1- Коэффициенты типовых статических характеристик

№	Вид характеристик	a_0, b_0	a_1, b_1	a_2, b_2
1	Типовая характеристика активной мощности	0,83	-0,3	0,47
2	Типовая характеристика реактивной мощности на стороне 6 – 10 кВ	4,9	-10,1	6,2
3	Типовая характеристика реактивной мощности на стороне 110 – 220 кВ	3,7	-7,0	4,3

Элементы эквивалентируемой подсистемы характеризуются рядом статических параметров отображающих их поведение в установившихся режимах. По статическим характеристикам подсистемы осуществляется нахождение параметров эквивалентных элементов. Балансирующим узлом

принимается узел примыкания подсистемы. При изменении напряжения в узле и фиксацией значений активной и реактивной мощностей производят расчет серии установившихся режимов.

Возможна ситуация, когда в выделенной подсистеме содержатся источники генерации. Так как генераторы участвуют в балансе реактивной мощности всей энергосистемы, статическая характеристика, полученная по методике, описанной выше, не будет адекватна воспроизводить установившийся режим. Поступаем следующим образом:

1. Необходимо выбрать узел примыкания на шинах генерирующей части подсистемы и рассчитать статическую характеристику;
2. Из полученной статической характеристики выделить характеристики генерирующей подсистемы.

В результате получим полностью адекватные статические характеристики данной подсистемы, а генерирующие источники будут представлены эквивалентными энергоблоками на шинах узла примыкания.

2.2 Декомпозиция статических характеристик

Декомпозиция полученных статических характеристик является следующим шагом в нахождении параметров эквивалентных нагрузочных элементов.

Под декомпозицией понимается разделение полученной статической характеристики подсистемы на статические характеристики отдельных нагрузочных элементов с учетом долевого участия каждого вида нагрузки. Долевое участие каждого вида нагрузки (СД, АД , СН) определяется в нормальном режиме подсистемы по фактическим или усредненным данным о ее состоянии в зависимости от вида отраслевой промышленности, сосредоточенной в рассматриваемом регионе. Типовой состав нагрузки представлен в таблице 2[14]:

Таблица 2 - Типовой состав комплексной нагрузки.

Вид нагрузки	долевое участие, %
Асинхронные двигатели	50
Синхронные двигатели	9
Статическая нагрузка	41

Статические характеристики элементов строятся по усредненным параметрам (параметрам схемы замещения). Разность между характеристикой подсистемы и суммарной характеристикой активных нагрузочных элементов представляется статической нагрузкой. На рисунке 4 представлен пример декомпозиции статической характеристики реактивной мощности подсистемы [10].

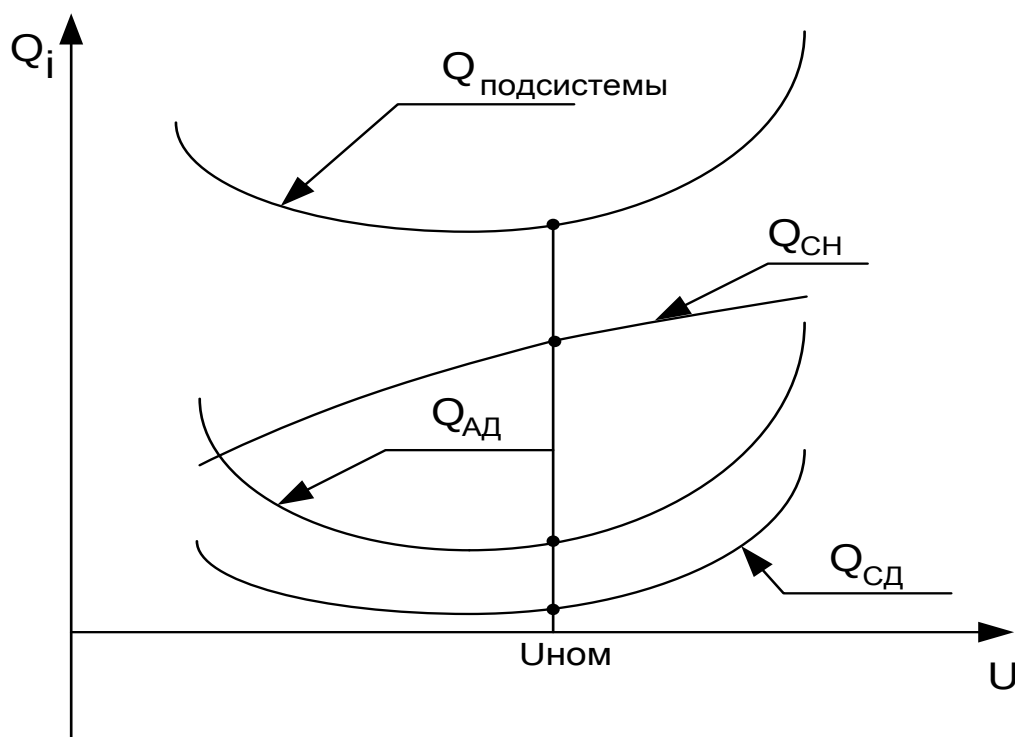


Рисунок 4 – Декомпозиция статической характеристики подсистемы $Q(U)$ по долевному участию эквивалентных элементов

2.3 Расчет параметров эквивалентных элементов

Параметры схем замещения эквивалентных нагрузочных элементов принимаются усредненными в собственных относительных единицах, пересчет которых в именованные единицы осуществляется относительно номинальной мощности этого элемента.

В зависимости от имеющихся данных, подсистема может состоять из комплексной нагрузки, может состоять из отдельной ее составляющей. Появляется задачи восстановления параметров соответствующего эквивалентного элемента по данной характеристике.

2.3.1 Асинхронный двигатель

Схема содержит асинхронный двигатель (АД). Исходные параметры:

$$r, X_s, X_\mu, P.$$

Принимаем потребляемую активную мощность асинхронного двигателя постоянной, тогда:

$$P_{AD} = \frac{U^2 \cdot s \cdot r}{X_s^2 \cdot s^2 + r^2} \quad (1)$$

$$Q_{AD} = \frac{U^2}{X_\mu} + \frac{U^2 \cdot s^2 \cdot X_s}{X_s^2 \cdot s^2 + r^2} \quad (2)$$

Выразим скольжение АД из выражения (1):

$$s = \frac{2}{5} \cdot U^2 - \frac{1}{5} (4 \cdot U^4 - 1)^{0.5} \quad (3)$$

Затем выражение (3) подставляем в уравнение (2). Строим статические характеристики по полученному выражению (рисунок 5).

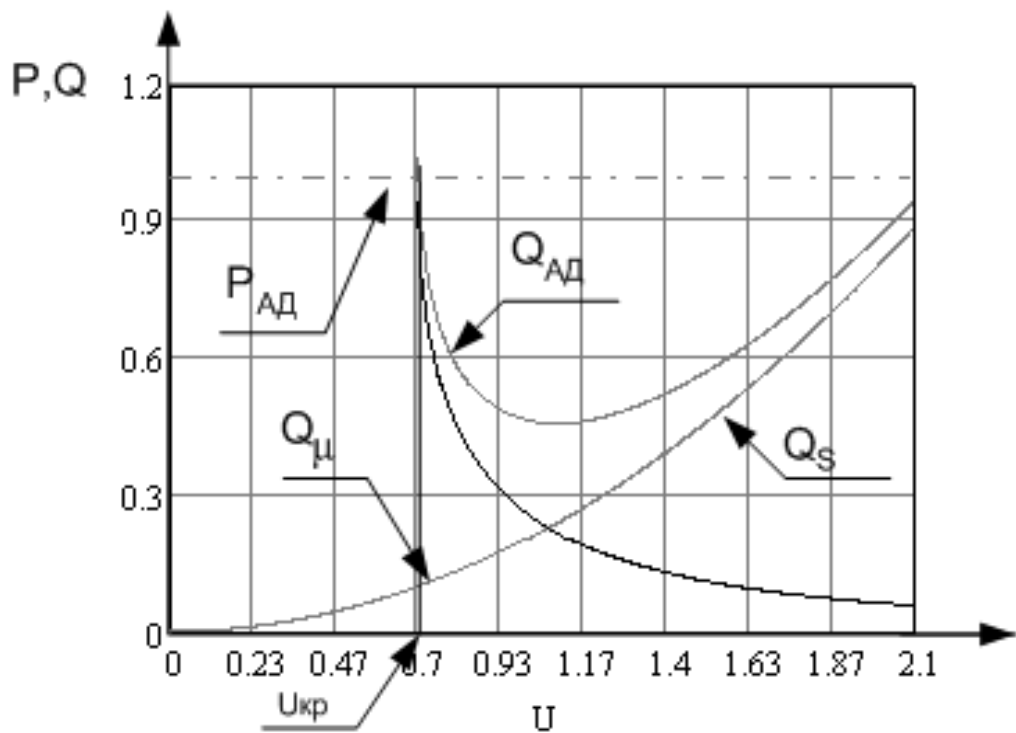


Рисунок 5 - Статические характеристики асинхронного двигателя.

Для нахождения параметров эквивалентного элемента, представленного АД, необходимо рассмотреть две точки на статических характеристиках:

А) Точка, соответствующая режиму при критическом скольжении, приняв:

$$s_{kp} = \frac{r}{X_{\mu}} \approx 15 - 20\%$$

Б) Произвольную точку на характеристике.

Подставив параметры критического режима в уравнение (1) получим:

$$P_{A\ddot{A}} = \frac{U_{kp}^2 \cdot s_{kp} \cdot r}{X_s^2 \cdot s_{kp}^2 + r^2} = \frac{U_{kp}^2 \cdot \frac{r}{X_s} \cdot r}{X_s^2 \cdot \left(\frac{r}{X_s}\right)^2 + r^2} \quad (4)$$

Выражение (1) содержит только одну неизвестную X_s , которую легко находим.

Затем выбрав произвольную точку на статических характеристиках, с помощью уравнения (1) получим выражения для скольжения s как функцию от активного сопротивления r .

Подставив полученную зависимость, а так же параметры взятой точки в выражение (2) можно найти значение $X\mu$.

Теперь подставив найденные величины, а так же среднестатистическое значение критического значения $s_{KP}=15-20\%$ в выражение (1), представляется возможным нахождение последнего параметра r .

2.3.2 Синхронный двигатель

Схема содержит синхронный двигатель (СД). Исходные параметры:

$$E_q, x_d, P.$$

Реактивную мощность, потребляемую синхронным двигателем, можно вычислить по выражению:

$$Q_{CD} = \frac{U^2}{x_d} - \sqrt{\left(\frac{E_q \cdot U}{x_d}\right)^2 - P^2} \quad (5)$$

Принимаем потребляемую активная мощность синхронного двигателя постоянной величиной.

На основе выше изложенного строим статические характеристики данного вида нагрузки (рисунок 6).

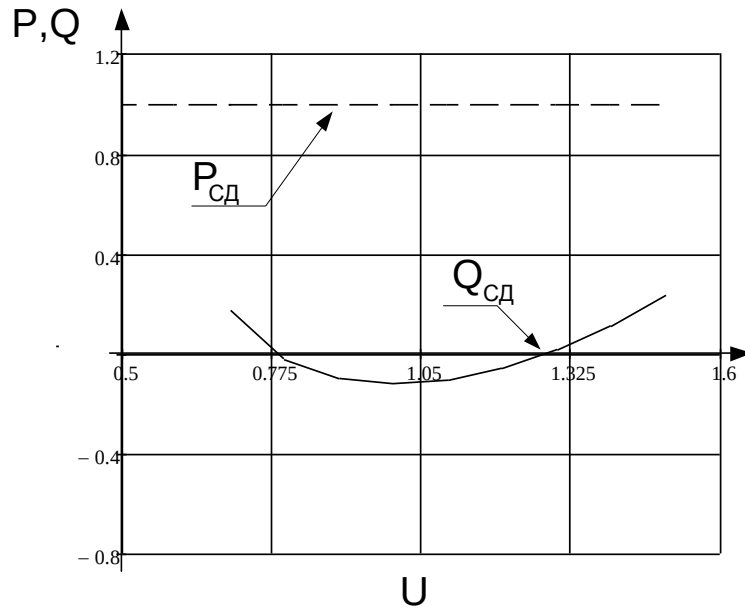


Рисунок 6 – Статические характеристики синхронного двигателя.

По двум точкам на характеристике $Q(U)$ и одной точке на характеристике $P(U)$ с помощью выражения (5) получим систему уравнений:

$$\begin{cases} Q_1 = \frac{U_1^2}{x_d} - \sqrt{\left(\frac{E_q \cdot U_1^2}{x_d}\right)^2 - P^2}, \\ Q_2 = \frac{U_2^2}{x_d} - \sqrt{\left(\frac{E_q \cdot U_2^2}{x_d}\right)^2 - P^2}. \end{cases} \quad (6)$$

Данная система состоит из двух уравнений с двумя неизвестными, становится возможным определение параметром СД.

2.3.3 Синхронный генератор и система возбуждения

Рассмотрим случай, когда схема содержит в себе синхронный генератор.

Зададимся обобщенными параметрами синхронного генератора для построения статических характеристик. Построим статические

характеристики. Восстановим параметры элемента по полученным зависимостям.

$$E_q, x_d, P, k_{0U}$$

Реактивную мощность, потребляемую синхронным генератором, можно вычислить по выражению:

$$Q_{сд} = \frac{U^2}{x_d} - \sqrt{\left(\frac{E_q \cdot U}{x_d}\right)^2 - P^2} \quad (7)$$

Для данного элемента необходим учет влияния системы возбуждения:

$$E_q = E_{q0} + k_{0U}(1-U) \quad (8)$$

На основе выше изложенного строим статическую характеристику нагрузки.

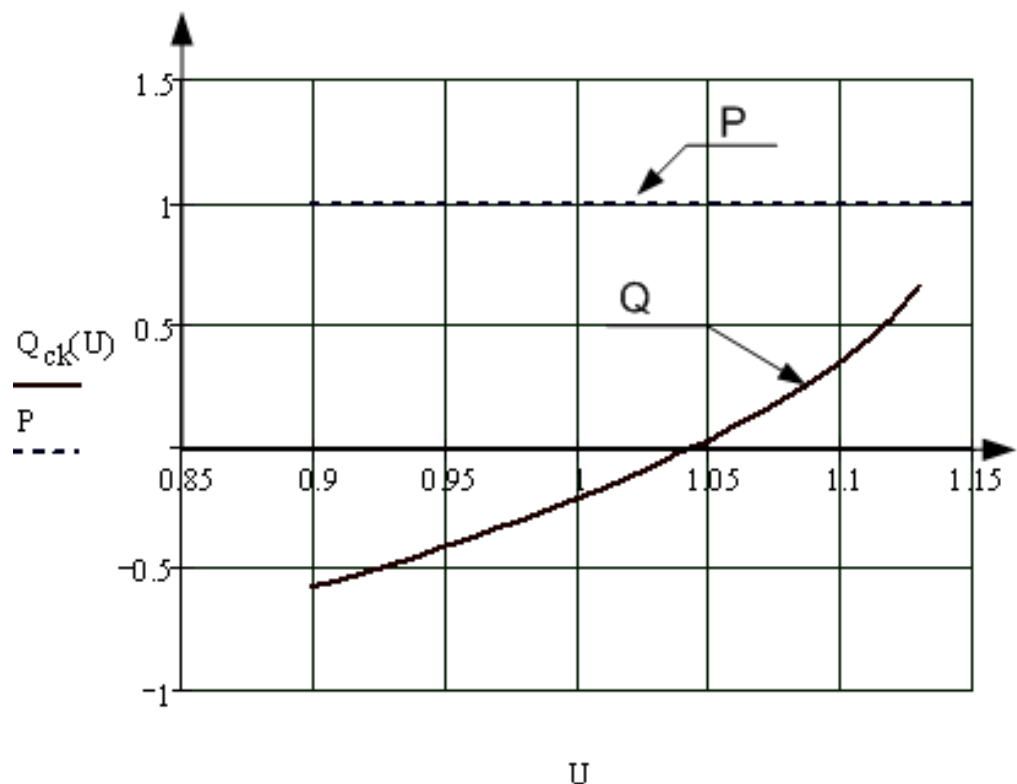


Рисунок 7 – Статическая характеристика синхронного генератора

Затем берем две точки на полученной зависимости и составляем с помощью выражения (7) систему из двух уравнений с тремя неизвестными

$$E_q, x_d, k_{0U}$$

$$\begin{cases} Q_1 = \frac{U_1^2}{x_d} - \sqrt{\left(\frac{E_{q1} \cdot U_1^2}{x_d}\right)^2 - P^2}, \\ Q_2 = \frac{U_2^2}{x_d} - \sqrt{\left(\frac{E_{q2} \cdot U_2^2}{x_d}\right)^2 - P^2}. \end{cases} \quad (9)$$

Из каждого уравнения системы (9) выражаем E_{q1}, E_{q2} :

$$\begin{cases} E_{q1} = \frac{(U_1^2 + P^2 \cdot x_d^2 - Q_1^2 \cdot x_d^2 - 2 \cdot Q_1 \cdot x_d \cdot U_1^2)^{\frac{1}{2}}}{U_1}, \\ E_{q2} = \frac{(U_2^2 + P^2 \cdot x_d^2 - Q_2^2 \cdot x_d^2 - 2 \cdot Q_2 \cdot x_d \cdot U_2^2)^{\frac{1}{2}}}{U_2} \end{cases} \quad (10)$$

Заменяем E_{q1}, E_{q2} выражением (8), получим:

$$\begin{cases} E_{q1} = E_{q0} + k_{0U}(1 - U_1) = \frac{(U_1^2 + P^2 \cdot x_d^2 - Q_1^2 \cdot x_d^2 - 2 \cdot Q_1 \cdot x_d \cdot U_1^2)^{\frac{1}{2}}}{U_1}, \\ E_{q2} = E_{q0} + k_{0U}(1 - U_2) = \frac{(U_2^2 + P^2 \cdot x_d^2 - Q_2^2 \cdot x_d^2 - 2 \cdot Q_2 \cdot x_d \cdot U_2^2)^{\frac{1}{2}}}{U_2} \end{cases} \quad (11)$$

Данная система уравнений содержит три неизвестных величины. Для исключения одной из них, необходимо третье уравнение. Для этого возьмем третью точку при $U_0 = 10.e$. Тогда:

$$E_{q0} = \sqrt{\left(U_0 - \frac{Q(U_0)}{U_0}\right)^2 + \left(\frac{P}{U_0} x_d\right)^2} \quad (12)$$

Подставим выражение (12) в систему (11):

$$\begin{cases} \sqrt{\left(U_0 - \frac{Q(U_0)}{U_0}\right)^2 + \left(\frac{P}{U_0} x_d\right)^2} + k_{0U}(1 - U_1) = \frac{(U_1^2 + P^2 \cdot x_d^2 - Q_1^2 \cdot x_d^2 - 2 \cdot Q_1 \cdot x_d \cdot U_1^2)^{\frac{1}{2}}}{U_1}, \\ \sqrt{\left(U_0 - \frac{Q(U_0)}{U_0}\right)^2 + \left(\frac{P}{U_0} x_d\right)^2} + k_{0U}(1 - U_2) = \frac{(U_2^2 + P^2 \cdot x_d^2 - Q_2^2 \cdot x_d^2 - 2 \cdot Q_2 \cdot x_d \cdot U_2^2)^{\frac{1}{2}}}{U_2} \end{cases}$$

Получаем систему уравнений с двумя неизвестными. Решая ее, получаем параметры эквивалентного элемента.

2.3.4 Статическая нагрузка

Схема содержит в себе статическую нагрузку (СН). Исходные параметры:

$$a_0 + a_1 + a_2 = 1 \quad (13)$$

$$b_0 + b_1 + b_2 = 1 \quad (14)$$

Потребление активной и реактивной мощности данного вида нагрузки осуществляется согласно выражениям:

$$P_H = P_{H0} \left(a_0 + a_1 \frac{U}{U_{НОМ}} + a_2 \left(\frac{U}{U_{НОМ}} \right)^2 \right) \quad (15)$$

$$Q_H = Q_{H0} \left(b_0 + b_1 \frac{U}{U_{НОМ}} + b_2 \left(\frac{U}{U_{НОМ}} \right)^2 \right) \quad (16)$$

Используя выражения (15) и (16) можно построить статические характеристики для данного вида нагрузки.

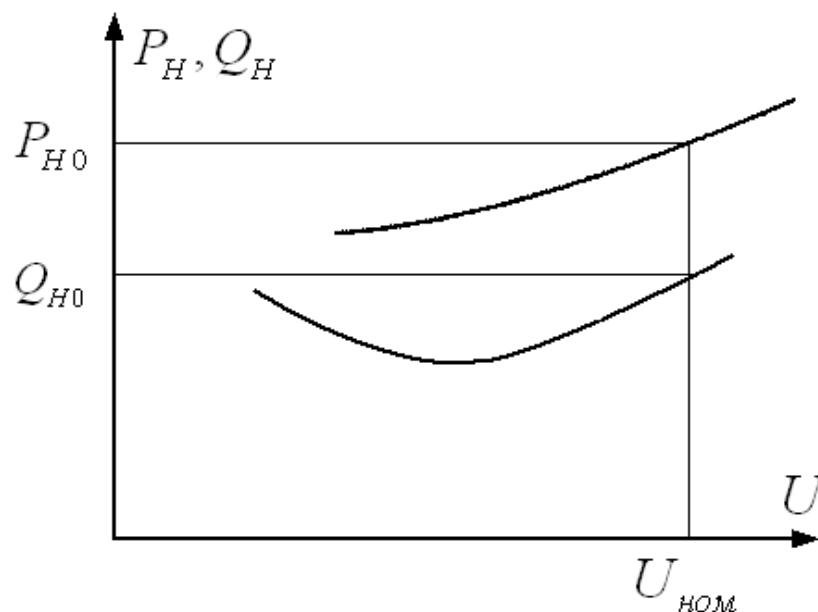


Рисунок 8 - Статические характеристики статической нагрузки

Для нахождения параметров эквивалентного элемента по данным характеристикам, для начала необходимо определить значение активной и реактивной мощности при номинальном напряжении.

Затем необходимо составить две системы уравнений, каждая из которых состоит из трех уравнений. Для составления систем уравнений необходимо взять три точки на полученных статических характеристиках.

$$\begin{cases} P_{H1} = P_{H0} \left(a_0 + a_1 \frac{U_1}{U_{НОМ}} + a_2 \left(\frac{U_1}{U_{НОМ}} \right)^2 \right) \\ P_{H2} = P_{H0} \left(a_0 + a_1 \frac{U_2}{U_{НОМ}} + a_2 \left(\frac{U_2}{U_{НОМ}} \right)^2 \right) \\ P_{H3} = P_{H0} \left(a_0 + a_1 \frac{U_3}{U_{НОМ}} + a_2 \left(\frac{U_3}{U_{НОМ}} \right)^2 \right) \end{cases} \quad (17)$$

$$\begin{cases} Q_{H1} = Q_{H0} \left(b_0 + b_1 \frac{U_1}{U_{НОМ}} + b_2 \left(\frac{U_1}{U_{НОМ}} \right)^2 \right) \\ Q_{H2} = Q_{H0} \left(b_0 + b_1 \frac{U_2}{U_{НОМ}} + b_2 \left(\frac{U_2}{U_{НОМ}} \right)^2 \right) \\ Q_{H3} = Q_{H0} \left(b_0 + b_1 \frac{U_3}{U_{НОМ}} + b_2 \left(\frac{U_3}{U_{НОМ}} \right)^2 \right) \end{cases} \quad (18)$$

Решая данные системы уравнений, находим параметры эквивалентной статической нагрузки.

2.4 Построение многоузловых эквивалентов

Задача построения многоузловых эквивалентов требует несколько другого подхода т.к. помимо нагрузочных элементов в схеме эквивалента присутствуют связывающие элементы, нахождение эквивалентных параметров которых требует специального подхода.

2.4.1 Эквивалент многоцепной линии электропередачи

Многоцепные линии 110 кВ представляются в виде эквивалентных линий.

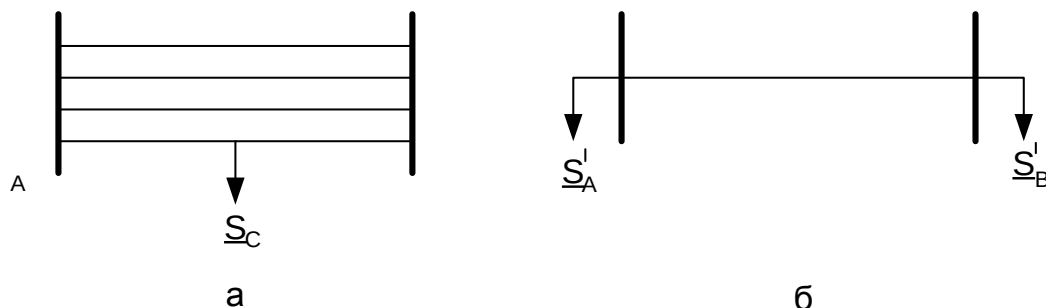


Рисунок 9 - Многоцепная ЛЭП: а) исходная схема, б) эквивалентная схема.

Решение данной задачи осуществляется путем обычного сложения параллельных связей. Однако, на некоторых из цепей рассматриваемой ЛЭП может присутствовать промежуточные подстанции (рисунок 9). Данная проблема решается путем разнеса нагрузки с сохранением исходной СХН по конечным подстанциям по правилу моментов[5]:

После разнеса нагрузки промежуточной подстанции, выражения для нагрузки на конечных подстанциях примут вид:

$$\underline{S}'_A = \underline{S}_C \frac{\underline{Z}_{CB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}, \quad (19)$$

$$\underline{S}'_B = \underline{S}_C \frac{\underline{Z}_{AC}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}. \quad (20)$$

Для ограничения погрешности при использовании данного метода, необходимо заметить, что данный алгоритм применим для многоцепных ЛЭП с нагрузкой промежуточной подстанции не более 20 МВА. При невыполнении данного условия, разнос нагрузки выполнять нельзя, и эквивалент будет иметь двухлучевой вид.

2.4.2 Двухлучевой эквивалент

Эквивалентную часть схемы моделирования в основном составляют естественные по наименованию и содержанию моделирующие элементы. Поэтому их номенклатурный состав в консервативной и эквивалентной частях схемы моделирования практически одинаков. Исключением являются эквивалентные лучи, отсутствующие в исходной модели ОЭС, но используемые в эквивалентной части схемы моделирования.

Функционально эквивалентный луч используется для моделирования обменных процессов между узлом эквивалентной нагрузки и узлом примыкания. По конструкции он близок к моделирующему элементу линии электропередачи без поперечных проводимостей, оборудованному идеальным трансформатором. При такой конструкции луча Т-образный или многолучевой эквивалент может быть подключен к узлам разных номинальных напряжений (рисунок 10).

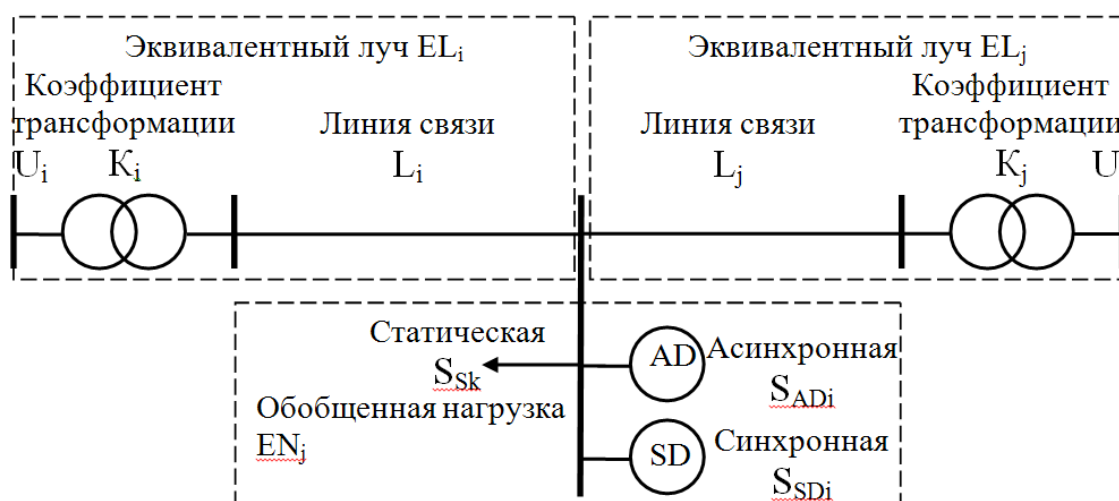


Рисунок 10 - Схема шунтирующей эквивалентной подсистемы с двумя узлами примыкания.

Для нахождения параметров эквивалентных лучей при наличии нескольких промежуточных подстанций между узлами примыкания необходимо произвести операцию исключения узлов. Данная операция может быть выполнена по методу Варда [9], реализованному на программном комплексе RastrWin[7].

Однако данный метод позволяет определить параметры Т-образного эквивалента только для одного режимного состояния. Т.к. в нашем случае нагрузка задана статическими характеристиками, данный эквивалент не будет адекватно воспроизводить реакцию подсистемы на изменение установившегося режима энергосистемы в целом.

В силу этого необходимо проводить операцию исключения узлов для каждого режимного состояния подсистемы. Благодаря чему представляется возможным наделять оставшиеся после преобразований узлы эквивалентными статическими характеристиками.

Так же требует внимания случай, когда подлежащая эквивалентированию подсистема является частью энергосистемы большого масштаба и возникают затруднения при выполнении исключения узлов.

Для решения этой проблемы необходимо произвести следующий ряд манипуляций:

- 1) Необходимо выделить эквивалентируемую подсистему;
- 2) Т.к. схема имеет двухстороннее питание (рисунок 11) необходимо задаться генерирующими источниками в узлах примыкания. Для этого необходимо один из узлов примыкания (например: шины ПС1) принять за балансирующий. Второй узел примыкания (шины ПС2) принять за генераторный. Однако для адекватного поведения данного генератора необходимо задать ему свою статическую характеристику.

Данная характеристика вычисляется по методике, изложенной ранее в п.2.1 данной работы, с учетом отключения связи с ПС1. Номинальные значения активной и реактивной мощностей находятся из базового режима всей энергосистемы, как переток мощности по связи ПС2-ПС7.

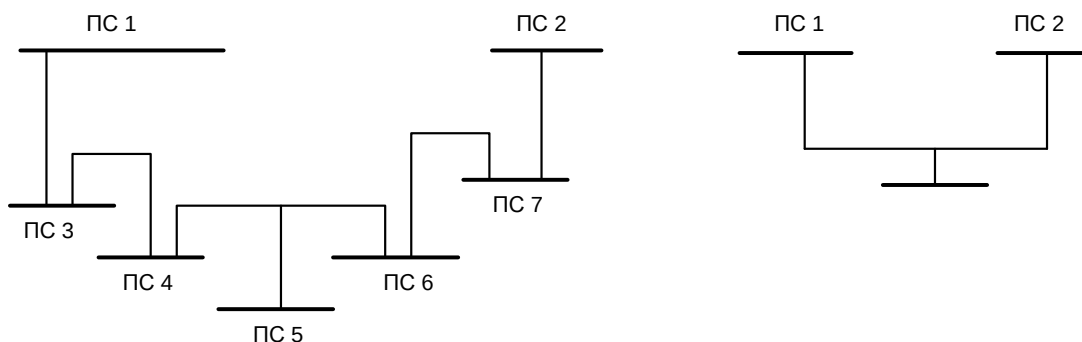


Рисунок 11 - Скелетная схема: 1) исходная схема подсистемы, 2) эквивалентная схема.

3) Далее необходимо произвести операцию исключения узлов, для каждого режимного состояния подсистемы, изменяя напряжение балансирующего узла.

4) В итоге будет получен Т-образный эквивалент, характеризующийся двумя эквивалентными лучами, и нагрузками в узлах примыкания и центральном узле со своими статическими характеристиками.

2.4.3 Многолучевой эквивалент

Известно, что погрешность преобразования схем замещения ЭЭС существенно зависит от их размерности. У малых схем она значительно меньше, чем у больших. Исходя из этого, алгоритм преобразования эквивалентируемой части ЭЭС построен на разделении ее на максимально возможное в конкретной ситуации число подсистем с последующей их заменой звездообразными эквивалентами. В результате эквивалентируемая часть замещается цепочно-звездчатой схемой, составленной из эквивалентов нескольких подсистем [17].

Основным этапом в построении эквивалента многолучевых эквивалентов является преобразование схемы многоугольника в многолучевую звезду. Эта задача очень сложная т.к. не ограничивается чисто схемными преобразованиями и требует очень тщательного поэтапного рассмотрения.

2.5 Обеспечение точности эквивалентов при изменениях схем и режимов подсистем

Так как эквивалент каждой подсистемы построен на основе ее статической характеристики, он будет полностью воспроизводить состояние данной подсистемы с изменением режима энергосистемы в целом.

Что касается вопроса обеспечения точности эквивалента при изменениях схем подсистем, он решается достаточно просто. Эквиваленты отдельных подсистем строятся при изолированном их положении от всей энергосистемы. Это означает, что при изменении в схеме подсистеме, требует корректировки только эквивалент этой самой подсистемы. Эквиваленты других подсистем в корректировке или пересчете не нуждаются.

Это одно из главных преимуществ данной методики позволяющее учитывать схемно-режимное состояние энергосистемы.

2.6 Выводы по второй главе

При рассмотрении системы в масштабе объединенной энергосистемы, некоторые подсистемы могут быть представлены совокупностью эквивалентных нагрузочных элементов. Для решения задачи построения статических характеристик исходной схемы подсистемы, необходим учет статических характеристик ее элементов.

Разработанная методика расчета статических параметров эквивалентов для подсистем ЭЭС позволяет получить параметры эквивалентов.

Для определения параметром эквивалента необходимо:

1. Выделить эквивалентируемые подсистемы;
2. Произвести операцию исключения узлов;

3. Представить эквивалентные подсистемы статическими характеристиками нагрузки;

4. На основе имеющихся данных, либо используя типовой состав комплексной нагрузки произвести декомпозицию исходной СХН;

5. По полученным СХН для каждого эквивалентного элемента нагрузки определить его параметры.

Обоснована адекватность и точность воспроизведения реакции подсистемы на изменении режима ЭЭС.

Апробация методики произведена в следующем разделе.

3 Расчет эквивалента подсистемы

3.1 Исходные данные и параметры рассматриваемой схемы

Для апробации методики создадим эквивалент электрических сетей 110кВ, примыкающих к ПС «Чапаевка» Томской энергосистемы.

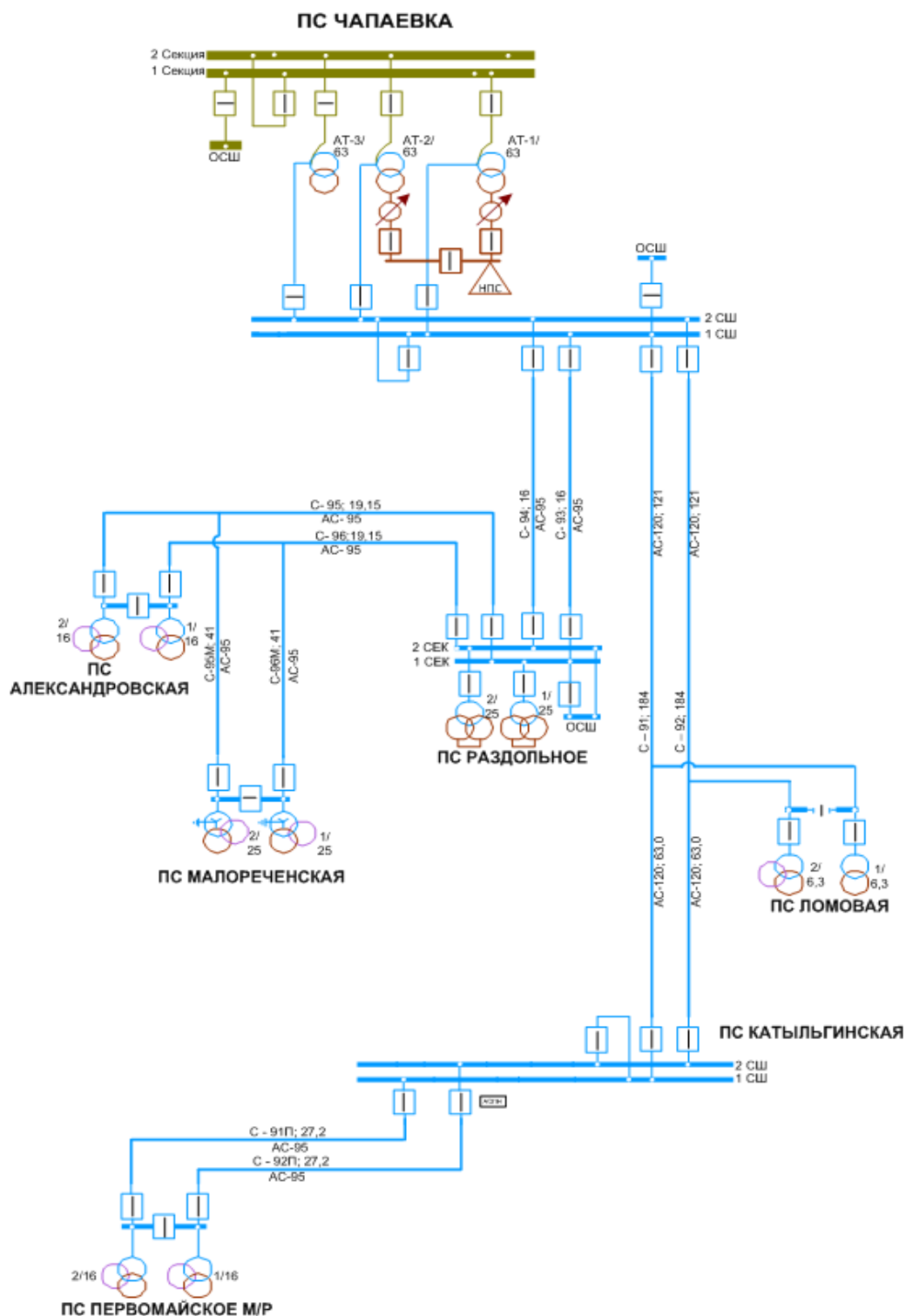


Рисунок 12 -Исходная схема для создания эквивалента

Для данной схемы был произведен расчет установившегося режима зимнего максимума нагрузки.

Все исходные данные для моделирования ЭЭС представлены в приложении №1.

3.2 Фрагменты схемы, подлежащие эквивалентированию

Согласно принципам, изложенным в главе №1, выделим фрагменты схемы, подлежащие эквивалентированию.



Рисунок 13 - Исходная скелетная схема



Рисунок 14 - Скелетная схема эквивалента энергорайона

3.3 Результаты тестовых расчётов

Главной задачей является создание эквивалентной схемы, полностью воспроизводящей все особенности исходной схемы.

Для этого первым этапом является нахождение статических характеристик эквивалентруемых подсистем. Расчет статических характеристик для выделенных фрагментов схемы осуществляется при условии, что узел примыкания подсистемы принят за балансирующий. На основе этого проводится расчет серии установившихся режимов при изменении напряжения в этом узле с фиксацией суммарных значений активной и реактивной мощностей узла.

Результаты проведенных расчетов представлены ниже в графическом виде, как статические характеристики для каждого фрагмента, подлежащего эквивалентированию.

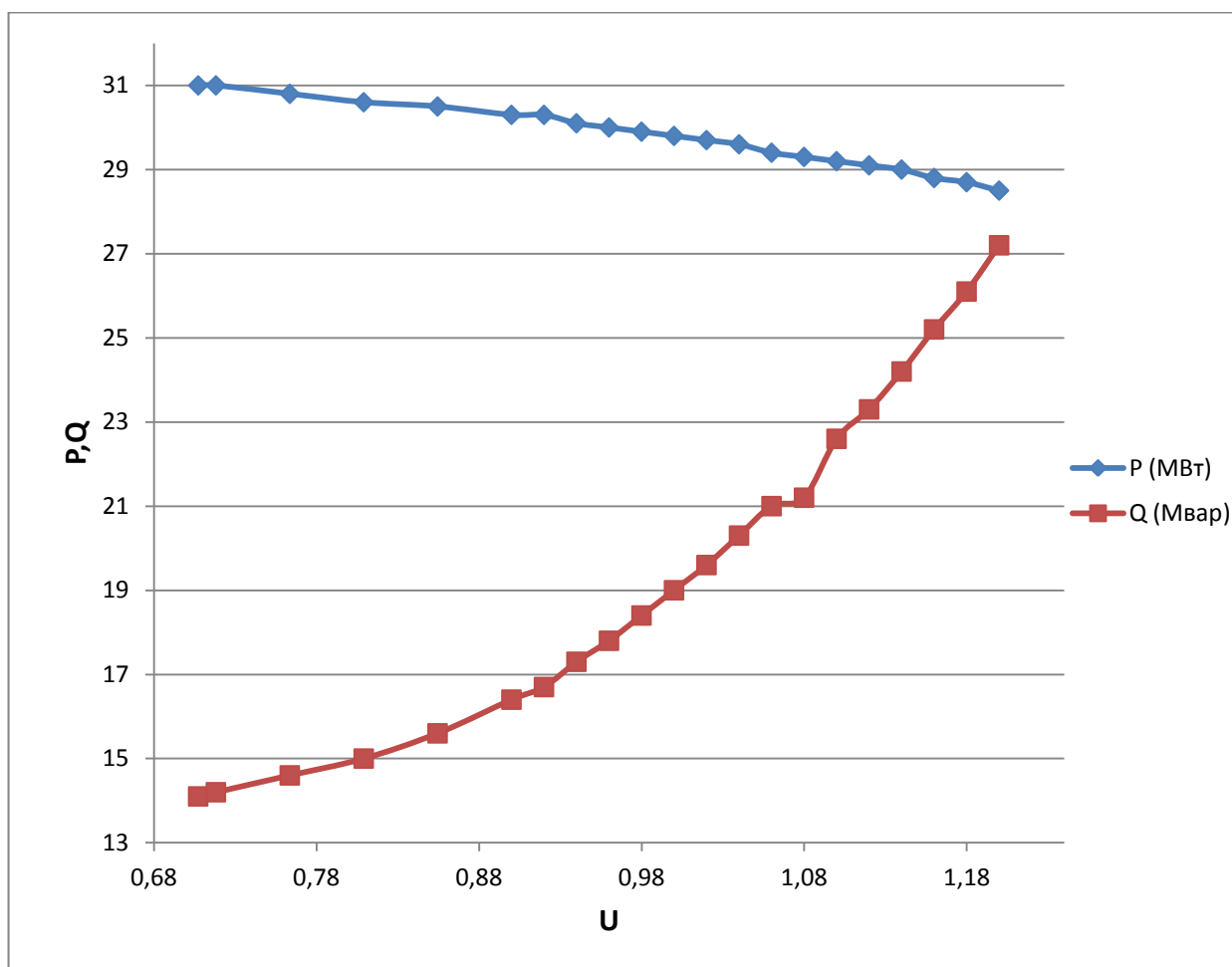


Рисунок 15 - СХН ПС Чапаевка 110 кВ.

3.4 Расчёт параметров эквивалентных элементов

Произведем апробацию выбранной методики для нахождения параметров эквивалентов на основе результатов тестовых расчетов. Элементный состав для каждого эквивалента выбираем на основе разработанной методики описанной ранее.

Параметры эквивалентов представим в именованных единицах измерения.

Для построения статических характеристик, ввиду отсутствия необходимых данных, зададимся обобщенными параметрами асинхронного двигателя в собственных относительных единицах.

Таблица3 - Параметры асинхронного двигателя

Параметры	r	X_{μ}	X_s	$\cos\varphi_{\text{ном}}$	$S_{\text{ном}}$
Значения	0,0226	2,95	0,368	0,8	0,02

Построим статические характеристики для асинхронного двигателя:

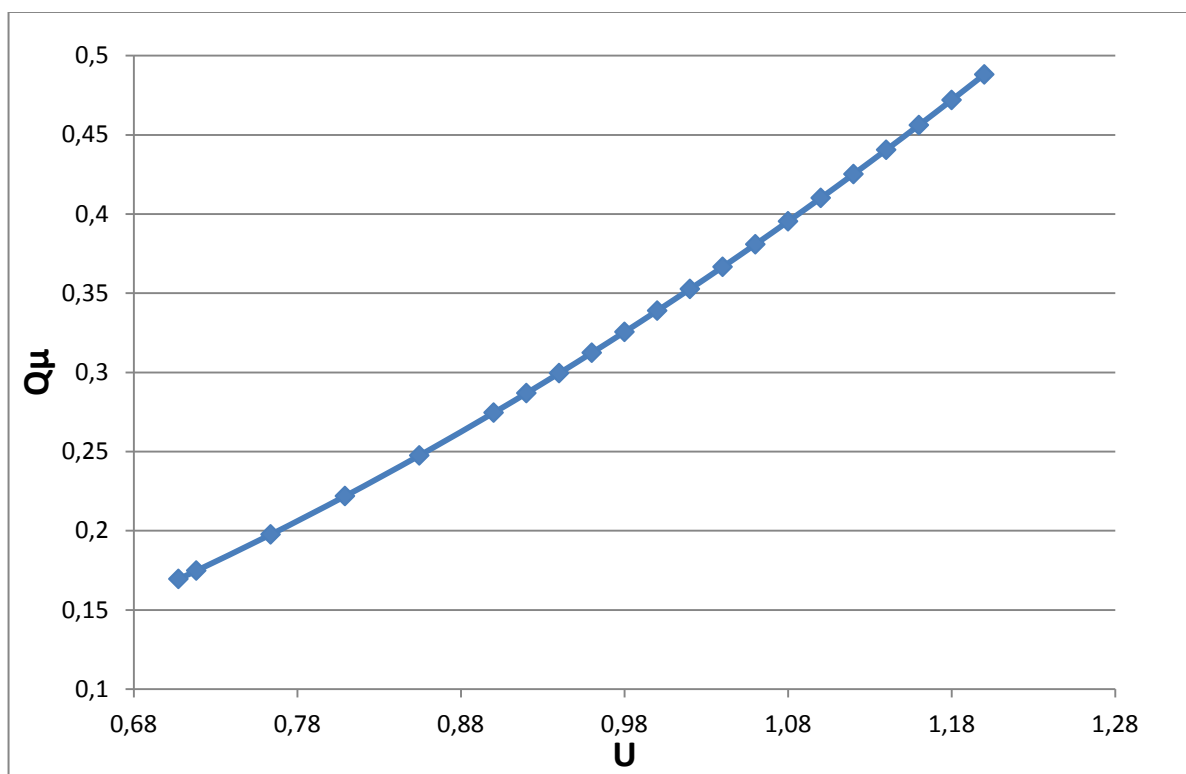


Рисунок 16 - Статическая характеристика реактивной мощности асинхронного двигателя (намагничивающая составляющая)

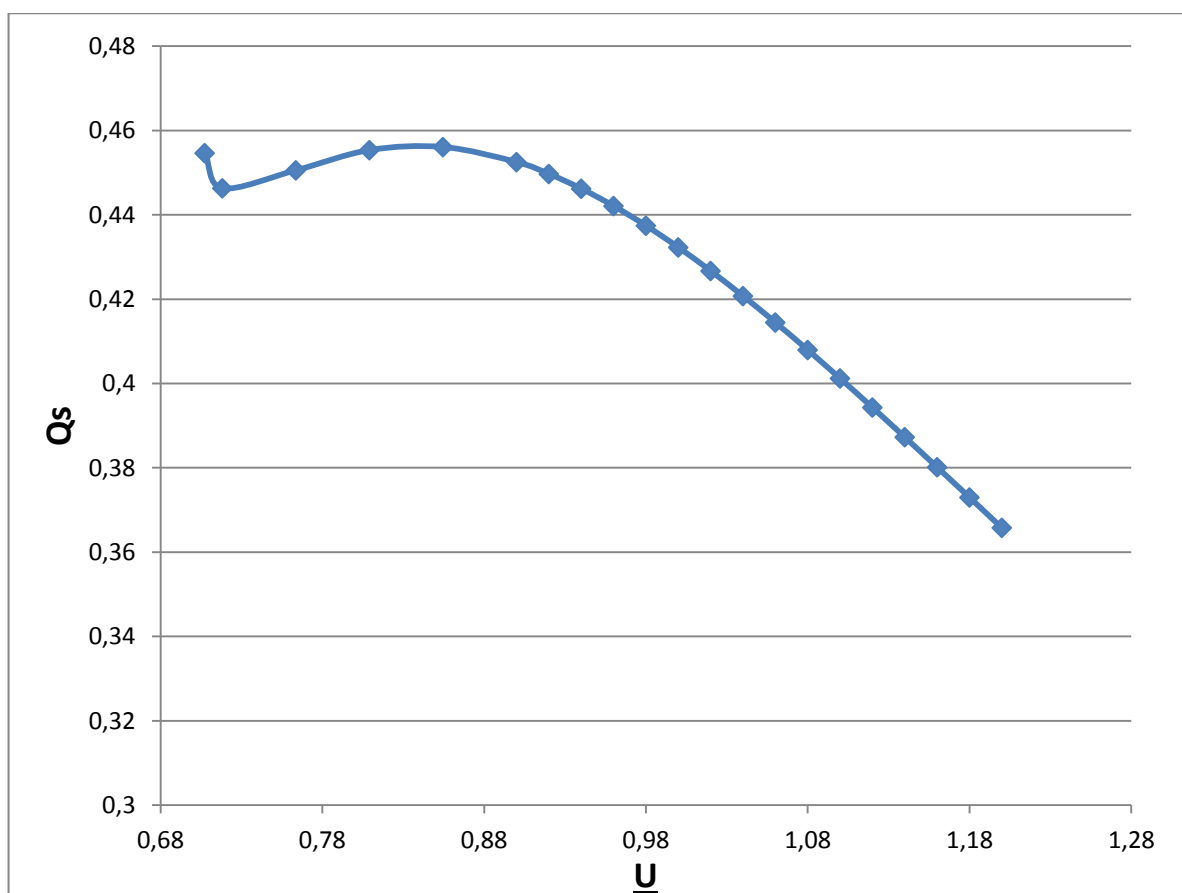


Рисунок 17 - Статическая характеристика реактивной мощности асинхронного двигателя (рассеяния)

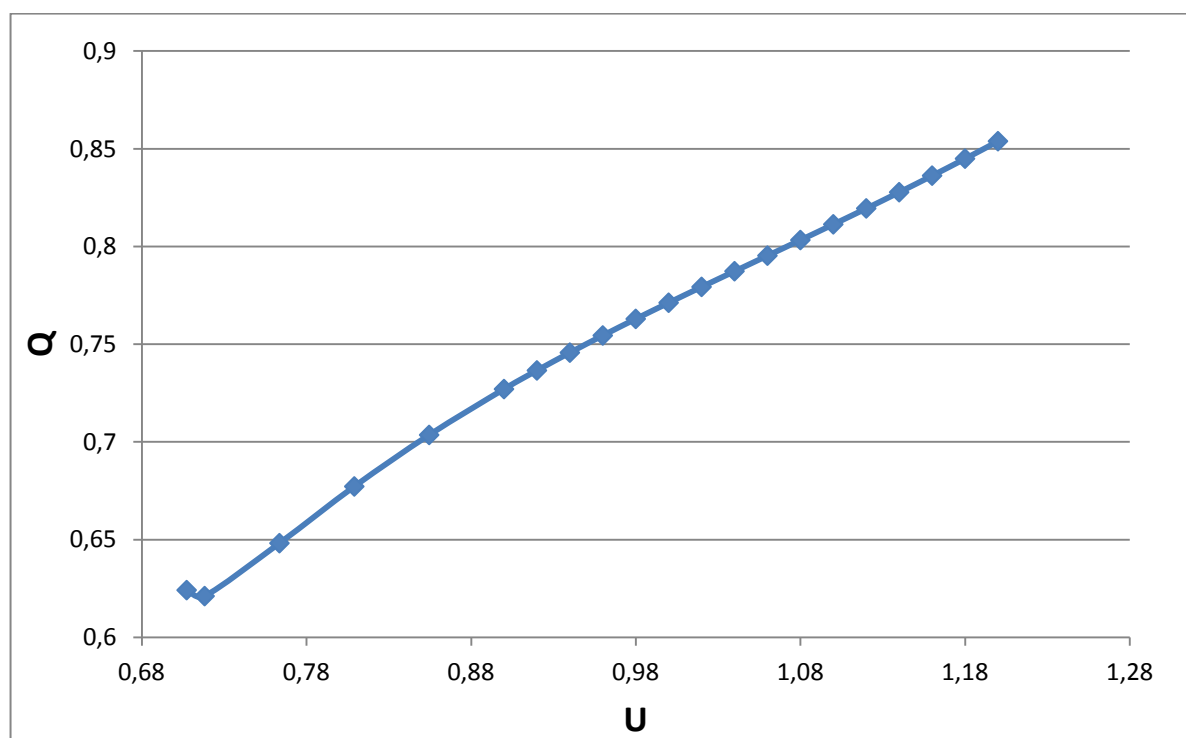


Рисунок 18 - Результирующая статическая характеристика реактивной мощности асинхронного двигателя

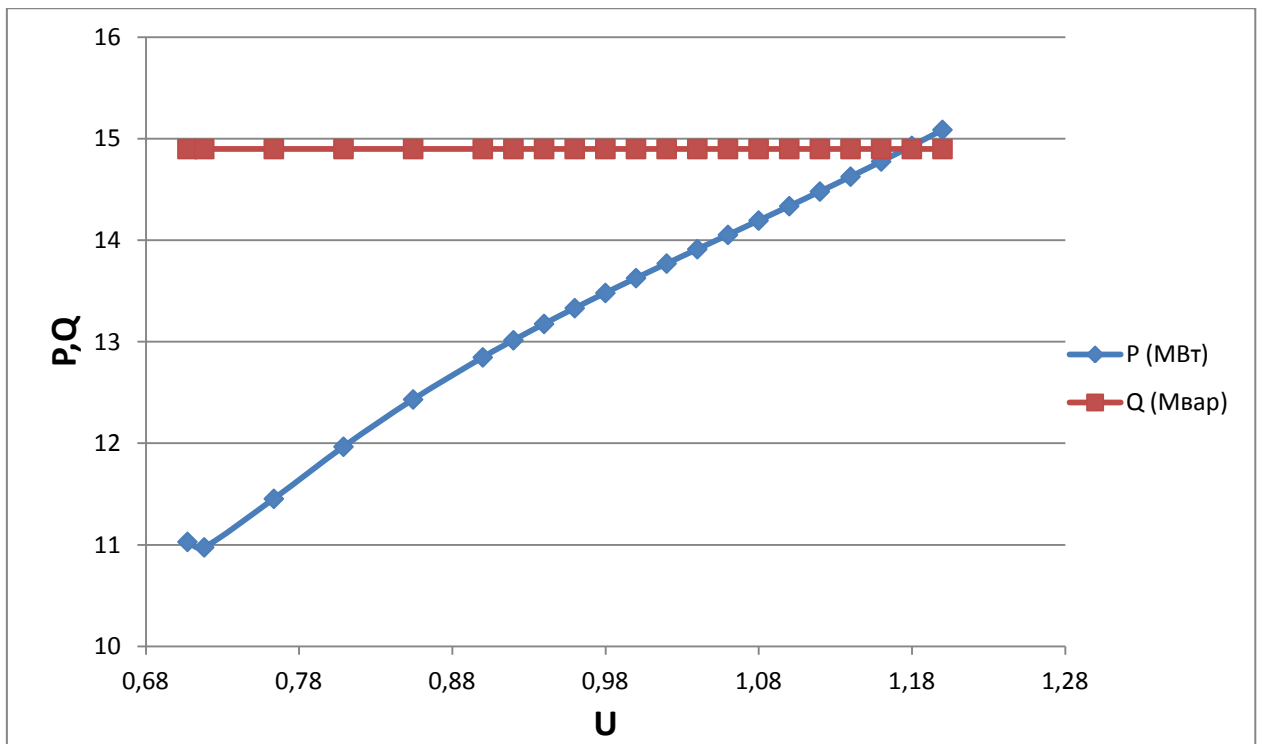


Рисунок 19 - Статическая характеристика асинхронного двигателя и именованных единицах

Вычитанием из СНХ эквивалента СХН асинхронного двигателя, получим суммарную СНХ для синхронного двигателя и статической нагрузки.

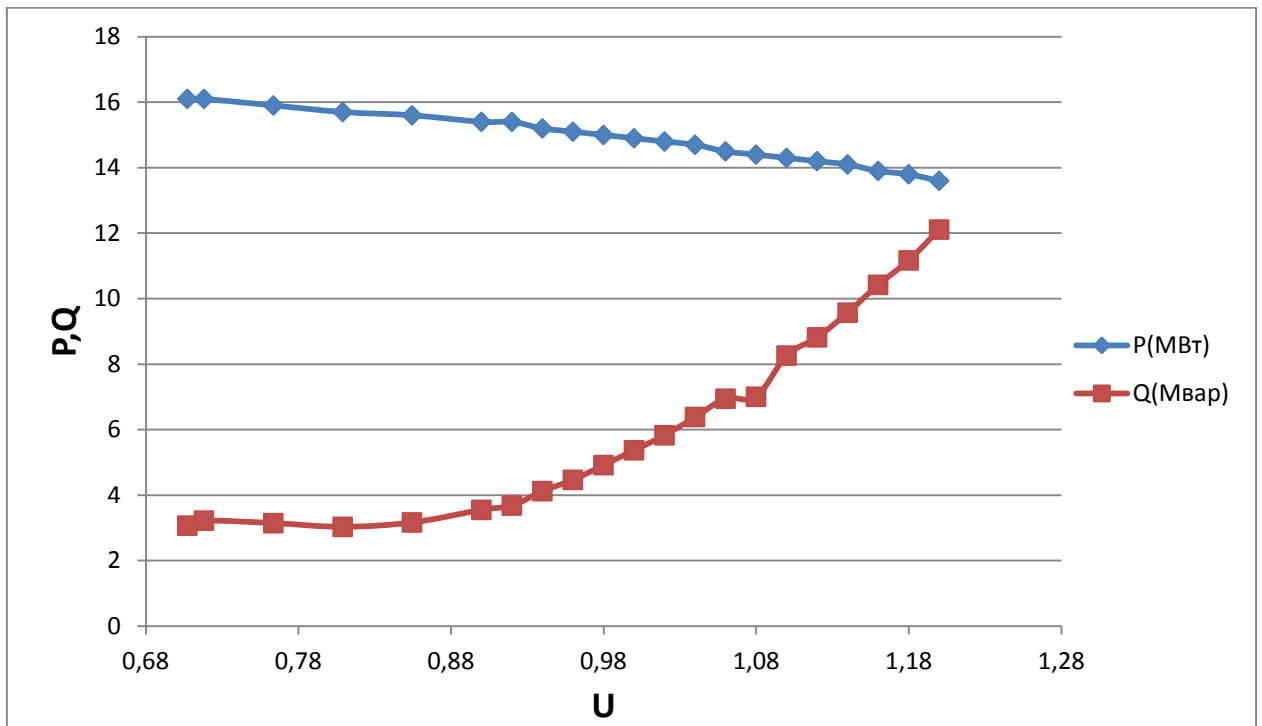


Рисунок 20 - Суммарная статическая характеристика синхронного двигателя и статической нагрузки

Далее построим СХН для синхронного двигателя.

Ввиду отсутствия параметров синхронного двигателя, зададимся обобщенными параметрами в собственных относительных единицах.

Таблица 4 - Параметры синхронного двигателя

Параметры	X_d	E_q	$\cos\varphi_{\text{ном}}$
Значения	1,3	1,5	0,9

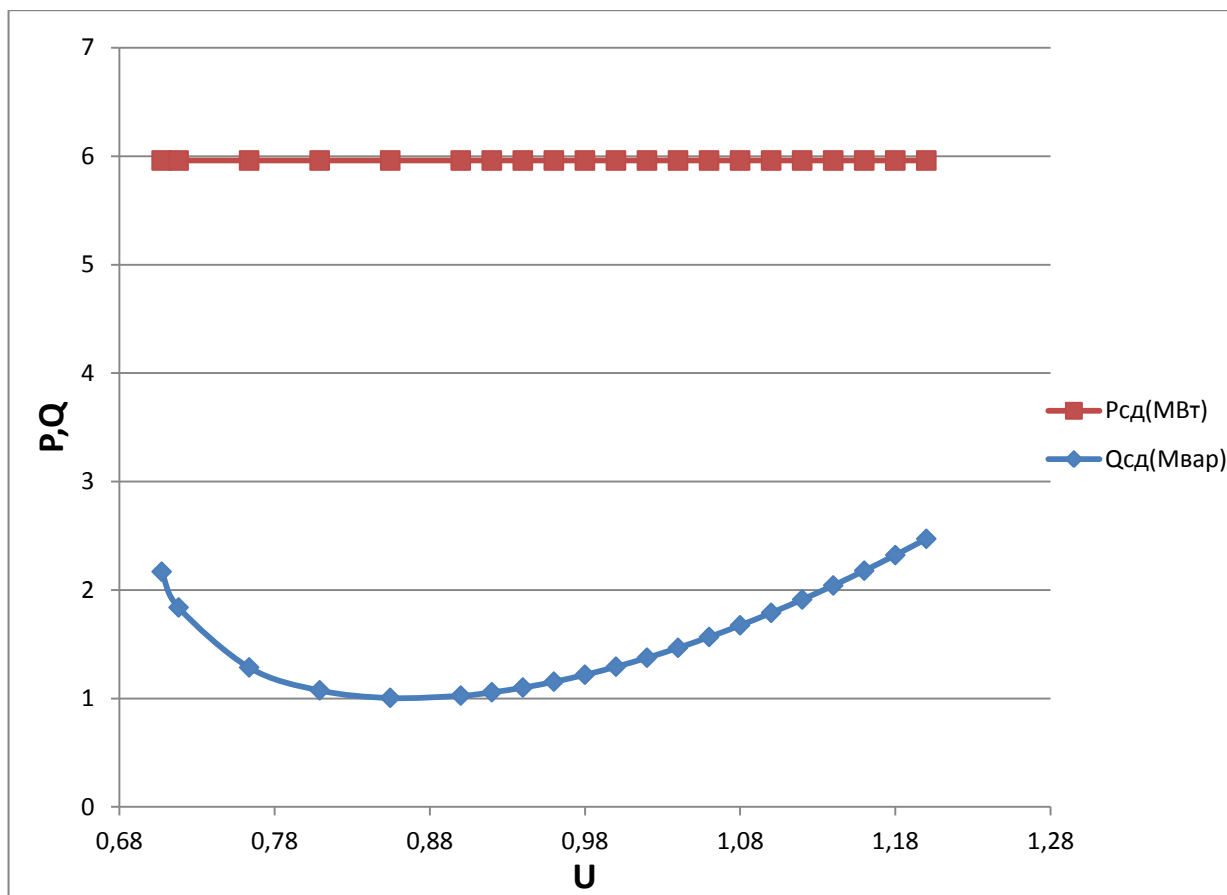


Рисунок 21 - Статическая характеристика синхронного двигателя

Для получения СХН статической нагрузки вычтем СХН синхронного двигателя

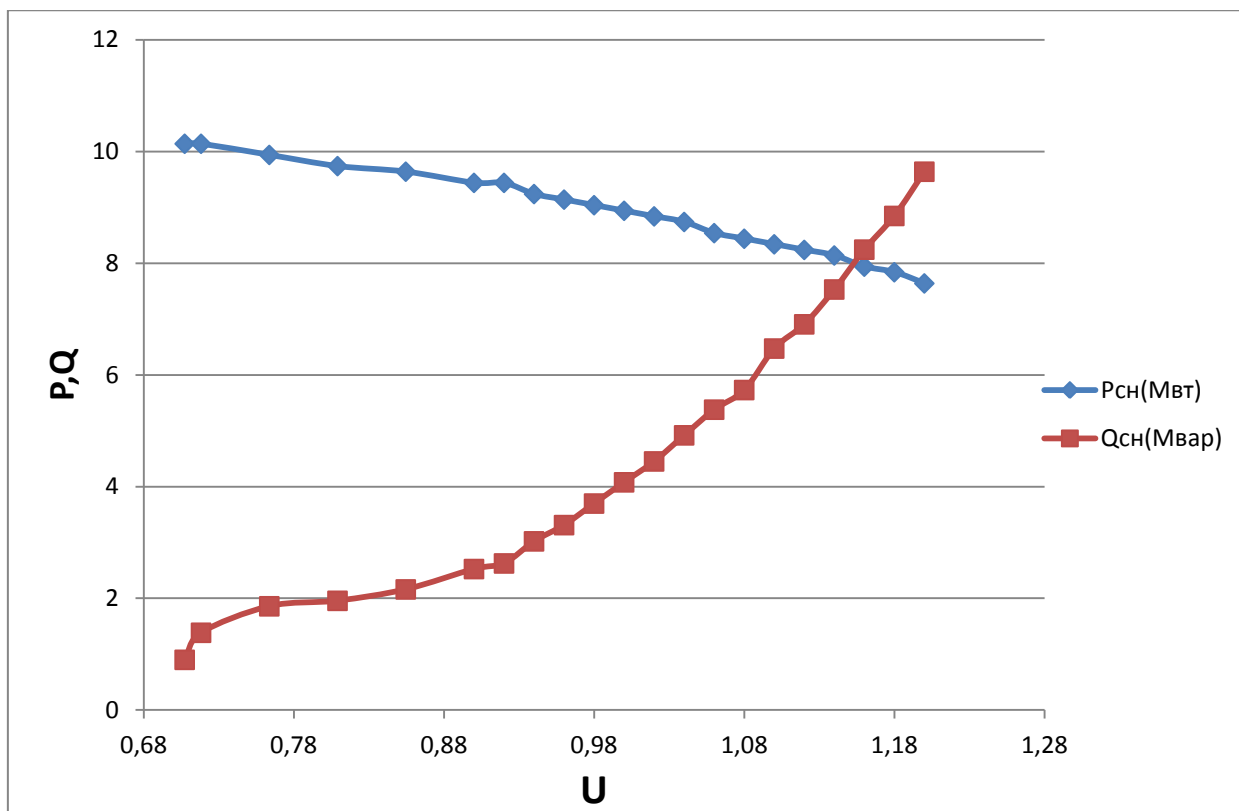


Рисунок 22 - Статическая характеристика статической нагрузки

Далее используя полученные СХН для каждого эквивалента и методику, описанную ранее, определим параметры эквивалентов, результаты сведем в таблицу.

Таблица 5 - Параметры эквивалентов

Название ПС	Наименование нагрузочного элемента		
	АД	СД	СН
ПС Чапаевка 110кВ	$P_H=14,9(\text{МВт})$ $Q_H=13,63(\text{Мвар})$ $X_S=720,6(\text{Ом})$ $X_\mu=1875,97(\text{кОм})$ $r=3749(\text{кОм})$	$P_H=5,96(\text{МВт})$ $Q_H=1,29(\text{Мвар})$ $x_d=5,082(\text{кОм})$ $E_q=165(\text{кВ})$	$P_H=8,94(\text{МВт})$ $Q_H=4,08(\text{Мвар})$ $a_0=1,056$ $a_1=0,503$ $a_2=-0,559$ $b_0=6,466$ $b_1=-15,76$ $b_2=10,294$

3.5 Оценка точности эквивалента

О степени точности полученного эквивалента можно судить о том, как он воспроизводит статические характеристики, на основе которых он получен.

При эквивалентировании шунтирующих связей с промежуточными подстанциями некоторая доля погрешности имеет место быть.

Для оценки точности эквивалента построим в одних осях статические характеристики эквивалента и статические характеристики эквивалента, полученные при помощи выбранной методики.

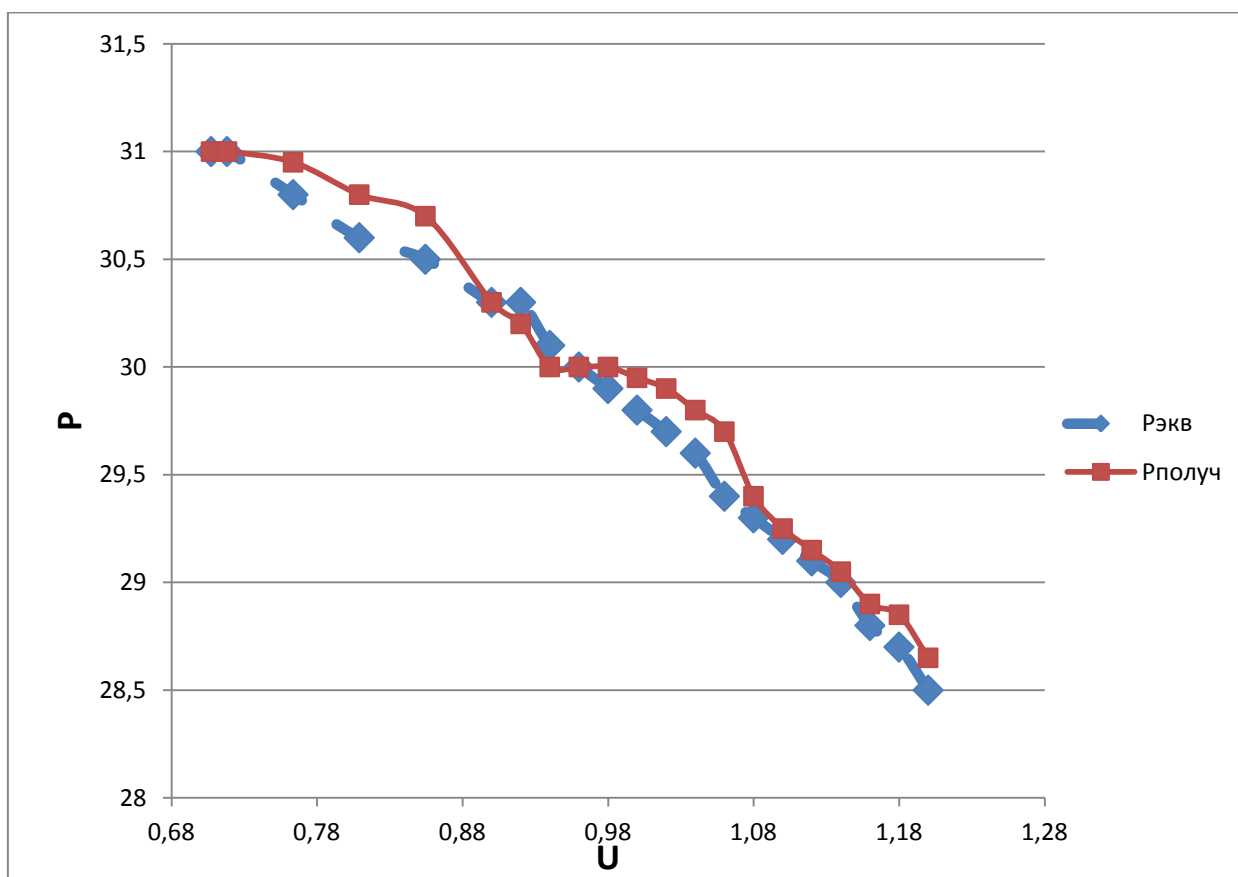


Рисунок 23 - Сравнение статических характеристик по активной мощности

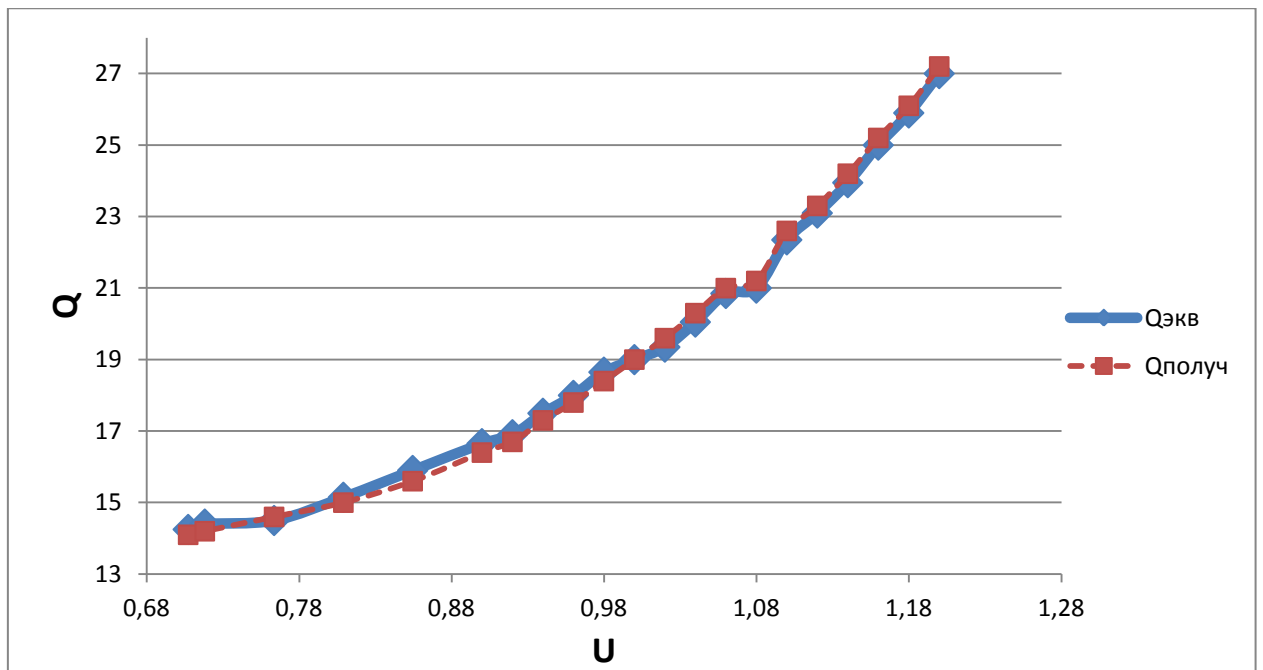


Рисунок 24 - Сравнение статических характеристик по реактивной мощности

Погрешность полученного эквивалента по активной и реактивной мощности составила меньше 1 и 2% соответственно.

Выбранная методика позволяет получить качественные эквиваленты в этом отношении благодаря выбранному элементному составу нагрузки. В каждом нагрузочном узле присутствует статическая нагрузка. Параметры статической нагрузки находятся после нахождения параметров эквивалентных асинхронных и синхронных двигателей, как разность между исходными статическими характеристиками и статическими характеристиками полученных эквивалентных элементов. В этом случае статическая нагрузка выступает в роли гасителя погрешности и позволяет довольно точно повторить исходные статические характеристики подсистемы.

Как видно из графиков, представленных выше, данная модель эквивалентной системы достаточно точно отражает поведение реальной энергосистемы при анализе установившихся режимов.

3.6 Выводы по третьей главе

Для апробации разработанной методики на основе реальных данных была смоделирована схема электрических сетей 110кВ, примыкающих к ПС «Чапаевка» Томской энергосистемы, входящей в состав ОЭС Сибири. Нагрузка на каждой подстанции была задана типовыми статическими характеристиками. Был выделен фрагмент схемы, подлежащий эквивалентированию. Для выделенного фрагмента была произведена операция исключения узлов, построена СХН.

Для выделенной подсистемы были определены параметры их эквивалентов.

Путем сравнения исходной СХН и СХН полученной с помощью методики сделал вывод о точности воспроизведения поведения энергосистемы. Отклонения в СХН не превышает 5%.

Все это позволило сделать вывод о приемлемости разработанной методики построения статических эквивалентов.

Заключение

В рамках данной диссертации была разработана методика расчета параметров статических эквивалентов для всережимных моделирующих комплексов реального времени, так же был сформирован подход к определению параметров динамических эквивалентов. Данная методика представляет собой пошаговую инструкцию для определения параметров. При разработке данной методики были учтены основные требования, предъявляемые к такого вида эквивалентам:

- 1) Компактность (малоразмерность);
- 2) Максимальная точность во всём множестве переходных процессов и схемно-режимного разнообразия эквивалентизируемых подсистем.

Главной идеей разработанной методики является представление эквивалентизируемой подсистемы статическими характеристиками, а так же преобразование многоузловых, шунтирующих консервативную часть ЭЭС, связей.

Для апробации выполненной работы была создана расчетная модель примыкающих к ПС «Чапаевка» Томской энергосистемы, входящей в состав ОЭС Сибири. На основе полученной модели были построены эквиваленты соответствующих подсистем и рассчитаны параметры эквивалентных нагрузочных элементов. Затем было произведено сравнение исходной СХН и СХН полученной по данной методике. Погрешность составила меньше 5%. Таким образом, полученные эквиваленты имеют достаточную степень точности в воспроизведении состояния энергосистемы.

Все это позволило сделать вывод о приемлемости разработанной методики для построения эквивалентов для всережимного моделирования в рамках установившихся режимов.

Приложение А- Исходные данные для моделирования

Таблица 1.1- Параметры ВЛЭП

Название	пц	Тип	Длина, км	Uном, кВ	R0, Ом/км	X0, Ом/км	Iдоп, А	Z, Ом
ПС Чапаевка - ПС Раздольное	2	АС 95/16	16	115	0,301	0,434	330	4,81+j6,94
ПС Раздольное – ПС Александровская	2	АС 95/16	19,5	115	0,301	0,434	330	5,86+j8,46
ПС Раздольное –ПС Малореченская	2	АС 95/16	60,15	115	0,301	0,434	330	18,10+j26,10
ПС Чапаевка – ПС Ломовая	2	АС 120/19	121	115	0,244	0,427	390	29,52+j51,66
ПС Чапаевка – ПС Катыльгинская	2	АС 120/19	184	115	0,244	0,427	390	44,89+j78,56
ПС Катыльгинская – ПС Первомайское м/р	2	АС 95/16	25,8	115	0,301	0,434	330	7,76+j11,19

Таблица 1.2 –Нагрузки на подстанциях

Название ПС	Uном, кВ	Pmax, МВт	Qmax, МВАр
Чапаевка	10,5	9,03	5,598
Раздольное	10,5	12,5	7,75
Александровская	35	2	1,24
	10,5	3,6	2,232
Малореченская	35	3	1,86
	10,5	3	1,86
Ломовая	6	0,6	0
Первомайское м/р	35	2	1,24
	6	1,18	0,731
Катыльгинская	35	2	1,24
	6	1,18	0,731

Таблица 1.3 – Параметры трансформатора

Место установки	Тип	U вн, кВ	U сн, кВ	U нн, кВ	R, Ом			X, Ом			S хх, МВА	Пределы регулирования
					ВН	СН	НН	ВН	СН	НН		
ПС Чапаевка	АТДЦТН- 63000/220/110	230	121	11	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	0,23+j0,315	±6×2%
ПС Александровская	ТДТН-16000/110	115	38,5	11	2,6	2,6	2,6	89,9	0	52	0,023+j0,16	±9×1,78%
ПС Первомайское м/р	ТДТН-25000/110	115	38,5	11	1,5	1,5	1,5	56,9	0	35,7	0,031+j0,175	±9×1,78%
ПС Малореченская	ТДТН-16000/110	115	38,5	11	2,6	2,6	2,6	89,9	0	52	0,023+j0,16	±9×1,78%
ПС Ломовая	ТМН-6300 /110	115		11	14,7			220,4			0,0115+j0,05	±9×1,78%
ПС Раздольное	ТРДТН-25000/110	115		10,5	2,54			55,9			0,027+j0,175	±9×1,78%

