

Содержание

Содержание	1
Реферат	3
Сокращения	Ошибка! Закладка не определена.
РАЗДЕЛ 1. ТРЕБОВАНИЯ К ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ВСЕРЕЖИМНЫХ ЭКВИВАЛЕНТОВ ПОДСИСТЕМ	7
1.1 Концепция построения всережимных эквивалентов.....	8
1.2 Методические основы построения всережимных эквивалентов	10
1.2.1. Подход к определению параметров эквивалентов	12
1.2.2. Расчёт пассивной части эквивалентов по совокупности режимов	13
1.2.3. Расчёт динамической части эквивалентов методом усреднения	15
1.2.4. Возможности определения параметров эквивалентов по статическим характеристикам подсистем ЭЭС	16
1.3. Состав натурной информации для построения всережимных эквивалентов	16
1.4. Выводы по первому разделу	18
РАЗДЕЛ 2. ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ВСЕРЕЖИМНЫХ ЭКВИВАЛЕНТОВ ПОДСИСТЕМ	19
2.1 ОИК/SCADA.....	19
2.2 Система мониторинга векторных измерений	25
2.3. Сравнительный анализ возможностей использования измерений ОИК/SCADA И СМПП	36
2.4. Возможности экспериментального получения частотных характеристик ..	40
2.5. Выводы по второму разделу	43
РАЗДЕЛ 3. МЕТОДИКА РАСЧЁТА СТАТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЭКВИВАЛЕНТОВ НАГРУЗОЧНЫХ ПОДСИСТЕМ ПО ИЗМЕРЕНИЯМ ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ.....	44
3.1. Построение статических характеристик нагрузки	44
3.2. Декомпозиция статических характеристик.....	48
3.3 Расчёт параметров эквивалентных элементов	50
3.3.1. Асинхронный двигатель	50
3.3.2. Синхронный двигатель	52
3.3.3. Статическая нагрузка.....	53
3.4. Выводы по третьему разделу	56
РАЗДЕЛ 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Ошибка! Закладка не определена.

4.1. Технико-экономическое обоснование научно-исследовательской работы	Ошибка! Закладка не определена.
4.2. SWOT-анализ.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.3. Планирование работ по НИР	Ошибка! Закладка не определена.
4.4. Расчет бюджета НИР	Ошибка! Закладка не определена.
4.4.1. Расчет материальных затрат.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.4.2. Расходы на оплату труда	Ошибка! Закладка не определена.
4.4.3. Отчисления во внебюджетные фонды	Ошибка! Закладка не определена.
4.4.4. Амортизационные отчисления	Ошибка! Закладка не определена.
4.4.5. Накладные расходы	Ошибка! Закладка не определена.
4.4.6. Себестоимость НИР	Ошибка! Закладка не определена.
4.5. Анализ и оценка научно-технического уровня НИР	Ошибка! Закладка не определена.
4.6. Выводы по четвертому разделу	Ошибка! Закладка не определена.
РАЗДЕЛ 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Ошибка! Закладка не определена.
5.1. Анализ вредных факторов	Ошибка! Закладка не определена.
5.1.1. Микроклимат	Ошибка! Закладка не определена.
5.1.2. Производственное освещение	Ошибка! Закладка не определена.
5.1.3. Шум	Ошибка! Закладка не определена.
5.1.4. Электромагнитное излучение.....	Ошибка! Закладка не определена.
5.2. Анализ опасных факторов на рабочем месте	Ошибка! Закладка не определена.
5.2.1. Электробезопасность	Ошибка! Закладка не определена.
5.3. Экологическая безопасность	Ошибка! Закладка не определена.
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Ошибка! Закладка не определена.
5.4.1. Пожаровзрывобезопасность	Ошибка! Закладка не определена.
5.5. Правовые и организационные мероприятия обеспечения безопасности	Ошибка! Закладка не определена.
5.5.1. Особенности законодательного регулирования проектных решений	Ошибка! Закладка не определена.
5.6. Выводы по пятому разделу	Ошибка! Закладка не определена.
Заключение	57
Список литературы	60
ПриложениеА	Ошибка! Закладка не определена.

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 100 страниц, 12 рисунков, 19 таблиц, 32 источника литературы.

Ключевые слова: построение эквивалентных подсистем, натурная информация, пассивный эксперимент, телеинформационные системы, статические и частотные характеристики, статические параметры.

Объектами исследования являются телеинформационные системы ОИК/SCADA и СМНР.

Целью работы является исследование возможности использования телеинформационных систем для построения всережимного эквивалента подсистем.

Введение

Современные электроэнергетические системы, объединяющие для параллельной работы электрические станции с потребителями энергии обширных районов страны, крайне сложны. Эта сложность определяется как структурой схемы электрических соединений системы и большим количеством элементов, которые входят в эту схему, так и сложностью физических процессов, связанных с работой системы в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах.

Возможности проведения активных экспериментов в реальных промышленных энергосистемах ограничены и практически невозможны. Но данную проблему можно решить, заменив анализ реальной системы, содержащей очень большое количество элементов, исследованием более простой системы. Получение упрощенных моделей ЭЭС называют эквивалентированием.

Основным назначением эквивалентных подсистем является достоверное отражение реакции соответствующих фрагментов при воспроизведении схемно-режимных состояний представленной без упрощения части ЭЭС.

Для исследования установившихся режимов реакция подсистем с достаточной достоверностью может быть воспроизведена с помощью их эквивалентных статических характеристик, как зависимостей обменных потоков активной и реактивной мощностей между подсистемами от величин напряжения в общих узлах и частоты в ЭЭС. При наличии достаточных объёмов исходной информации такие зависимости могут быть вычислены путём решения систем уравнений установившихся режимов, однако общими и более достоверными являются экспериментальные способы их определения [1].

Эквивалентные статические характеристики подсистем могут использоваться в качестве конечных эквивалентных элементов при моделировании симметричных установившихся режимов ЭЭС.

Всережимность разрабатываемого эквивалента подразумевает способность идентично отображать реакцию оригинальной части ЭЭС в узле примыкания не только в установившихся режимах, но и при больших и малых возмущениях.[1] Под малыми возмущениями понимаются непрерывное изменение нагрузки, действие регулирующих устройств, температурные изменения активных сопротивлений элементов системы. Большими возмущениями считают короткие замыкания, коммутационные переключения в электрической сети. Результатом возмущений последних являются переходные процессы, следовательно, к множеству статических параметров необходимо добавить множество динамических параметров эквивалентных элементов. К ним, в частности, относятся: параметры автоматических регуляторов возбуждения и скорости, постоянные инерции и параметры демпферных контуров электрических машин.[1]

При моделировании несимметричных режимов ставится задача определения параметров элементов эквивалентных подсистем обратной и нулевой последовательностей. При этом осуществляется анализ исходных схем замещения, выполняется их преобразование к виду принятого структурного построения эквивалентных подсистем и производится их согласование с каждым эквивалентным моделирующим элементом. Исходной информацией для определения статических «несимметричных» параметров являются схемы замещения обратной и нулевой последовательностей и результаты расчёта установившихся несимметричных режимов.[1]

При проведении пассивного эксперимента, т.е. непосредственного наблюдения за изменениями параметров системы с помощью телеинформационных систем, можно построить статические характеристики нагрузки по напряжению и частотные характеристики эквивалентизируемых подсистем. На основе полученных характеристик определяются эквивалентные статические и динамические параметры элементов эквивалентных подсистем. Необходимо рассмотреть насколько точно статические и динамические эквивалентные параметры отображают реальное поведение энергосистемы.

Следовательно, целью данной работы является определение возможностей телеинформационных систем, таких как ОИК/SCADA и СМПП, для создания всережимных эквивалентов подсистем.

РАЗДЕЛ 1. ТРЕБОВАНИЯ К ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ВСЕРЕЖИМНЫХ ЭКВИВАЛЕНТОВ ПОДСИСТЕМ

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[2].

Модель – это некоторый мысленный (описательный) или физический (материальный) вспомогательный объект, заменяющий при определенных допущениях исследуемый оригинал[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 конкретные модели: физические, аналоговые, цифро-аналоговые (гибридные) и математические модели.

Физическая модель энергосистемы представляет собой миниатюрную копию физически реальной энергосистемы, она имеет в своем составе модели всех основных элементов энергосистемы-оригинала[3].

Построение аналоговых моделей основывается на формальном соответствии математического описания явлений, различных по своей физической природе. Если явления в двух сопоставляемых системах имеют различную физическую природу, но некоторые наиболее интересные для исследователя процессы, происходящие в этих системах, описываются формально одинаковыми дифференциальными уравнениями, то можно сказать, что одна система является прямой моделью-аналогом другой[4].

Гибридная модель является сочетанием аналоговой модели и электронной вычислительной машины. В такой комбинации используются специфические свойства аналоговых моделей (наглядность, простота набора

схемы, быстроедействие) и цифровых машин (точность, хранение в памяти нужной информации).

Отмечено также, что ответственной и трудоемкой частью исследований на физической модели является сборка схемы; установившиеся режимы и переходные процессы при этих исследованиях наблюдаются и регистрируются (осциллографируются) подобно тому, как это выполняется при натурных испытаниях [3].

Примером гибридного моделирующего устройства, включающего электронные модели генераторных станций (разработки ВНИИЭ), и выполненные на переменном токе статические модели электрической сети (конструкции института Энергосетьпроект) является машина ДЕЛЬТА. Преимущественной областью применения машин этого типа является определение пределов устойчивости и анализ эффективности действия противоаварийной автоматики. Машины этого типа удобны для работы в интерактивном режиме при исследовании электромеханических процессов в энергосистемах и методов управления ими и могут быть также использованы в качестве тренажеров оперативного персонала [4].

1.1 Концепция построения всережимных эквивалентов

Для того, чтобы решить ряд проектных, эксплуатационных и научно-исследовательских задач электроэнергетических систем, необходимо выполнить комплексное моделирование режимов, охватывающее несколько режимных состояний ЭЭС. Моделирование режимов ЭЭС в этих случаях осуществляется с помощью профессиональных программно-вычислительных комплексов, представляющих собой некоторые наборы программных модулей, предназначенных для автономного моделирования режимов каждого типа. По этой причине использование ПВК для комплексного моделирования ЭЭС затруднено, однако в проектной и эксплуатационной практике они применяются очень широко. [1]

В случаях решения некоторых сложных, прежде всего, научно-исследовательских задач требуется повышенная интеграция возможностей комплексного моделирования режимов ЭЭС. В этих случаях используются различного типа цифро-аналого-физические комплексы, построенные на основе физических, цифровых или аналого-цифровых моделирующих (решающих) элементов. Отличительными особенностями ЦАФК являются отсутствие декомпозиции по типам исследуемых режимов, высокий уровень математического представления моделируемых элементов и относительно малое их количество в конкретных комплексах. Эти особенности отражаются в форме специфических требований и условий, накладываемых на разработку эквивалентных подсистем, предназначенных для моделирования ЭЭС в среде ЦАФК.

Отсутствие декомпозиции по видам исследуемых режимов, то есть «всерезимность» моделирования процессов, достигается, как правило, путём обеспечения достаточной полноты функционального соответствия моделирующего и моделируемого объектов. При физическом моделировании полнота соответствия обеспечивается за счёт применения физически подобных моделирующих элементов. При цифровом и аналого-цифровом моделировании «всерезимность» достигается посредством глубокого математического описания процессов, происходящих в моделируемом объекте. В этом описании не выделяются быстрые и медленные процессы, отсутствует разделение режимов по признакам симметрии и несимметрии, не осуществляется декомпозиция режимов и по другим признакам. Высокий уровень математического описания процессов является ограничивающим фактором количества моделирующих подсистем в составе моделирующих комплексов. Для физических и аналого-цифровых ЦАФК основным ограничивающим фактором является высокая стоимость моделирующих элементов. Для цифровых ЦАФК в качестве ограничения может проявиться возможное нарушение корректности вычислительного процесса, обусловленное известной проблемой накопления интегральной ошибки численного интегрирования,

возрастающей по мере увеличения порядка решаемых систем дифференциальных уравнений.

«Всережимность» ЦАФК обеспечивается, в том числе, за счёт соответствующего построения эквивалентных подсистем. На уровне задач анализа установившихся и переходных режимов такие подсистемы должны с достаточной степенью подобия воспроизводить процессы, происходящие в узлах подключения реальных подсистем к остальной части ЭЭС при больших и малых возмущениях с учётом наличия и возможности появления несимметрии элементов электрической сети. При этом количество эквивалентных подсистем в составе ЦАФК должно быть, в разумных и допустимых пределах, небольшим.

1.2 Методические основы построения всережимных эквивалентов

Рассмотрим задачу построения эквивалентных подсистем на примерах проектирования и выполнения всережимных систем [2].

На проектной стадии выполнения ВМК ЭЭС решается вопрос о возможности разделения общей задачи построения эквивалентных подсистем на подзадачи структурного и параметрического эквивалентирования моделирующих комплексов реального времени электроэнергетических. Из опыта разработки ВМК крупных энергообъединений [2] следует, что структурное построение и внутренний элементный состав эквивалентных подсистем могут быть определены на начальной стадии проектирования ВМК без привлечения методов оптимизации и других математических методов. На последующих стадиях осуществляется параметрическое эквивалентирование, суть которого заключается в настройке, то есть в определении количественного содержания технических параметров эквивалентных элементов.[1]

Неизбежным этапом проектирования ВМК является разработка схемы моделирования подлежащей исследованию энергосистемы. В графической форме схема моделирования представляет собой связную однолинейную электрическую схему ЭЭС стандартного вида, на которой показаны, во

взаимосвязи, все элементы силового оборудования, моделируемые в составе ВМК. Обозначения на схеме содержат необходимый минимум информации о каждом элементе (диспетчерское имя, тип, основные номинальные параметры), достаточный для его однозначного восприятия и представления в составе ВМК.

Схема моделирования состоит из непреобразованной (консервативной) и преобразованной (эквивалентной) частей. Элементный состав консервативной части определяется, в обобщенном виде, пользователем ВМК и конкретизируется в процессе дальнейшей разработки. Структурное построение и элементный состав эквивалентной части выявляются в процессе разработки схемы моделирования как результат упрощения преобразуемой части исходной модели ЭЭС. Вместе со схемой консервативной части, включающей также элементы перспективного развития, этих данных достаточно для построения (сборки) ВМК ЭЭС. Определение количественного содержания параметров элементов обеих частей итоговой схемы может быть перенесено на этапы постановки и решения конкретных задач моделирования на ВМК ЭЭС.

Основные затруднения в работе на этапе формирования схемы моделирования обусловлены высоким уровнем неопределённостей по различным аспектам исходных условий и исходных данных.

На этом этапе, как правило, весьма обобщённо определён спектр подлежащих решению задач и, следовательно, обобщённо определены требования к техническим характеристикам ВМК ЭЭС, соответствующие этим задачам. В результате отсутствует достаточная чёткость в вопросе ограничения физической размерности преобразуемой части исходной схемы.

Существенную неопределённость имеет исходная информация по перспективному развитию ЭЭС. Проектные решения по схемам подключения объектов перспективного развития в этой информации отсутствуют, вследствие чего становится необходимым использование типовых решений в формируемой схеме моделирования.

Практически полностью отсутствует информация об элементном составе нагрузочных элементов исходной модели ЭЭС. Поэтому элементный состав моделирующих нагрузочных элементов в составе эквивалентов подсистем определяется ориентировочно, исходя из общеинженерных оценочных соображений по возможному составу электрооборудования на предприятиях того или иного вида.

Важным ограничивающим условием является зависимость стоимости моделирующего комплекса от количества представленных в нём комплектующих элементов. В общем случае этим условием нечётко ограничивается физическая размерность схемы моделирования комплекса.

Совокупность обозначенных здесь и других, менее значимых, неопределённостей и ограничений является причиной экспертного, в значительной мере, подхода к формированию схемы моделирования ЭЭС. Экспертный подход используется, в основном, при формировании эквивалентной части и перспективной составляющей схемы моделирования. Элементы действующих объектов консервативной части представляются в схеме моделирования с незначительными изменениями по отношению к исходной модели ЭЭС.

Практическое применение экспертного подхода связано с выработкой некоторых правил (принципов), конкретизирующих действия разработчиков при формировании схемы моделирования ЭЭС. Поскольку возможность выработки универсальных принципов, применимых для всех случаев формирования схем моделирования, является нереальной, рациональное решение этой задачи видится в развитии базы принципов по частным случаям и накоплении опыта их использования[4].

1.2.1. Подход к определению параметров эквивалентов

Упрощенная модель электрической системы должна удовлетворять некоторым требованиям, которые называются критериями эквивалентности[6].

Число таких критериев и их содержание зависят от задач, применительно к которой выполняется эквивалентирование.

Назначение тех или иных критериев эквивалентирования определяется, с одной стороны, характером решаемой задачи, а с другой стороны – используемым методом определения параметров эквивалента.

В качестве критериев для анализа установившихся режимов используется сохранение параметров режима узлов примыкания эквивалента (напряжение, переток мощности) и сохранение баланса мощности в его составе[6].

Другими словами, эквивалент энергосистемы совместно с уравнениями его состояния можно интерпретировать как некоторый аппроксимирующий объект, который с принятой погрешностью воспроизводит режимы ЭЭС из аппроксимируемой области. Границы этой области определены выходами погрешностей воспроизводимых параметров режима за пределы принятых значений[7].

Так же необходимо отметить, что рациональным, с позиции получения практических результатов, представляется раздельное эквивалентирование пассивной (статической) и динамической частей энергосистемы. Такое разделение может рассматриваться только как облегчающий расчетный прием, применяемый на начальной стадии эквивалентирования. На конечной стадии статический и динамический эквиваленты должны быть объединены[4].

1.2.2. Расчёт пассивной части эквивалентов по совокупности режимов

В настоящее время все большее распространение получают методы так называемого режимного эквивалентирования. Они, как и параметрические методы, используют для построения эквивалента параметры исходной схемы, а так же параметры установившегося режима (или совокупности режимов), рассчитанные по этой схеме. Но сама процедура получения эквивалентов может содержать и элементы функционального эквивалентирования. Такие

методы с успехом применяются для создания физических, аналоговых, гибридных моделей. Полученные такими методами математические модели обычно применяются при решении задач анализа и управления установившимися процессами ЭЭС[3].

Одним из таких методов является метод нахождения параметров пассивной части эквивалентных подсистем по совокупности базовых режимов. Принципиальные моменты данной методики в полной мере освещены в [3], суть которой заключается в нахождении целевых функций и критериев оптимальности выбора параметров эквивалентов.

В основе построения целевых функций лежит определение сумм квадратов отклонений (небалансов) параметров режима от рассчитанных значений. Такие функции могут быть построены на базе небалансов токов, напряжений или мощностей:

$$V_I = \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N abs^2 \underline{V}_{Iik} \longrightarrow \min \quad (1)$$

$$V_U = \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N abs^2 \underline{V}_{Uik} \longrightarrow \min \quad (2)$$

$$V_S = \sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^N abs^2 \underline{V}_{Sik} \longrightarrow \min \quad (3)$$

где $\underline{V}_{Ii}, \underline{V}_{Ui}, \underline{V}_{Si}$ - комплексная невязка по току, напряжению, мощности i -го луча эквивалента.

Невязка-это отклонение параметра режима, возникающая при неточном задании параметров эквивалента. Целевая функция формируется путем суммирования квадратов модулей невязок по совокупности N лучей эквивалента и группе из M базовых режимов преобразуемой подсистемы. Устремляя целевые функции (1,2,3) к минимуму, получаем критерии для определения параметров эквивалента на основе небалансов токов, напряжения, мощности.

1.2.3. Расчёт динамической части эквивалентов методом усреднения

При создании расчетной модели реальной энергосистемы можно столкнуться с большой степенью неопределенности в отношении информации об элементном составе нагрузочных элементов исходной модели ЭЭС, кроме того эта задача еще больше усложняется постоянным его изменением.

Однако учет динамической нагрузки необходим т.к. она действительно расположена в нагрузочном узле.

Поэтому элементный состав моделирующих нагрузочных элементов в составе эквивалентов подсистем определяется ориентировочно, исходя из общеинженерных оценочных соображений по возможному составу электрооборудования на предприятиях того или иного вида.

В общем случае применяется типовой состав комплексной нагрузки, и мощность, потребляемая в данном узле, распределяется в соответствии с процентным соотношением каждого вида нагрузки, сосредоточенного в данном узле.

Для верного отображения динамических и статических свойств нагрузки упрощаемой подсистемы используются эквивалентные синхронные и асинхронные электродвигатели и статические элементы в составе модели нагрузки[4].

На этапе эквивалентирования, в рамках установившихся режимов, допустимо принять параметры эквивалентов как усредненные. В системе относительных единиц принять усредненные параметры схем замещения электрических машин, а затем уже, в зависимости от мощности сформированного эквивалента, осуществить переход к параметрам в именованных единицах.

Таким образом, каждый эквивалент будет иметь свой набор эквивалентных нагрузочных элементов (АД, СД, СН, СГ) с параметрами, отражающими его реакцию при анализе установившихся режимов.

1.2.4. Возможности определения параметров эквивалентов по статическим характеристикам подсистем ЭЭС

Раздельное эквивалентирование пассивной (статической) и динамической частей энергосистемы упрощает расчетные операции, но лишь на начальной стадии. Выбор такого подхода сказывается на точности в определении параметров эквивалентов, а так же требует дополнительных корректировок выбранных параметров при объединении пассивной и динамической частей подсистемы.

Возможным методом одновременного эквивалентирования обеих частей подсистемы является представление динамической части статическими характеристиками нагрузки.

В статических характеристиках нагрузки содержится полная информация о схемах замещения элементов, входящих в ее состав, что дает возможность без труда определить параметры эквивалентов. Так же статическая характеристика позволяет легко получить эквиваленты нужной размерности в зависимости от выбора узла примыкания эквивалентной подсистемы относительно консервативной части схемы.

1.3. Состав натурной информации для построения всережимных эквивалентов

Натурная информация представляет собой информацию об объекте, зафиксированную с помощью информационных систем, т. е. по результатам пассивного эксперимента. Пассивный эксперимент основан на наблюдении за параметрами режима в течение определенного промежутка времени, например, суток, и регистрации значений напряжений и мощности в узле нагрузки.[5]

Для построения всережимных эквивалентов необходимо иметь состав натурной информации, содержащий параметры моделирующих элементов.

Параметры, характеризующие режимные состояния и техническую часть гибридно-моделирующих комплексов ЭЭС, разделены по отличительным

признакам на четыре группы: наблюдаемые, варьируемые, постоянные (константы) и установочные (предельные).

При использовании телеинформационных систем натурными параметрами являются наблюдаемые параметры, фиксируемые регистраторами этих систем.

Перечень наблюдаемых параметров:

- частота напряжения;
- напряжение и его абсолютный угол;
- активная и реактивная мощности ЭЭС.

1.4. Выводы по первому разделу

В первом разделе были рассмотрены требования к информации для построения всережимных эквивалентов подсистем.

В ходе рассмотрения концепции построения всережимных эквивалентов даны определения всережимности, выявлено назначение эквивалентных подсистем.

Всережимность разрабатываемого эквивалента подразумевает способность идентично отображать реакцию оригинальной части ЭЭС в узле примыкания.

Основным назначением эквивалентных подсистем является достоверное отражение реакции соответствующих фрагментов при воспроизведении схемно-режимных состояний представленной без упрощения части ЭЭС.

Далее была рассмотрена методика построения всережимного эквивалента, в ходе которой были рассмотрены критерии эквивалентности:

- ✓ сохранение параметров режима узлов примыкания эквивалента (напряжение, перетоки мощности);
- ✓ сохранение баланса мощности в его составе.

Эквивалентирование осуществляется в несколько этапов, на каждом из которых решается некоторая частная задача с использованием соответствующих этой задаче методов. Также была определена возможность определения параметров эквивалента по статическим характеристикам подсистем ЭЭС.

Далее был определен состав натурной информации при проведении пассивного эксперимента.

РАЗДЕЛ 2. ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ВСЕРЕЖИМНЫХ ЭКВИВАЛЕНТОВ ПОДСИСТЕМ

2.1 ОИК/SCADA

«ОИК Диспетчер НТ» (альтернативное название ARIS SCADA) — это программный комплекс, предназначенный для создания информационно-управляющих (SCADA) систем для автоматизации технологического процесса передачи и распределения электрической энергии. Применяется на предприятиях электрических сетей, в районах предприятий электрических сетей, на крупных энергообъектах с круглосуточно работающим оперативным обслуживающим персоналом. Программный комплекс обеспечивает регистрацию основных режимных параметров (частота, напряжение, потоки активной и реактивной мощностей).

Комплекс опрашивает устройства телемеханики, сохраняет собранную информацию в базе данных, позволяет диспетчерам просматривать на экранах рабочих станций оперативные схемы с реальными значениями телесигналов и телеизмерений, производить телеуправление. Пользователи комплекса могут создавать, редактировать и удалять мнемосхемы, бланки переключений, оперативные журналы, текстовые документы.

Основная цель SCADA-системы «ОИК Диспетчер НТ» — повышение надежности и качества выработки, передачи и распределения электрической и тепловой энергии.

Архитектура SCADA-систем «ОИК Диспетчер НТ»

Все современные SCADA-системы включают три основных структурных компонента (рис. 1):

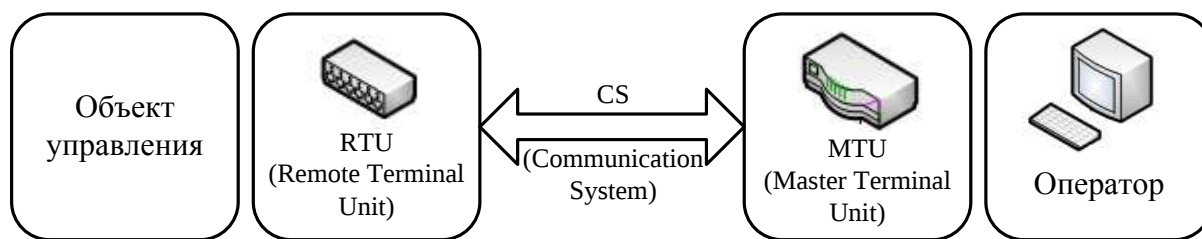


Рисунок 1 - Архитектура SCADA-систем

Remote Terminal Unit (RTU) удаленный терминал, осуществляющий обработку задачи (управление) в режиме реального времени. Спектр его воплощений широк от примитивных датчиков, осуществляющих съем информации с объекта, до специализированных многопроцессорных отказоустойчивых вычислительных комплексов, осуществляющих обработку информации и управление в режиме жесткого реального времени. Конкретная его реализация определяется конкретным применением. Использование устройств низкоуровневой обработки информации позволяет снизить требования к пропускной способности каналов связи с центральным диспетчерским пунктом.

Master Terminal Unit (MTU), Master Station (MS) – это диспетчерский пункт управления (главный терминал); осуществляет обработку данных и управление высокого уровня, как правило, в режиме мягкого (квази-) реального времени; одна из основных функций обеспечение интерфейса между человеком-оператором и системой (HMI, MMI). В зависимости от конкретной системы MTU может быть реализован в самом разнообразном виде от одиночного компьютера с дополнительными устройствами подключения к каналам связи до больших вычислительных систем и/или объединенных в локальную сеть рабочих станций и серверов. Как правило, и при построении MTU используются различные методы повышения надежности и безопасности работы системы.

Communication System (CS) – это коммуникационная система (каналы связи), необходимая для передачи данных с удаленных точек (объектов, терминалов) на центральный интерфейс оператора-диспетчера и передачи

сигналов управления на RTU (или удаленный объект в зависимости от конкретного исполнения системы).

Подсистемы комплекса «ОИК Диспетчер НТ»

Функционально комплекс делится на две основные подсистемы — серверную часть и рабочие станции.[11] Структура SCADA-системы «ОИК Диспетчер НТ» представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 - Функциональная структура SCADA-системы «ОИК Диспетчер НТ»

Серверная часть отвечает за функции сбора, обработки и хранения данных телеметрии, а также обеспечивает доступ к базам данных, необходимым для работы персонала управления энергосистемой.

Программное обеспечение рабочих станций устанавливается на компьютерах персонала предприятия и рабочих местах диспетчеров, обеспечивая визуальное отображение данных телеметрии и информации из баз данных.

Помимо этого комплекс может быть дополнен дополнительными программами, частным случаем которых является множество вариантов двунаправленного обмена телеметрической и иной информацией с программным обеспечением других фирм-производителей, например, OPC

сервер/клиент, программа рассылки оповещений об изменении ТС по каналам SMS и др.[11]

Информационный обмен

Информационный обмен между сервером и рабочими станциями организован через стандартные сетевые протоколы связи по технологии «клиент-сервер», что позволяет оптимизировать поток информации между сервером и рабочей станцией, а также обеспечивает требования безопасности системы. Применение такого протокола как TCP/IP, например, позволяет устанавливать рабочие станции на значительном удалении от сервера, используя для связи коммутируемые каналы или среду Интернет.

Серверы комплекса «ОИК Диспетчер» позволяют организовывать двухсторонний обмен телеинформацией и выдачу транзитных команд телеуправления между территориально разнесенными предприятиями (подразделениями одного предприятия). Таким образом, возможно создание распределенных систем сбора и передачи телеинформации.

Форматы обслуживаемой телеметрии «ОИК Диспетчер НТ»

В качестве среды передачи могут использоваться как обычные телемеханические каналы связи, так и локальные сети предприятия, объединенные стандартными средствами (например, на базе протокола TCP/IP).

Телесигнализация (дискретные сигналы):

- с меткой времени (до 1 мс);
- без метки времени.
- однобитный;
- двухбитный (с контролем исправности цепей);
- трехбитный (пофазный);
- шестибитный (пофазный с контролем исправности цепей).

Телеизмерения текущие (аналоговые сигналы):

- с меткой времени (до 1 мс);
- без метки времени.
- разрядность АЦП — от 7 до 32 бит;
- со знаком;
- без знака;
- значение в именованных единицах — от $-3,4 \times 10^{+38}$ до $+3,4 \times 10^{+38}$.

Телеизмерения интегральные (числоимпульсные сигналы):

- с меткой времени;
- без метки времени.
- разрядность счетчика импульсов — от 8 до 32 бит;
- значение в именованных единицах — от $-3,4 \cdot 10^{+38}$ до $+3,4 \cdot 10^{+38}$.

Телеуправление:

- одностадийное;
- двухстадийное.

События:

- приход сигналов;
- срабатывание уставок по измерениям;
- выдача команд телеуправления;
- квитирование оператором;
- ручная установка сигналов/измерений;
- регистрация событийной информации от релейной защиты.

Масштабируемость SCADA-системы

Все программные компоненты комплекса могут быть как установлены одиночно стоящем компьютере, так и разнесены на отдельно стоящие компьютеры, связанные между собой сетевой средой, что позволяет

перераспределять нагрузку. Средства удаленного конфигурирования и мониторинга дают возможность администрировать комплекс дистанционно.

Резервирование данных

В целях повышения надежности в состав комплекса могут включаться средства поддержки «горячего» резервирования серверной части. «Горячий» резерв обеспечивается с помощью дублирующего компьютера, на котором осуществляется поддержка актуального состояния данных телеметрии и файлов баз данных основного сервера. В случае повреждения основного сервера, резервный автоматически берет на себя выполнение всех его функций.

Измерения регистраторов

Измерения используются для того, чтобы представить переменные состояния, которые имеют место в технологических процессах. Каждый технологический процесс обладает собственными специфическими типами измерений. В энергосистемах обычно измерительная система охватывает перетоки, напряжения, положения (например, выключателей, разъединителей), индикацию неисправностей (давление воздуха, давление масла в зависимости от температуры и т.д.), счетчики (например, электроэнергии) и т.д.

Наименование «Измерение», кажется, должно бы указывать на то, что все переменные состояния замерены. Но это не всегда так, потому что многие измерения вычисляются комплексами ОИК (SCADA) или EMS/DMS, в частности такими функциями, как расчеты оценки состояния или потокораспределения. Как следствие, измерение может обладать некоторым количеством альтернативных величин (например, вводимых в ручном режиме, полученных при помощи телеметрии, оценки состояния, оптимизированных и т.д.).[12]

2.2 Система мониторинга векторных измерений

Иерархическая структура Единой энергетической системы (ЕЭС) России предопределяет создание адекватной ей системы мониторинга параметров переходных режимов. Эта система создается преимущественно на базе отечественных цифровых регистраторов и обеспечивает регистрацию основных режимных параметров (частота, напряжение на шинах и его абсолютный угол, ток, активная и реактивная мощность на любом количестве отходящих линий подстанции) с дискретностью 0.001 – 0.005 с [13].

Цель создания СМПР – повышение качества управления режимами за счет освоения новой технологии синхронизированной векторной регистрации параметров переходных режимов, дополняющей существующую систему телеизмерений ЕЭС/ОЭС.

Схема регистрации параметров переходных режимов содержит три уровня. Иерархический принцип построения системы мониторинга позволяет применить на всех уровнях единые средства анализа информации и формирования управляющих сигналов для исполнительных устройств на электростанциях и в электрических сетях. На каждом уровне основной информацией являются параметры режима, называемые обобщенными, которые отражают относительное или взаимное движение как целого подсистем – объектов управления (ОУ). На I уровне (высшем) это объединенная энергетическая система (ОЭС), на II (среднем) – ЭЭС, на III (низшем) – электростанции. На основе обобщенных параметров режима на каждом уровне иерархии решается задача оценки динамического состояния ОУ в составе подсистем высшего уровня (ОЭС, ЭЭС или электростанции), и формируются управляющие сигналы для средств противоаварийного управления с учетом перетоков мощности по межсистемным и системообразующим связям [14].

Структура СМПП изображена на рисунке 3. Низший уровень системы мониторинга переходных режимов расположен на уровне станций и подстанций. На нем токи и напряжения измеряются с помощью регистраторов. Полученная информация передается на коммутационный сервер, синхронизируется с помощью временных маркеров, а затем архивируется. Коммутационный сервер контролирует текущее состояние согласно установкам конфигурационного файла, в котором определяются признаки перехода в аварийный режим [15].

К таким признакам относятся:

- скорость изменения частоты. Настройки могут быть определены в интервале от 0.05 до 2 Гц/с с шагом в 0.05 Гц/с;
- уровень напряжения, который может принимать значения от 0 до 120%.

В случае наступления аварийного режима все параметры заносятся в архив, называемый «Аварийным архивом». Подобная запись может содержать параметры 100 секунд доаварийного состояния и 1000 секунд аварийного.

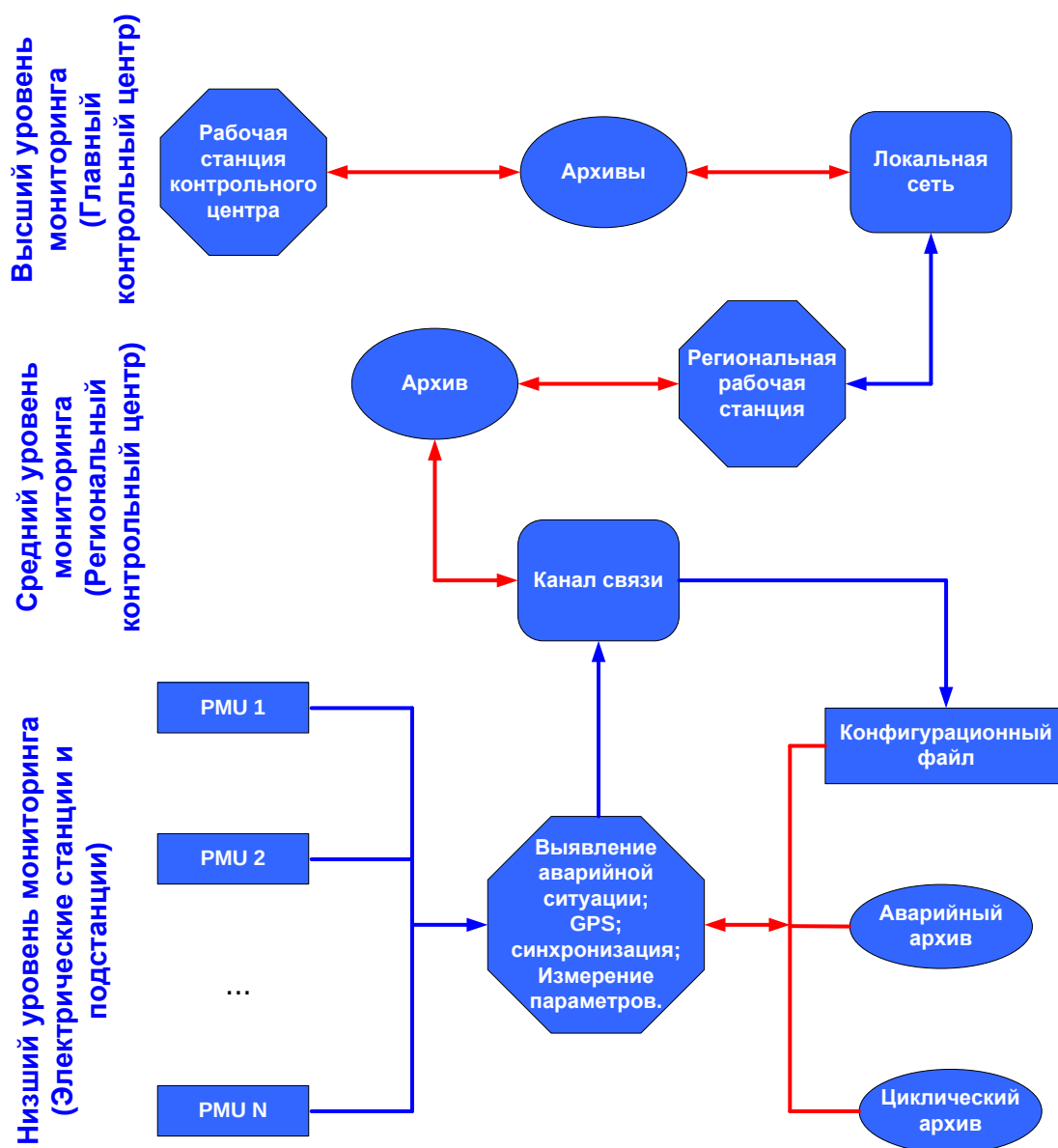


Рисунок 3 – Структура СМПР

Средний уровень системы мониторинга переходных режимов расположен на уровне Объединенных диспетчерских управлений (ОДУ). Он представлен в виде Региональных Автоматических Станций (РАС), выполняющих следующие функции:

- настройка конфигурационных файлов;
- доступ к архивной информации;
- расчет параметров на основе полученной архивной информации;
- преобразование информации, полученной с сервера, в форматы COMTRADE и CSV (comma separated values).

Высший уровень, или Контрольный центр, располагается на уровне Исполнительного аппарата Системного оператора. В него стекаются все значения аварийных параметров с РАС. Информация по каждой аварии анализируется и используется при планировании и ведении режима.

Информационная модель СМНР

Для мониторинга переходных режимов и управления ими необходимо наличие следующих моделей:

- информационная модель (ИМ);
- оперативная упрощенная информационная модель (ОУИМ).

Информационная модель предназначена для мониторинга переходных режимов и исследования их особенностей с оценкой действия противоаварийной автоматики после ликвидации аварийного состояния электроэнергетической системы.

Оперативная упрощенная информационная модель предназначена для оперативного воздействия со стороны диспетчера для ликвидации аварийного состояния и контроля за эффективностью действия противоаварийной автоматики в процессе развития аварийного и послеаварийного режимов. ОУИМ ЭЭС содержит информацию (угол, скорость, ускорение) о режимном состоянии электростанций в эквивалентном виде, представляемую для каждой из них параметрами режима для одного i эквивалентного энергоагрегата ($\delta_i, \Delta\omega_i, \varepsilon_i$), а для ЭЭС и подсистем внутри нее – обобщенными параметрами режима $\delta_s, \Delta\omega_s, \varepsilon_s$, характеризующими движение ЭЭС как единого целого (в виде эквивалента) и параметрами режима $\delta_{i_s}, \Delta\omega_{i_s}, \varepsilon_{i_s}$, характеризующими движение эквивалентного энергоагрегата электростанции i в ЭЭС относительно ее движения в эквивалентном представлении как целого.

Архитектура СМПР

В системе мониторинга переходных режимов можно выделить четыре основных части: [16]

- измерительная подсистема, которая включает в себя аппаратную реализацию регистраторов СМПР, алгоритмы вычисления основных параметров электрического режима на основании измерений мгновенных значений токов и напряжений дискретностью от 100 точек на период и более, а также специализированное программное обеспечение, реализующее данные алгоритмы;
- телекоммуникационная подсистема, в которую входит специализированное программное обеспечение, средства вычислительной техники, активное сетевое оборудование, каналообразующее оборудование и физические каналы передачи данных;
- подсистема сбора данных, в которую входит программно-аппаратный комплекс, обеспечивающий прием данных телеметрии из оперативно-информационного комплекса (ОИК) и данных от регистраторов СМПР, включающий в себя специализированные многопоточные интерфейсы к ОИК и регистраторам, базу данных реального времени и серверное оборудование;
- подсистема обработки данных, которая включает в себя центры обработки данных, выполняющие при помощи специализированного программного обеспечения анализ текущих и ретроспективных нормальных и аварийных режимов, а также различные функции в процессах управления ЭЭС.

Каналы связи СМНР

Качество работы системы сбора и передачи информации, которая относится к СМНР, определяет качество ее инфраструктуры, основу которой составляют каналы связи. Выделяют пять видов каналов связи:

1. Телефонные линии.

Характерная скорость передачи данных составляет до 56 kbps, при этом внутри подстанции данная величина может уменьшаться до 9,6 kbps.

Преимущества: простота в установке и малая цена эксплуатации.

2. Волоконно-оптические кабели (ВОЛС).

Характерная скорость передачи — от 50 до 1000 Mbps.

Преимущества: поскольку для использования в СМНР требуется только часть пропускной способности, то оставшаяся ее часть может быть использована для обеспечения таких служб, как машинный обмен, телемеханика, телефония и так далее.

Недостатки: высокие начальные инвестиции.

3. Спутниковая связь.

Скорость передачи данных — высокая и может быть использована для сбора данных от РМУ.

Преимущества: относительно низкая стоимость аппаратуры и аренды канала, быстрое развертывание.

Недостатки: значительное время доставки информации (не менее 300-400 мс), что не позволяет использовать такие каналы для противоаварийного управления.

4. Линии электропередачи.

Скорость передачи — до 4 Mbps.

Преимущества: используются специальные технологии устранения помех смежных каналов и исправления ошибок передачи.

5. Цифровые радиорелейные каналы.

Преимущества: использование диапазона частот свыше 10 ГГц позволяет устанавливать расстояния между станциями свыше 40 км.

Недостатки: в диапазоне частот до 10 ГГц станции должны располагаться ближе, что увеличивает задержку передачи за счет большего количества перепосылок.

Суммарная задержка доставки информации по каналу связи СМНР складывается из:

- времени обработки исходного сигнала в процессоре PMU;
- времени обработки сигнала в концентраторе;
- времени формирования фрейма протокола передачи и суммы времен распространения сигнала по каждому из последовательных участков канала передачи;
- времени обработки сигнала на каждом из узлов мультиплексирования и пересылки канала передачи.

В таблице 1 приведена оценка времени доставки информации для каналов разного типа при следующих условиях: 10 входных сигналов по 10-12 измерений в секунду (длиной 4 байта каждое).

Таблица **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует.** -

Время доставки информации

Тип канала	Время доставки, мс
Телефонная линия	200-300
ВОЛС	100-150
Спутниковая связь	500-700
ЛЭП	150-300
Цифровой радиорелейный	100-150

Величина комбинированной задержки в концентраторе, мультиплексоре и преобразователях оценивается в пределах до 75 мс на каждое устройство.

Указанные оценки позволяют сформулировать следующие требования к типам каналов, пригодных для решения задач мониторинга и управления:

1. Для задач оценивания состояния ЭЭС характерное время цикла обработки данных составляет до 5 секунд, следовательно для обеспечения сбора информации пригодны все типы коммуникационных каналов, однако необходимо учитывать количество узлов с концентраторами, мультиплексорами и преобразователями. Кроме того, в случае спутникового канала необходимо учитывать время доставки по каналу от наземного узла спутниковой связи до программно-технического комплекса (ПТК) сбора и обработки информации. Поскольку этот канал обычно реализован на базе ВОЛС, то суммарное время доставки будет увеличено на 100 - 150 мс, и может достигать 1 секунды.
2. Для задач управления в темпе реального времени применимы быстродействующие каналы ВОЛС и цифровые радиорелейные. При этом время передачи команды управления может иметь величину до 150 мс. С учетом времени полного цикла сбора и обработки информации с последующей выдачей управления, момент получения команды управления будет отстоять от момента замера более чем на 300 мс. Если условно принять время расчета за 1 секунду, то управляющее воздействие будет отстоять от момента замера векторов на время не менее чем 1,5 секунды.

Регистраторы СМПП

Основным элементом СМПП является регистратор режимных параметров (РРП). [17]

Регистратор предназначен для приема сигналов мгновенных значений токов и напряжений, измерений, вычислений, записи и последующей передачи полученной информации в центр управления. По измеренным мгновенным значениям токов и напряжений вычисляются и регистрируются следующие параметры:

- частота;
- угол между синусоидой напряжения сети и синусоидой 50 Гц, привязанной к сигналам точного времени;
- действующие значения активной, реактивной и полной мощности в каждой фазе и суммарной трех фаз;
- действующие значения фазных напряжений;
- время.

В таблице 2 приведены характеристики регистратора

Таблица 2 – Характеристики регистратора

Параметр	Единицы измерения	Точность регистрации
Частота	Гц	0.001
Угол напряжения	градус	0.1
Действующее значение напряжения	%	0.3 – 0.5
Действующее значение тока	%	0.3 – 0.5
Активная и реактивная мощности	%	0.3 – 0.5
Дискретность АЦП	Гц	6400 – 12800
Погрешность времени синхронизации от <i>GPS</i>	мкс	20

Принцип работы регистратора

Структурная схема регистратора изображена на рисунке 4.

Регистратор режимных параметров состоит из следующих частей:

- многофункционального измерительного преобразователя (МИП), который является микропроцессорным устройством со встроенным программным обеспечением для измерения и вычисления электрических параметров режима;
- коммутационного сервера (КС), который выполняется на основе компьютера в промышленном исполнении, с установленным специализированным программным обеспечением и обеспечивает сбор, преобразование, накопление информации с регистраторов и передачу ее на верхний уровень;
- GPS-антенны, предназначенной для связи с космическим спутником;
- подсистемы сигнализаций, предназначенной для сбора информации о неисправностях и сбоях в работе устройств, входящих в состав РРП, визуального отображения этой информации на панели индикации и выдачи интегрального сигнала о возникшей неисправности в виде сухого контакта.

На вход МИП от трансформаторов напряжения подаются напряжения фаз и нулевого провода, от измерительных обмоток трансформаторов тока – фазные токи и ток нулевого провода. Во входных цепях каналов осуществляется согласование уровней сигналов с входным аналого-цифровым преобразователем (АЦП) с использованием резистивных делителей (для сигналов напряжения) и трансформаторов тока (для сигналов тока). Цифровые коды от АЦП через оптическую развязку поступают в цифровой сигнальный процессор (ЦСП).

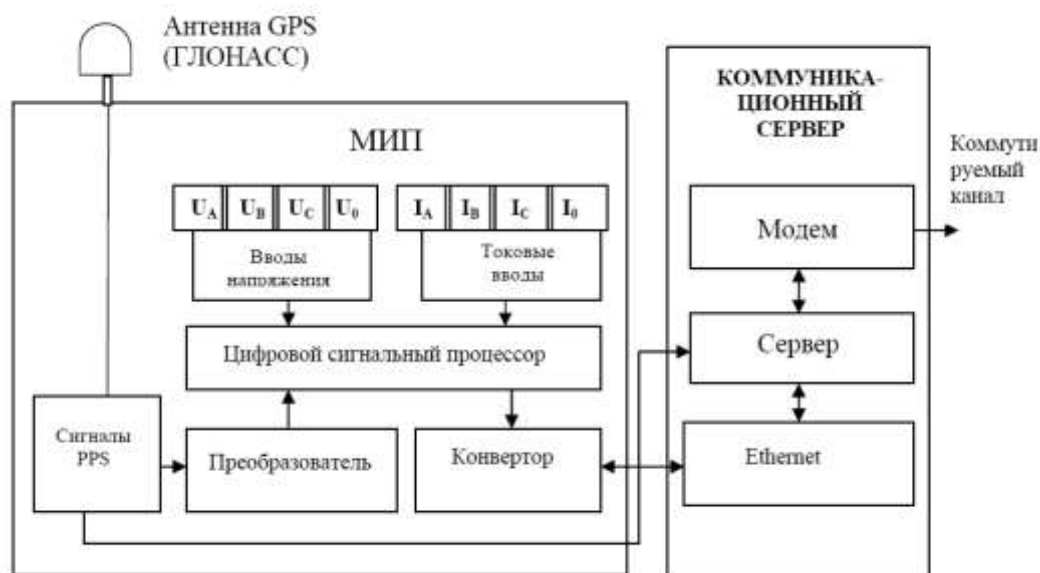


Рисунок 4 – Структурная схема регистратора

Аналого-цифровое преобразование производится непрерывно и параллельно по всем измерительным каналам с одновременной фиксацией данных в устройствах выборки и хранения микросхем АЦП. В оперативно-запоминающем устройстве ЦСП имеются кольцевые буферы мгновенных значений сигналов. На одном периоде сигнала делается 128 выборок мгновенных значений сигналов. Таким образом, при номинальной частоте сети 50 Гц частота дискретизации составляет 6400 Гц.

Для вычисления действующих значений токов, напряжений и мощностей на каждом периоде основной частоты осуществляется быстрое преобразование Фурье над соответствующим 128-точечным массивом кодов АЦП и расчет параметров по первой гармонике. Для расчета частоты соответствующий сигнал напряжения «оцифровывается» с частотой 12800 Гц, фильтруется цифровым фильтром низких частот, затем определяются моменты перехода напряжения через нуль с использованием линейной аппроксимации в окрестности нуля и вычисляются период и частота сигнала в герцах. Подобный подход обеспечивает точность определения частоты 0,001 Гц, мощностей – $0,3 \div 0,5\%$, угла – $0,1^\circ$.

2.3. Сравнительный анализ возможностей использования измерений ОИК/SCADA и СМПП

Конфигурация распределительных сетей определяется территориальным размещением электропотребления, а их технологии находятся в зависимости от прогресса электротехнического оборудования, информационно-коммуникационных систем и технологий потребления электроэнергии.[18]

Потребность общества в расширении жизненного пространства за пределы мегаполисов может послужить поводом, который приведет к качественному изменению требований к РС и, как следствие, к существенному изменению подходов к их формированию. В первую очередь, перемещение значительных потребительских нагрузок из центров питания внутри городов в сети среднего и низкого напряжения пригородных территорий повлечет за собой потребность в усиленном сетевом строительстве. Очевидно, что при сохранении действующих подходов к проектированию электрических сетей в части обеспечения надежности электроснабжения и качества электроэнергии, которые обеспечиваются в основном за счет сетевого резервирования, затраты на строительство новых сетей приведут к дальнейшему росту доли сетевой составляющей в цене на электроэнергию для конечных потребителей. Для обеспечения нормируемых показателей надежности электроснабжения и качества электроэнергии, учитывая необходимость сдерживания роста сетевых тарифов, потребуется изменить требования к проектированию РС. В частности, возможно снижение требований по обязательному строительству новых ЛЭП в тех случаях, когда дефицит баланса мощности на территории может быть закрыт путем присоединения РГ и/или посредством энергоэффективных технологий.

Новые условия функционирования РС будут характеризоваться повышенной скоростью реакций и сложностью, вызванных тем,

что присоединяемая к сетям РГ располагает малыми постоянными инерции и разнородными локальными системами регулирования. Повышение динамичности и сложности объекта управления влечет за собой необходимость изменения оперативно-технологического и автоматического управления РС. Как следствие, в требованиях к проектированию РС повысится роль технических средств автоматического регулирования напряжения, компенсации реактивной мощности, управления качеством электроэнергии; противоаварийного и послеаварийного управления.

Потребуется повысить интеллектуальность управляющих системы РС. Для этого они должны быть обеспечены полной информацией, доставляемой с темпом, превышающим возможности SCADA-систем. Такими возможностями в полной мере обладают WAMS-технологии, которые могут стать реальной интеллектуальной информационной платформой для системы управления современными РС.

Для рассмотрения возможностей применения информационных систем проведен сравнительный анализ измерений 2 систем: ОИК/SCADA и СМПР.

Мониторинг перегрузочной способности электротехнического оборудования по току и продолжительности работы при повышенных напряжениях

Мониторинг перегрузочной способности предназначен для непрерывного пофазового контроля токовой нагрузки и напряжения на электрооборудовании. Функция автоматически формирует отчеты об использовании перегрузочной способности оборудования, сигнализирует о приближении допустимых границ и/или о наступлении фактов перегрузок, повышенных уровней напряжения и недопустимых несимметрий напряжений и токов.

В отличие от функций мониторинга, реализуемых в SCADA-системах, применение СМПР позволит выявлять и фиксировать кратковременные токовые перегрузки и отклонения напряжения, допустимые в течение секунд

и долей секунды, определять перегрузки или перенапряжения, разрешенные при различных условиях предшествующего режима оборудования, фиксировать несимметричные режимы.

Данные, формируемые функцией, могут использоваться в системах ограничения перегрузок и стабилизации напряжения, позволят выявлять проблемные области сети для установки систем регулирования, формировать отчеты, а в перспективе – аналитические выкладки о влиянии условий эксплуатации оборудования на изменение срока его службы и показатели отказов.

Мониторинг устойчивости нагрузки по напряжению

Функция предназначена для мониторинга устойчивости нагрузки ответственных потребителей, чувствительных к снижению напряжения.

Стандартные функции мониторинга напряжения, реализуемые в SCADA-системах, позволяют отслеживать случаи понижения уровня напряжения до заранее заданных величин. В реальных условиях заранее рассчитанные допустимые уровни напряжения могут быть как завышенными, так и заниженными. Первый случай чреват нарушением устойчивости нагрузки и соответствующими сбоями технологического цикла у потребителей. Второй будет приводить к излишним ограничениям режима.

Применение СМПП позволяет объективно выявлять и контролировать фактически опасные понижения напряжения в сети, в том числе предупреждать тревожное развитие режимной ситуации. Функция может использоваться в системах стабилизации напряжения, а также позволяет выявлять проблемные области сети для установки там соответствующих систем стабилизации или кондиционирования.

Для каждого узла, входящего в куст распределительной сети, в котором размещены РМУ-измерения, рассчитывается индекс устойчивости нагрузки. Точки предпочтительного размещения РМУ-измерений определяются на основе предварительного изучения характера взаимных

зависимостей между модулями напряжений внутри куста. При наличии жестких взаимных зависимостей между модулями напряжения общее количество точек измерений может быть соответственно сокращено. Индекс устойчивости каждой нагрузки определяется соотношением между: а) полным эквивалентным сопротивлением внешней сети (Thevenin-эквивалент) и б) полным сопротивлением нагрузки, которые автоматически рассчитываются в темпе реального времени на основании PMU-измерений. Нормальный режим характеризуется ситуацией, когда сопротивление внешнего эквивалента значительно превышает сопротивление нагрузки. С ростом потребления полное сопротивление нагрузки снижается. При достижении равенства сопротивлений наступает предел устойчивости нагрузки.

Для узлов с минимальными индексами устойчивости также в темпе реального времени определяются фактические запасы устойчивости, которые визуализируются для дежурного персонала в виде графической зависимости «активная мощность – модуль напряжения».

Мониторинг низкочастотных колебаний

Мониторинг низкочастотных колебаний предназначен для непрерывного контроля за появлением в сетях опасных низкочастотных колебаний (НЧК) параметров электрического режима (частоты, потоки мощности, векторы напряжений и токов), которые могут возникать в условиях присоединения к РС генерации и нагрузок, приводимых синхронными двигателями.

Стандартные функции мониторинга, реализуемые в SCADA-системах, не обеспечивают выявления НЧК. Однако скрытое наличие этих колебаний, тем не менее, существенно снижает пропускную способность электрических сетей. СМПР позволяет выявлять наличие и численные характеристики доминирующих составляющих НЧК, в том числе параметры их затухания.

Определение характеристик активной и реактивной нагрузки по напряжению и частоте

Определение характеристик активной и реактивной нагрузки по напряжению методами пассивного эксперимента под силу и ОИК/SCADA и СМПР. Но определение характеристик по частоте возможно только при использовании СМПР на основе PMU-измерений при существенных скачкообразных изменениях напряжения и частоты в периоды относительно стабильных участков графика суточного потребления.

2.4. Возможности экспериментального получения частотных характеристик

Для экспериментального получения частотной характеристики необходимо иметь возмущающее воздействие в системе. При этом будут скачкообразно изменяться напряжения и токи в системе. Зафиксировать эти изменения параметров может только информационная система СМПР, ввиду наличия синхронизированной векторной регистрации параметров переходных режимов и довольно малого шага измерения параметров. По измерениям ОИК/SCADA построить частотные характеристики невозможно, так как они не имеют векторной регистрации параметров и обладают сравнительно большим шагом измерения, чем система мониторинга переходных процессов.

По измерениям СМПР входной сигнал не имеет вид синусоидального сигнала, как требуется для построения частотной характеристики, а имеет вид ступенчатого сигнала, т.е. изменение напряжения и тока с течением времени. Для того, чтобы входной сигнал имел форму синусоиды, сигнал необходимо представить в виде интеграла Фурье, то есть в виде бесконечной суммы синусоидальных колебаний всех частот.[9]

Алгоритм экспериментального определения частотной характеристики.

Пусть на вход линейной устойчивой системы действует ступенчатый сигнал, представленный на рисунке 5:

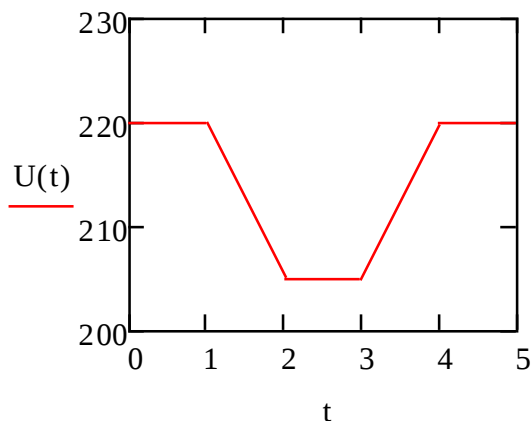


Рисунок 5 Входной сигнал

После представления сигнала в виде интеграла Фурье, сигнал примет следующий вид, представленный на рисунке 6

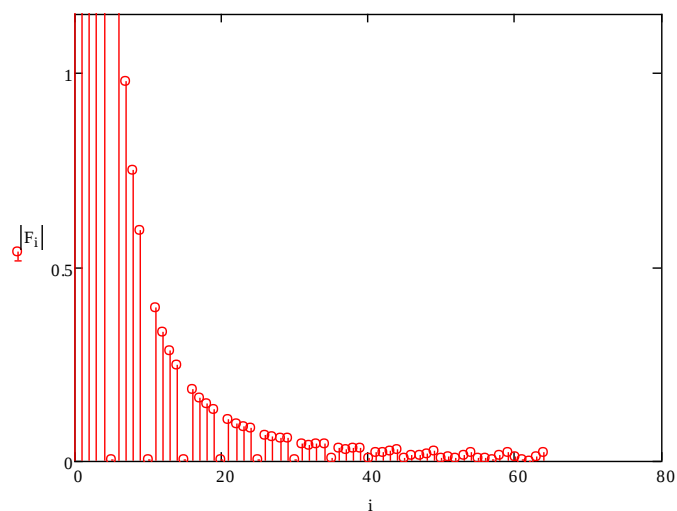


Рисунок 6 Входной сигнал после преобразования Фурье.

Затем необходимо подать на вход объекта получившийся, после преобразования Фурье, синусоидальный сигнал.

Далее необходимо построить графики входного и выходного сигналов. Выходным сигналом будет являться ток, отличающийся от входного только фазой и амплитудой.

На графике выбрать ту область, в которой произошло затухание свободной составляющей переходного процесса.

После этого необходимо измерить амплитуду выходного сигнала и сдвиг его по фазе относительно входного сигнала.

Отношение амплитуды выходного установившегося сигнала к амплитуде входного сигнала определит модуль частотной характеристики при частоте ω .

Сдвиг фазы выходного сигнала относительно входного сигнала определит угол (аргумент) частотной характеристики при частоте ω .

Применяя данный алгоритм для частот от нуля до бесконечности, можно экспериментальным путем определить частотную характеристику системы. Наибольший интерес для построения АФЧХ представляет диапазон изменения частот от 0,02 до 5 Гц.

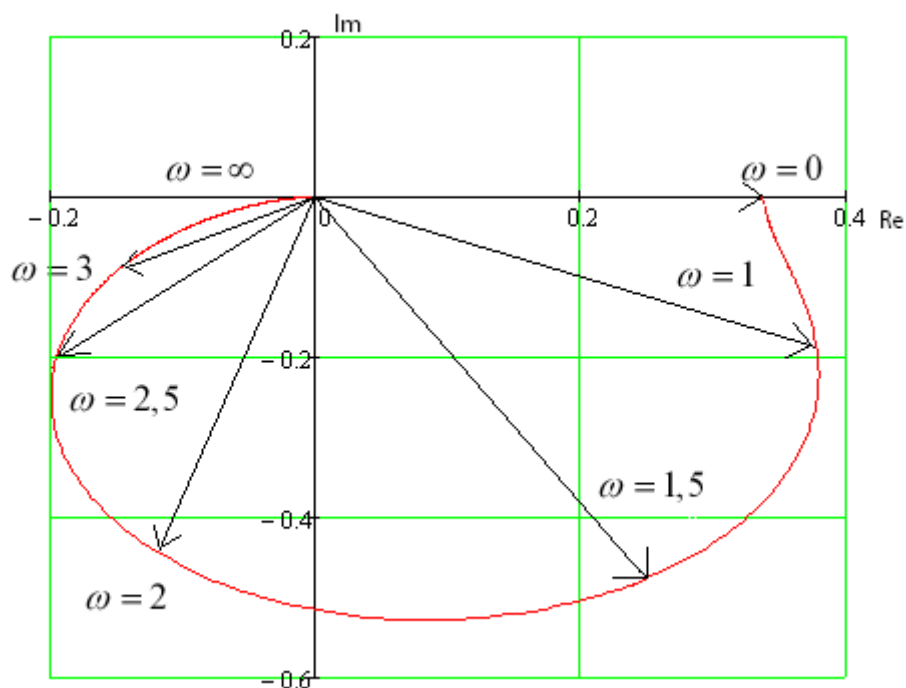


Рисунок 7 АФЧХ.

На основании полученной АФЧХ можно определить эквивалентные параметры подсистемы и построить достаточно точный эквивалент, отображающий реакцию реальной подсистемы.

2.5. Выводы по второму разделу

В данном разделе были рассмотрены основные принципы работы, структура и возможности применения информационных структур. Проведен сравнительный анализ применимости измерений с помощью ОИК/SCADA и СМПР. На основе сравнительного анализа, можно сделать следующие выводы:

При использования измерений ОИК/SCADA возможно построить статические характеристики нагрузки, которые могут использоваться в качестве конечных эквивалентов подсистем и с достаточной достоверностью воспроизводить реакцию подсистемы, т.е. на основе натурной информации, переданной с помощью ОИК/SCADA возможно получить всережимный эквивалент подсистемы.

Но для получения динамических параметров, т.е. построения частотных характеристик информационные системы ОИК/SCADA не подходят, так как не имеют функции векторного регулирования.

При использовании измерений СМПР возможно построить как статические, так и частотные характеристики за счет PMU-измерений при существенных скачкообразных изменениях напряжения и частоты в периоды относительно стабильных участков графика суточного потребления. Следовательно, при использовании натурной информации СМПР возможно построить более точный эквивалент подсистемы, чем при использовании натурной информации ОИК/SCADA-систем.

РАЗДЕЛ 3. МЕТОДИКА РАСЧЁТА СТАТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЭКВИВАЛЕНТОВ НАГРУЗОЧНЫХ ПОДСИСТЕМ ПО ИЗМЕРЕНИЯМ ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ

В задачах эквивалентирования особенностью представления информации 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 учетом применения натурной информации, снятой с помощью ОИК/SCADA и СМПП, определение статических параметров эквивалентных элементов значительно упрощается. Преимуществом применения натурной информации является актуализация параметров, т.е. приведение параметров режима в соответствии с реальными данными ЭЭС в любой момент времени.

3.1. Построение статических характеристик нагрузки

Для построения статических характеристик могут использоваться различные подходы. При выборе способа получения СХН по напряжению необходимо учитывать как причинный, детерминированный, так и случайный, вероятностный характер изменения электрической нагрузки. Детерминированный характер изменения нагрузки проявляется в явно выраженной цикличности суточной (недельной, сезонной) закономерности. Цикличность режима электропотребления проявляется в наличии естественного изменения нагрузок в зависимости от дня недели или календарной даты. Случайный характер изменения нагрузки проявляется даже в тех случаях, когда оборудование имеет достаточно четкий цикл работы и строгую повторяемость операций в потреблении ими электроэнергии из сети энергосистемы. Все эти обстоятельства изменяют как мгновенное значение потребляемой нагрузки, так и его продолжительность.

Точный учет всех этих обстоятельств невозможен именно из-за их случайного характера. Изменение нагрузки в функции напряжения $P(U)$ также имеет причинно-обусловленную детерминированную и случайную вероятно-статистическую составляющие. Например, детерминированная составляющая обусловлена запрограммированным режимом работы регулирующих напряжение устройств, случайная составляющая – непредсказуемыми изменениями величины, состава и режима работы нагрузок. Таким образом, изменение электрических нагрузок во времени, в функции напряжения, обусловленное влиянием индивидуальных и большого числа независимых случайных факторов, имеет причинно-детерминированную и вероятно-статистическую природу.

Для получения СХН по напряжению для энергообъектов с учетом их особенностей можно использовать следующие методы[10]:

- расчетный;
- экспериментальный;
- комплексный (сочетание экспериментального с расчетным).

Применение экспериментального метода для получения СХН по напряжению возможно двумя путями:

- с использованием данных пассивного эксперимента;
- с использованием данных активного эксперимента.

По измерениям информационных систем применим экспериментальный путь возможности получения СХН по напряжению для исследуемого энергообъекта по данным пассивного эксперимента. На основании пассивного эксперимента наблюдаются и регистрируются параметры режима в каждый момент времени без активного вмешательства в нормальный режим работы подсистем. Параметры режима регистрируются не только в установившихся режимах, но и при больших и малых возмущениях. Следовательно, при снятии натурной информации, обеспечивается всережимность эквивалента. Затем, по полученным натурным данным строятся статические характеристики с учетом состава

нагрузки. СХН подсистем могут использоваться в качестве конечных эквивалентов подсистем, которые с достаточной достоверностью воспроизводят реакцию подсистемы, т.е. получается довольно точный всережимный эквивалент подсистемы.

В связи с ограниченным доступом к данным регистрограмм информационных систем, доступ к которым имеют только сотрудники диспетчерского управления, в данной работе не учитывались.

Следовательно, для построения СХН по напряжению можно воспользоваться расчетным методом и построить СХН по типовому составу нагрузки.

При рассмотрении системы в масштабе объединенной энергосистемы, некоторые подсистемы могут быть представлены совокупностью эквивалентных нагрузочных элементов (рисунок 8).

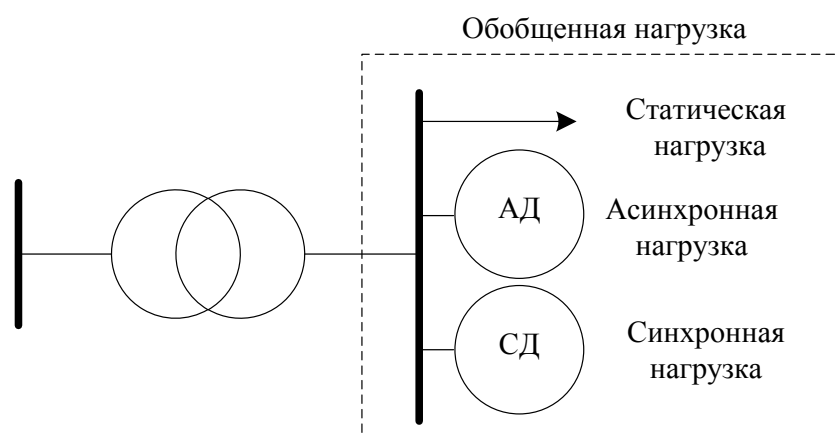


Рисунок 8 – Схема эквивалентной подсистемы

Так как в крупных нагрузочных узлах, как правило, нагрузка представлена совокупностью нескольких видов, для отображения свойств упрощаемой подсистемы используются эквивалентные синхронные (СД), асинхронные (АД) электродвигатели и статические элементы нагрузки (СН).

Таким образом, для решения задачи построения статических характеристик исходной схемы подсистемы необходим учет статических характеристик ее элементов.

Под статической характеристикой подсистемы понимается зависимость активной или реактивной мощности от напряжения в узле ее примыкания.[8]

Количественные показатели статических характеристик комплексных нагрузок зависят от содержания элементарных нагрузок. Поэтому ввиду большой степени неопределенности в сведениях о точном элементном составе нагрузочного узла в практических расчетах часто используют типовые статические характеристики, построенные для типового (усредненного) состава комплексной нагрузки (рисунок 9).

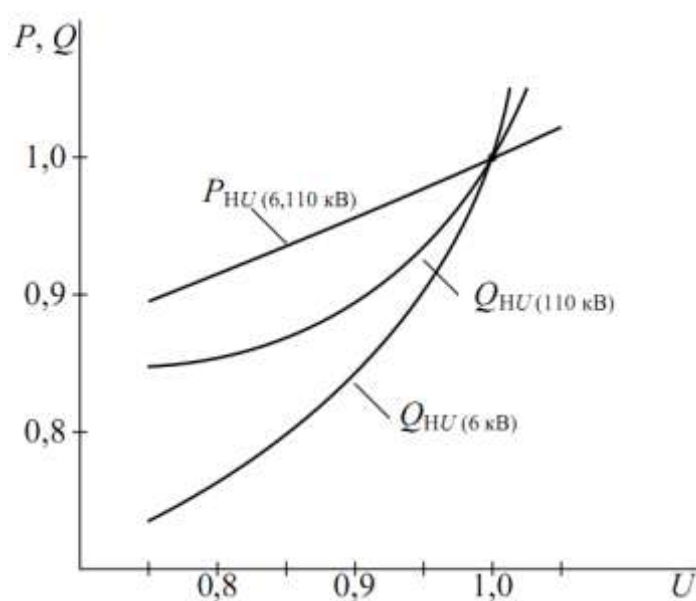


Рисунок 9 – Типовые статические характеристики комплексной нагрузки.

Коэффициенты типовых статических характеристик представлены в таблице 3:

Таблица 3 – 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. Нахождение этих параметров осуществляется на основе статических характеристик подсистемы. Расчет таких характеристик 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.

Однако возможен случай, когда в рассматриваемой подсистеме содержатся генерирующие источники. В этом случае статическая характеристика, полученная по данной технологии, не будет адекватна, так как данные генераторы участвуют в балансе реактивной мощности всей энергосистемы. В таком случае необходимо, полученную характеристику преобразовать следующим образом:

- рассчитать статическую характеристику, выбрав узел примыкания на шинах генерирующей части подсистемы.
- вычленив полученные статические характеристики генерирующей части из статических характеристик всей эквивалентируемой подсистемы.

Статические характеристики нагрузки данной подсистемы в таком случае будут полностью адекватны, а генерирующие источники будут представлены в виде эквивалентных энергоблоков на шинах соответствующих узлу примыкания.

3.2. Декомпозиция статических характеристик

Следующим этапом в нахождении параметров эквивалентных нагрузочных элементов является декомпозиция полученных статических характеристик.

Декомпозиция представляется как операция разделения статической характеристики подсистемы на статические характеристики отдельных

элементов нагрузки в соответствии с долевым участие каждого вида. Долевое участие каждого вида активной нагрузки (СД, АД) определяется в нормальном режиме подсистемы по фактическим или усредненным данным о ее состоянии в зависимости от вида отраслевой промышленности, сосредоточенной в рассматриваемом регионе. Например, для нефтедобывающей отрасли, асинхронные двигатели составляют примерно половину нагрузки, долевое участие синхронных двигателей и статической нагрузки распределяется в следующем примерном соотношении: 39% и 11% соответственно.[19] Типовой состав нагрузки представлен в таблице 4:

Таблица 4 – Типовой состав комплексной нагрузки.

Вид нагрузки	долевое участие, %
Асинхронные двигатели	50
Синхронные двигатели	39
Статическая нагрузка	11

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. На рисунке 10 представлен пример декомпозиции статической характеристики реактивной мощности подсистемы.

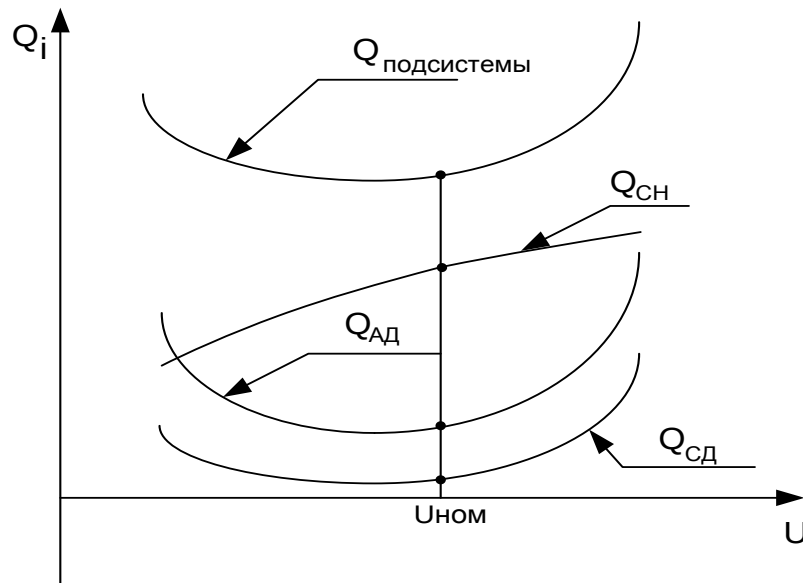


Рисунок 10 –Декомпозиция статической характеристики подсистемы $Q(U)$ по долевному участию эквивалентных элементов

3.3 Расчёт параметров эквивалентных элементов

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

Однако подсистема может содержать как комплексную нагрузку, так и отдельно одну из ее составляющих, в зависимости от располагаемой информации. Тогда возникает необходимость решения задачи восстановления по данной характеристике параметров соответствующего эквивалентного элемента.

3.3.1. Асинхронный двигатель

Схема содержит в себе асинхронный двигатель (АД). Исходные параметры:

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

Рассматриваем случай, когда активная мощность, потребляемая АД постоянна, тогда:

$$P_{AD} = \frac{U^2 \cdot s \cdot r}{X_s^2 \cdot s^2 + r^2} \quad (4)$$

$$Q_{AD} = \frac{U^2}{x_\mu} + \frac{U^2 \cdot s^2 \cdot X_s}{X_s^2 \cdot s^2 + r^2} \quad (5)$$

Из уравнения (4) выражаем скольжение АД:

$$s = \frac{2}{5} \cdot U^2 - \frac{1}{5} (4 \cdot U^4 - 1)^{0.5} \quad (6)$$

Затем выражение (6) подставляем в уравнение (5). По полученному выражению строим статические характеристики (рисунок 11).

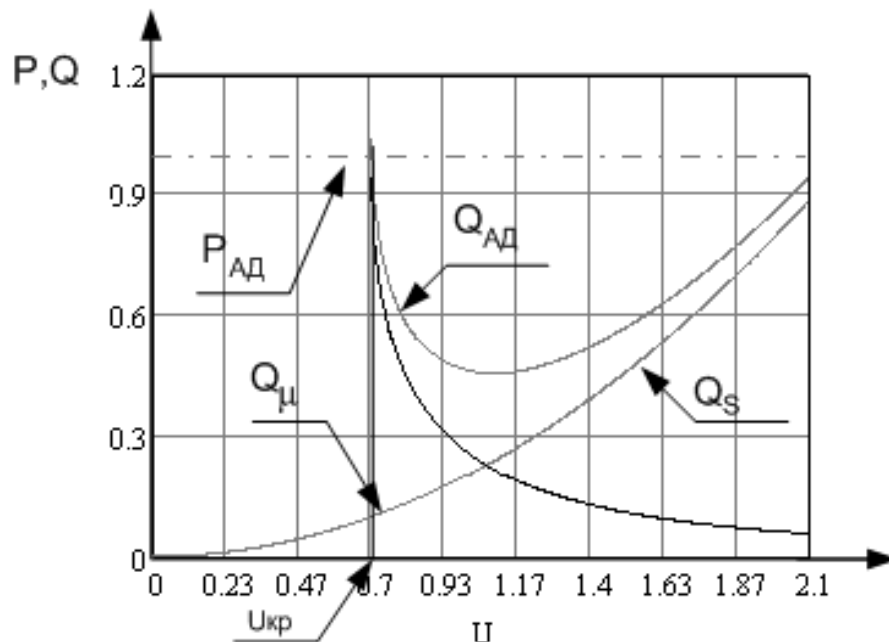


Рисунок 11. Статические характеристики асинхронного двигателя.

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

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

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

Б) Произвольную точку на характеристике.

Подставив параметры критического режима в уравнение (4) получим:

$$P_{AD} = \frac{U_{kp}^2 \cdot s_{kp} \cdot r}{X_S^2 \cdot s_{kp}^2 + r^2} = \frac{U_{kp}^2 \cdot \frac{r}{X_S} \cdot r}{X_S^2 \cdot \left(\frac{r}{X_S}\right)^2 + r^2} \quad (7)$$

Выражение (4) содержит только одну неизвестную X_S , которую легко находим.

Затем выбрав произвольную точку на статических характеристиках, с помощью уравнения (4) получим выражения для скольжения s как функцию от активного сопротивления r .

Подставив полученную зависимость, а так же параметры взятой точки в выражение (5) можно найти значение X_μ .

Теперь подставив найденные величины, а так же среднестатистическое значение критического значения $s_{KP}=15-20\%$ в выражение (4), представляется возможным нахождение последнего параметра r .

3.3.2. Синхронный двигатель

Схема содержит в себе синхронный двигатель (СД). Исходные параметры:

$$E_q, x_d, P.$$

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

$$Q_{CD} = \frac{U^2}{x_d} - \sqrt{\left(\frac{E_q \cdot U}{x_d}\right)^2 - P^2} \quad (8)$$

Считаем, что активная мощность синхронного двигателя является величиной постоянной.

На основе выше изложенного строим статические характеристики данного вида нагрузки (рисунок 12).

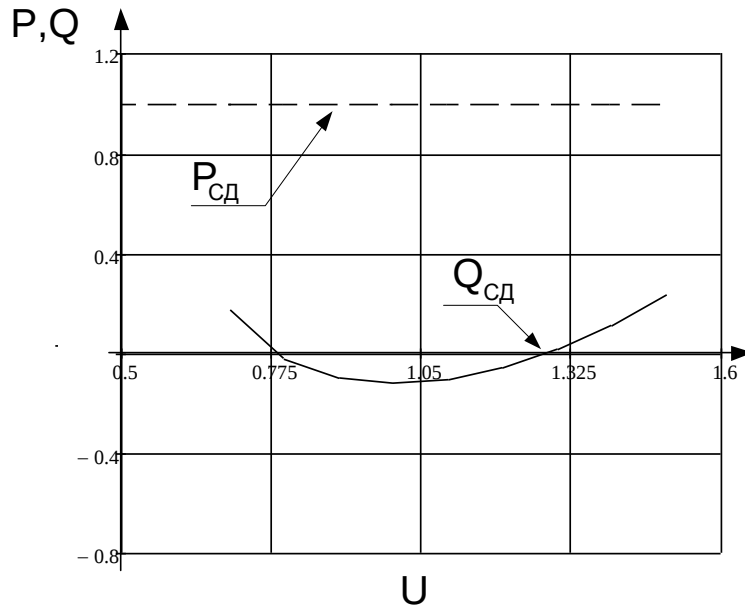


Рисунок 12. – Статические характеристики синхронного двигателя.

По двум точкам на характеристике $Q(U)$ и одной точке на характеристике $P(U)$ с помощью выражения (8) получим систему уравнений:

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

Данная система состоит из двух уравнений с двумя неизвестными, нахождения которых не представляет труда.

3.3.3. Статическая нагрузка

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

$$a_0 + a_1 + a_2 = 1 \quad (16)$$

$$b_0 + b_1 + b_2 = 1 \quad (17)$$

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

$$P_H = P_{H0} \left(a_0 + a_1 \frac{U}{U_{НОМ}} + a_2 \left(\frac{U}{U_{НОМ}} \right)^2 \right) \quad (18)$$

$$Q_H = Q_{H0} \left(b_0 + b_1 \frac{U}{U_{НОМ}} + b_2 \left(\frac{U}{U_{НОМ}} \right)^2 \right) \quad (19)$$

Используя выражения (18) и (19) можно построить статические характеристики для данного вида нагрузки.

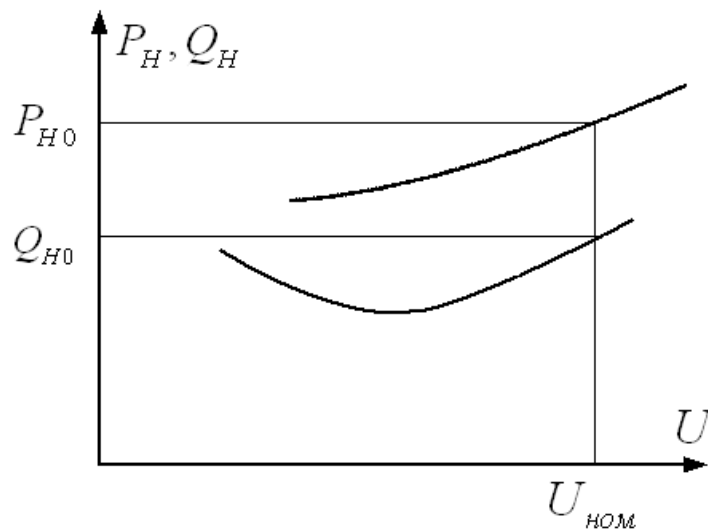


Рисунок 13 – Статические характеристики статической нагрузки.

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

Затем взяв три точки на данных характеристиках, получим две системы уравнений, каждая из которых состоит из трех уравнений с тремя неизвестными:

$$\begin{cases} P_{H1} = P_{H0} \left(a_0 + a_1 \frac{U_1}{U_{HOM}} + a_2 \left(\frac{U_1}{U_{HOM}} \right)^2 \right) \\ P_{H2} = P_{H0} \left(a_0 + a_1 \frac{U_2}{U_{HOM}} + a_2 \left(\frac{U_2}{U_{HOM}} \right)^2 \right) \\ P_{H3} = P_{H0} \left(a_0 + a_1 \frac{U_3}{U_{HOM}} + a_2 \left(\frac{U_3}{U_{HOM}} \right)^2 \right) \end{cases} \quad (20)$$

$$\begin{cases} Q_{H1} = Q_{H0} \left(b_0 + b_1 \frac{U_1}{U_{HOM}} + b_2 \left(\frac{U_1}{U_{HOM}} \right)^2 \right) \\ Q_{H2} = Q_{H0} \left(b_0 + b_1 \frac{U_2}{U_{HOM}} + b_2 \left(\frac{U_2}{U_{HOM}} \right)^2 \right) \\ Q_{H3} = Q_{H0} \left(b_0 + b_1 \frac{U_3}{U_{HOM}} + b_2 \left(\frac{U_3}{U_{HOM}} \right)^2 \right) \end{cases} \quad (21)$$

Решая данные системы уравнений, без труда находим параметры эквивалентной статической нагрузки.

3.4. Выводы по третьему разделу

Методика расчета статических параметров эквивалентов нагрузочных подсистем ЭЭС позволяет на основе измерений информационных систем получить эквивалентные параметры системы. И ОИК/SCADA, и СМПП регистрирует необходимые параметры для построения СХН, по которым с достаточной достоверностью может быть воспроизведена реакция подсистем. Определение эквивалентных параметров происходит на основе пассивного эксперимента, т.е. снятие натурных данных. Преимуществом пассивного эксперимента перед активным является возможность актуализации параметров, т.е. приведение параметров режима в соответствии с реальными в любой момент времени, что позволяет максимально точно получать эквивалент подсистем с возможностью их корректировки в случае изменения схемно-режимных состояний ЭЭС.

Для определения статических параметров был выбран расчетный метод ввиду того, что не имеются натурные данные с информационных систем. Расчетный способ является наиболее грубым способом, так как в нём используется типовой состав нагрузки, отличающийся от реального состава подсистемы.

Заключение

В выпускной квалификационной работе было проведено исследование возможности применения информационных технологий ЭЭС для построения всережимных эквивалентов ЭЭС.

В первом разделе рассмотрены основные требования к информации для построения всережимных эквивалентов. В ходе рассмотрения концепции построения всережимных эквивалентов даны определения всережимности, выявлено назначение эквивалентных подсистем.

Всережимность разрабатываемого эквивалента подразумевает способность идентично отображать реакцию оригинальной части ЭЭС в узле примыкания.

Основным назначением эквивалентных подсистем является достоверное отражение реакции соответствующих фрагментов при воспроизведении схемно-режимных состояний представленной без упрощения части ЭЭС.

Далее была рассмотрена методика построения всережимного эквивалента, в ходе которой были рассмотрены критерии эквивалентности:

- ✓ сохранение параметров режима узлов примыкания эквивалента (напряжение, перетоки мощности);
- ✓ сохранение баланса мощности в его составе.

Эквивалентирование осуществляется в несколько этапов, на каждом из которых решается некоторая частная задача с использованием соответствующих этой задаче методов. Также была определена возможность определения параметров эквивалента по статическим характеристикам подсистем ЭЭС.

Далее был определен состав натурной информации при проведении пассивного эксперимента.

Во втором разделе были рассмотрены основные принципы работы, структура и возможности применения информационных структур. Проведен сравнительный анализ применимости измерений с помощью ОИК/SCADA и

СМПП. На основе сравнительного анализа, можно сделать следующие выводы:

При использования измерений ОИК/SCADA возможно построить статические характеристики нагрузки, которые могут использоваться в качестве конечных эквивалентов подсистем и с достаточной достоверностью воспроизводить реакцию подсистемы, т.е. на основе натурной информации, переданной с помощью ОИК/SCADA возможно получить всережимный эквивалент подсистемы.

Но для получения динамических параметров, т.е. построения частотных характеристик, информационные системы ОИК/SCADA не подходят, так как не имеют функции векторного регулирования.

При использовании измерений СМПП возможно построить как статические, так и частотные характеристики за счет PMU-измерений при существенных скачкообразных изменениях напряжения и частоты в периоды относительно стабильных участков графика суточного потребления. Следовательно, при использовании натурной информации СМПП возможно построить более точный эквивалент подсистемы, чем при использовании натурной информации ОИК/SCADA-систем.

Методика расчета статических параметров эквивалентов нагрузочных подсистем ЭЭС, рассмотренная в третьем разделе, позволяет на основе измерений информационных систем получить эквивалентные параметры системы. И ОИК/SCADA, и СМПП регистрирует необходимые параметры для построения СХН, по которым с достаточной достоверностью может быть воспроизведена реакция подсистем. Определение эквивалентных параметров происходит на основе пассивного эксперимента, т.е. снятие натурных данных. Преимуществом пассивного эксперимента перед активным является возможность актуализации параметров, т.е. приведение параметров режима в соответствии с реальными в любой момент времени, что позволяет максимально точно получать эквивалент подсистем с возможностью их корректировки в случае изменения схемно-режимных состояний ЭЭС.

Для определения статических параметров был выбран расчетный метод ввиду того, что не имеются регистрограммы натурных данных с информационных систем. Расчетный способ является наиболее грубым способом, так как в нём используется типовой состав нагрузки, отличающийся от реального состава подсистемы.

На основании проделанной работы, можно сделать вывод о том, что с помощью натурной информации, переданной с телеинформационных систем ЭЭС, возможно построить всережимные эквиваленты подсистем.

Список литературы

- 1) Хрущев Ю.В., Прохоров А.В., Филин Е.Д. Концепция построения эквивалентных подсистем для всережимного моделирования электроэнергетических систем. - Электроэнергетика глазами молодежи: Том №1, 2015. – С.233-236.
- 2) Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электроэнергетических системах.- М.: Высшая школа.1985-536 с.
- 3) Веников В.А. Теория подобия и моделирования.- М.: Высшая школа.1976-479 с.
- 4) Хрущев Ю.В. Управление движением генераторов в динамических переходах энергосистем.- Томск: STT, 2001.-310с.
- 5) Хрущев Ю.В., Панкратов А.В., Бацева Н.Л., Полищук В.И., Тавлинцев А.С. Методика идентификации статических параметров нагрузки по результатам активного эксперимента. Известия Томского политехнического университета: Томск, № 4, Том 325, 2014. – С. 164-175
- 6) Воропай Н.И. Методы эквивалентирования электроэнергетических систем при больших возмущениях (обзор литературы).- М., 1973-124с.
- 7) Жуков Л.А., Стратан И.П. Установившиеся режимы электрических сетей и систем: Методы расчетов.- М.: Энергия, 1979.-416 с.
- 8) Хрущев Ю.В. Заповодников К.И., Юшков А.Ю. Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах: учебное пособие, изд-во ТПУ, 2010.-168 с.
- 9) Хрущев Ю.В. Методы расчета устойчивости энергосистем: учебное пособие, изд-во ТПУ, 2005.-176 с.
- 10) Балдов С.В., Бушуева О.А. Определение статических характеристик нагрузки по напряжению в электрических сетях с комплексной нагрузкой. Вестник ИГЭУ: Иваново, Выпуск № 6, 2014. С. 22-30.

- 11) Программное обеспечение «ОИК Диспетчер НТ» (ARIS SCADA) [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://iface.ru/prod/oik/>, свободный, дата обращения 12.05.16 г.
- 12) Программный комплекс ARIS SCADA РП часть 1. Екатеринбург, 2014.- 195с.
- 13) Аюев, Б.И. Система мониторинга переходных режимов ЕЭС/ОЭС. Сб. докладов всероссийской научно-практической конференции. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, – 2006. – С. 83 - 92.
- 14) Зеленохат, Н.И., Коротков, В.А., Наровлянский, В.Г., Строев, В.А. Технология векторного измерения параметров режима и ее применение к управлению режимами электроэнергетической системы, 2009.
- 15) Ayuev, B., Erokhine, P., Kulikov, Y. IPS/UPS Wide area measuring system / CIGRE, 2006.
- 16) Аюев Б.И., Жуков А.В. Новые подходы к мониторингу запаса устойчивости ЭЭС. Материалы III международной научно-практической конференции «Энергосистема: управление, конкуренция, образование».-Екатеринбург, 2008.
- 17) Куликов Ю.А. Использование технологии векторного измерения параметров в ЕЭС России для информационного обеспечения оперативно-диспетчерского управления.« Энергетик», № 1, 2009. С. -10-3
- 18) Небера А.А., Шубин Н.Г. Анализ перспектив применения технологии СМРР в распределительных сетях, Релейщик №1, 2014г.
- 19) Барановский И.Д., Хрущев Ю.В. К управлению режимами систем электроснабжения нефтяных промыслов с помощью нетрадиционных регулирующих устройств. Проблемы энергетики, №7 - 8/1, 2008. С. 54-61.
- 20) Балашов А.И. Управление проектами: учебник для бакалавров/ А.И. Балашов, Е. М. Рогова, М. В. Тихонова, Е. А. Ткаченко; под ред. Е. М.

Роговой. — М. : Издательство Юрай, 2013. — 383 с. — Серия : Бакалавр. Базовый курс.

- 21) Кондратьева М.Н. Экономика и организация производства: учебное пособие/ М.Н. Кондратьева, Е.В. Баландина, - Ульяновск: УлГТУ, 2013. – 98 с.
- 22) Фатхутдинов Р.А. Производственный менеджмент: Учебник для вузов. 6-е изд. – СПб.: Питер, 2008. – 496 с.
- 23) СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».
- 24) ГОСТ 12.1.005-88 «Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования».
- 25) СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».
- 26) ГОСТ Р 50923-96 «Дисплей. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения»
- 27) СанПиН 2.2.2./2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».
- 28) СН 1748-72 «Предельно допустимые уровни напряженности постоянного магнитного поля на рабочем месте при работе с магнитными устройствами и магнитными материалами».
- 29) ГОСТ 12.1.002-75 «Электрические поля промышленной частоты».
- 30) Правила устройства электроустановок. 6-е издание с изм. и допл. - СПб, 1999, -123 с.
- 31) НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
- 32) ТОИ Р-45-084-01 «Типовая инструкция по охране труда при работе на персональном компьютере».