Программный комплекс РЕТРЕН - НТ

(Технологические алгоритмы моделирования ЭЭС)

Научный руководитель ОАО
«НТЦ электроэнергетики», д.т.н., проф. Шакарян Ю.Г.

Зав. отделом Системного моделирования,
д.т.н., с.н.с
Рабинович М.А.

Ответственный исполнитель
Гл. эксперт отдела Системного Моделирования Каковский С.К.

Москва, 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ 6

2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЭС 8
2.1. Модель сети ЭЭС 13
2.2. Моделирование нагрузки 18
2.3. Расчет электрической сети 19
2.4. Решение системы уравнений узловых потенциалов 21
2.5. Расчет потокораспределения 23
2.6. Расчет установившихся режимов (УР). 24
2.6.1. Расчет отклонений частоты и фазы в установившемся режиме. 25
2.7. Расчет реактивной мощности узла с генерацией. 27
2.8. Особенности расчета сети 28
2.9. Упрощенная динамическая модель ЭЭС 30
2.9.1. Моделирование регулятора скорости 32
2.9.2. Регулирование напряжений 33
2.10. Подробная динамическая модель ЭЭС (режим частота – активная мощность). . 35
2.10.1 Модель ЭЭС. 36
2.10.2 Динамическая модель узла. 37
2.11. Классическая модель синхронного генератора 43
2.11.1. Синхронный генератор 44
2.11.2. Синхронные машины 44
2.11.3. Синхронный компенсатор (СК). 47
2.11.4. Регулирование возбуждения 47
2.12. Модель синхронной нагрузки. 49
2.13. Модель асинхронной нагрузки. 51
2.13.1. Требования к расчетной модели асинхронной нагрузки. 51
2.13.2. Постановка задач и схемы замещения асинхронной нагрузки. 52
2.13.3. Схема замещения и физический смысл параметров. 53
2.13.4. Динамический метод (ДМ) определения режима 57
ЭЭС с асинхронной нагрузкой. 57
2.13.5. Формирование задания на расчет установившегося 58
режима в узле с асинхронной нагрузкой. 58
2.13.6. Начальные условия для расчета режима АД динамическим методом. 60
2.13.7. Интегрирование системы уравнений 61
2.13.8. Уточнение модели асинхронного двигателя 62
2.13.9. Моделирование особых режимов асинхронного двигателя. 62
2.14. Задание параметров модели для расчетной схемы ЭЭС 63
2.14.1. Режимы моделирования расчетной схемы. 65
2.14.2. Задание общих параметров расчетной схемы. 69
2.14.3. Задание общих параметров расчета режима по частоте. 69
2.14.4. Задание общих параметров расчета режима по напряжению. 73
2.14.5. Задание общих параметров расчета синхронной машины. 74
2.14.6. Задание параметров автоматик. 76
2.14.7. Задание локальных параметров узлов. 78
2.14.8. Задание локальных параметров ветвей. 81
2.15. Цифровое моделирование ЭЭС. 82
2.15.1. Метод моделирования. 82
2.15.2. Структура комплекса РЕТРЕН 84
2.15.3. Структура программы МОДЕЛЬ 85

2.15.4. Тестирование эталонной модели узла ТЭС. 88
2.15.5. Тестирование эталонной модели узла ГЭС. 91

Введение. Моделированию электроэнергетических систем (ЭЭС) и энергообъединений традиционно уделяется большое внимание, что обусловлено применением этих моделей для решения ряда важных задач электроэнергетики. Практически все задачи планирования режимов, расчета их устойчивости, оптимизации режима по активной и реактивной мощности, достоверизации информации и множество других основаны на моделях ЭЭС и энергообъединений разного класса.

В комплексе программ (КП) РЕТРЕН реализованы два тапа моделей ЭЭС: Модели установившегося режима (УР) и динамические модели переходных режимов (ПР). Первый из них (УР) применяется наиболее широко ввиду своей простоты и минимальному объему нормативно-справочной информации (НСИ). Классические методы решения этой задачи (например, методом Ньютона) требуют введения балансирующего узла (или узлов) и приводят в большинстве случаев к искажениям режима.

От этого недостатка свободны динамические модели ЭЭС с учетом частоты. Такие модели наиболее близки к реальности. Основной недостаток таких моделей - значительный объем необходимой НСИ. Кроме того, такие модели требуют больших вычислительных затрат, что в настоящее время компенсируется возросшей на несколько порядков производительностью персональных компьютеров (ПК).

Особый класс моделей относится к задачам оперативного диспетчерского управления [1,3,9,10]. К этим моделям, функционирующим в реальном масштабе времени, предъявляются особые требования, главным из которых является адекватное отражение основных технологических особенностей поведения параметров режима энергообъекта во времени в нормальных, утяжеленных и аварийных режимах. Такие модели должны правильно отражать электромеханические и длительные переходные процессы в ЭЭС и энергообъединениях, а также действие всех основных

систем автоматического регулирования и противоаварийной автоматики (ПА) в реальном времени (РВ). В моделях ЭЭС РВ необходимо обеспечить ход переходных процессов в основных параметрах режима с той же скоростью, что и в реальных энергообъектах. В отдельных случаях необходимо ускоренное или замедленное протекание моделируемых процессов относительно РВ.

Другим необходимым свойством модели РВ, используемой в задачах оперативно-диспетчерского управления, является ее интерактивность, т.е. способность реагировать на действия персонала практически без промедления. Отметим, что реакция модели на действия систем регулирования и ПА, а также сценариев (тренировок, развития аварий и т.п.) также должна быть с теми временными характеристиками, которые имеют место в реальных ЭЭС. В целом, модели указанных классов предназначены для информационной поддержки оперативно-диспетчерского персонала.

И, наконец, модели энергообъектов РВ должны быть обеспечены текущей информацией о состоянии энергообъекта, которая, как правило, хранится в оперативно - информационных комплексах (ОИК). Эти данные, как правило, электрически несбалансированны из-за ошибок в телеинформации (ТИ) и требуют специальной обработки. После решения задачи оценивания состояния (ОС) могут быть найдены не только переменные состояния, но и не измеряемые параметры режима (например, напряжения и небалансы мощности в узлах моделируемой сети), т.е. информация, которая является исходной для модели РВ энергообъекта. Эта схема подготовки исходной информации реализована в рамках КП РЕТРЕН.

В настоящее время известен ряд программ моделирования переходных процессов (например, RUSTAB, MUSTANG, EUROSTAG и др.), которые решают подобные задачи. В этих программах, в отличие от настоящей работы, как правило, не удается достигнуть режима РВ для расчетных схем в несколько тысяч узлов на типовых персональных компьютерах.

Попытки использования для решения указанных задач моделей установившихся режимов (УР) применяются наиболее часто. Наряду с достоинствами такого подхода (простота реализации, высокая скорость расчета и минимум НСИ отметим и ряд недостатков. Это (как упоминалось выше) необходимость введения балансирующих узлов, искажение режима вблизи этих узлов, возможность расчета режима только в определенных точках пространства состояний (без гарантии существования перехода между ними), невозможность адекватного моделирования систем автоматического регулирования и ПА. Моделирование УР с неноминальной частотой в таких моделях ЭЭС также вызывает определенные проблемы.

В ОАО ВНИИЭ на базе динамической интерактивной модели энергообъединения [3,12] и конструктора человеко-машинного интерфейса КАСКАД-НТ [11] создан конструктор режимных тренажеров-советчиков РЕТРЕН. Комплекс разработан как интегрированная многофункциональная система, решающая ряд важных задач оперативного управления режимом энергообъединения в масштабе РВ. К ним относятся задачи оценивания состояния (ОС), оптимизации ведения оперативным персоналом текущего режима, выбора оптимальных управляющих воздействий при минимизации потерь в сети, обучения оперативно-диспетчерского персонала, оценки тяжести текущего режима, проверки надежности режимов ЭЭС и энергообъединений по критерию N – k а также при выводе в ремонт основного оборудования, проверки возможных действий оперативного персонала, выбора алгоритмов системы АРЧМ, АЧР, АПАХ (АЛАР) и ряд других. Но основная задача КП РЕТРЕН – это наиболее достоверный расчет режима ЭЭС в УР и ПР.

Динамическая модель РВ в КП РЕТРЕН применяется и для ряда прикладных задач, к которым относятся статистический анализ параметров режима, выявление статистической взаимосвязи однотипных и разнотипных параметров энергообъединения, проверка алгоритмов идентификации энергосистем как объектов управления и множество других.

Используемая в комплексе динамическая интерактивная модель энергообъединения применяется не только для расчета переходных режимов (ПР), но и для расчета УР моделируемой ЭЭС, как предельного значения в переходном процессе. Собственно говоря, понятие УР относится именно к предельному значению ПР. Несмотря на то, что при такой схеме расчета УР вычислительные затраты могут оказаться выше, чем в классических методах типа Ньютона-Рафсона, достоинства такого метода очевидны. Это возможность расчета режима при неноминальной частоте, отсутствие балансирующего узла, контроль существования режима при переходе от одного УР к другому. И наконец, возможность моделирования в РВ самой ЭЭС и ее систем регулирования и ПА.

Оперативно-диспетчерский персонал ряда энергообъектов (ФСК –ЕЭС, всех 8-ми его филиалов МЭС, СО-ЦДУ ЕЭС, ОДУ Центра и ряде других) использует ПК РЕТРЕН как режимный тренажер-советчик в задачах обучения и тренажа а также в своей повседневной деятельности по анализу режима ЕЭС России. Персонал службы режимов применяет его, главным образом, в задачах моделирования аварий, анализа планируемых режимов, проработки заявок на вывод в ремонт основного оборудования, выбора и

проверки алгоритмов противоаварийной автоматики, оценки надежности прогнозных режимов и т.п.

Требования к точности моделирования ЭЭС в моделях реального времени при решении перечисленных выше задач относительно невысоки. В этих системах важно качественно верно выполнить моделирование основных параметров режима энергообъединения в темпе РВ и обеспечить возможность управления параметрами модели средствами интерфейса пользователя, системами регулирования и ПА и сценариями. Что касается использования модели ЭЭС как советчика диспетчера, то в этом качестве необходимо обеспечить достаточно точное моделирование основных процессов в ЭЭС и соответствующая модель должна быть достаточно точной.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В рамках настоящей работы рассматривается задача построения режимной модели энергообъединения, функционирующей в РВ, называемой далее РЕТРЕН, с возможностью управления режимом практически в любой момент времени диспетчером, системами регулирования и противоаварийной автоматики и сценариями (развития аварий и тренировок). Кроме диспетчерского управления, осуществляемого в относительно медленном темпе (обычно несколько минут), некоторые системы ПА (АРЧМ, АЧР и т.д.) выполняют управление ЭЭС в темпе реального времени (РВ). Соответственно и моделирование этих систем необходимо выполнять в темпе РВ для адекватного представления результатов поведения энергообъекта пользователю.

Поскольку КП РЕТРЕН предназначен, главным образом, для систем РВ (диспетчерских тренажеров, советчиков диспетчера и т.д.), то необходимо обеспечить адекватное моделирование генерирующего (ТЭС, ГЭС, АЭС и ГАЭС) и сетевого (ВЛ и трансформаторы) оборудования, нагрузки потребителей мощности, средств автоматического управления (вторичного регулирования и противоаварийной автоматики (ПА)) и многочисленных типов источников реактивной мощности (ИРМ).

В тренажерных комплексах необходимо обеспечить нормальные и аварийные режимы (в том числе возможные ремонтные схемы), которые обеспечиваются в модели ЭЭС управлением топологией и параметрами сети в РВ, а также параметрами основного оборудования (генерацией и потреблением). Необходимо воспроизводить как одиночные, так и последовательные возмущения (например, суточные графики нагрузки).

В тренажерных системах (и в практической деятельности) диспетчер управляет топологией сети коммутационными средствами на станциях и

подстанциях. Переключения выполняются по правилам коммутаций, гарантирующих их безопасность. Таким образом, в ПК необходимо обеспечить информационное взаимодействие режимной и коммутационной модели объекта.

Значительное место в деятельности диспетчера занимает восприятие информации с экрана его автоматизированного рабочего места (АРМ). Правильная организация системы отображения снизит утомляемость диспетчера, а также позволит ему своевременно и адекватно реагировать на сложную аварийную обстановку на электроэнергетических объектах.

Основную информацию диспетчер получает из таблиц и схем энергообъектов с динамически изменяющимися параметрами режима. Схемы и таблицы должны иметь иерархическую структуру, а также развитую возможность навигации.

В современных системах отображения оперативной информации широко применяются графики, диаграммы и другие подобные средства. Проблема состоит в правильной организации анализа такой информации, формировании обобщенных параметров, подсказок и советов диспетчеру в его профессиональной деятельности.

Непременным требованием к диспетчерским системам отображения информации является наличие в них аварийных сообщений о переключениях коммутационного оборудования и о нарушениях режима. Современные оперативно информационные комплексы (ОИК), или по общепринятой международной терминологии системы SCADA-EMS, имеют развитые комплексы программ аварийных предупреждений (ALARMs), содержащие не только аварийные сообщения и списки с возможностью их квитирования оперативно-диспетчерским персоналом, но и фиксированием на схемах энергообъектов состояний коммутационных аппаратов, выполнивших переключения. Диспетчер может проследить на экране автоматизированного рабочего места (АРМа) всю иерархическую цепочку нарушений и, таким образом, проанализировать последовательность событий при развитии аварии, что помогает ему принять решения по ее устранению.

В советчиках диспетчера по ведению режима моделирование ЭЭС необходимо выполнять достаточно точно, поскольку по его результатам требуется принимать решения в процессе оперативного управления. При ведении нормального режима моделирование может выполняться на качественном уровне, однако в утяжеленном и послеаварийном режиме необходимо достаточно точно воспроизводить характерные особенности в поведении параметров режима.

Вопросы применения моделей РВ в качестве советчиков диспетчера оказываются не простыми. Основным из них является вопрос адекватности текущего режима ЭЭС и режима в модели. Традиционно для решения задачи адекватного представления текущего режима в модели ЭЭС используется задача оценивания состояния (ОС). Для решения этой задачи необходимо обеспечить достаточное количество и качество телеизмерений в ОИК. К сожалению, задачу оценивания состояний крайне редко удается решать в темпе РВ с достаточной точностью. Здесь основной проблемой, которая далее не рассматривается, является недостаток и низкая точность телеизмерений (ТИ) и телесигналов (ТС).

2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЭС

В КП КАСКАД можно использовать статические и динамические модели ЭЭС. В состав моделей установившихся режима (УР) для ЭЭС входят: модель РЕТРЕН, разработанная в рамках КП КАСКАД, и модели ЭЭС сторонних разработчиков РАСТР и КОСМОС, которые могут подключаться к системе управления и отображения информации КП КАСКАД.

Таблица моделей УР в КП КАСКАД

	Типы моделей ЭЭС	**Метод расчета**	**Исходная информация**	**Режим управления**
1	Модель УР с единой частотой РЕТРЕН	Гаусс, Ньютон	Формат ЦДУ	Схема, таблицы КАСКАД
2	Модель УР с индивидуальной частотой РЕТРЕН	Гаусс, Ньютон	Формат ЦДУ	Схема, таблицы КАСКАД
3	Модель УР с единой частотой РАСТР	Ньютон	Формат ЦДУ Формат РАСТР	Схема, таблицы КАСКАД
4	Модель УР с единой частотой КОСМОС	Ньютон	Формат ЦДУ Формат Космос	Схема, таблицы КАСКАД

Модели УР ЭЭС наиболее привычный и наименее точный инструмент для анализа режимов ЭЭС. Основные неточности модели УР с единой частотой вызваны необходимостью вводить балансирующий узел (для компенсации возникающего небаланса мощности), в окрестности которого режим сети искажен по сравнению с реальным. Имеются проблемы расчета при неноминальной частоте моделируемой ЭЭС и в случае разделения всей ЭЭС на отдельные несинхронные части моделируемой ЭЭС.

Как упоминалось выше, классические задачи расчета УР (РАСТР, КОСМОС) не могут гарантировать существование режима ЭЭС в процессе перехода из одной точки в пространстве состояния к другой. Несомненным

достоинством классических задач расчета УР (в том числе и той, которая разработана в рамках настоящей работы) является их быстрая сходимость к решению.

В связи с указанными недостатками в рамках КП КАСКАД разработан алгоритм расчета УР как предельного режима в переходном процессе. Расчет УР в этом случае оказывается растянутым во времени, которое можно значительно сократить, выбрав все постоянные времени модели динамики на порядок меньше реальных. При этом указанные выше недостатки расчета УР будут практически устранены.

Модель динамики ЭЭС (даже упрощенной) требует большой объем нормативно-справочной информации (НСИ) и параметров объекта управления, которые недоступны при решении в темпе РВ. При отсутствии нормативно-справочной информации по основному оборудованию (параметров регуляторов скорости турбин, котельной автоматики энергоблоков, регуляторов напряжения и т.д.), можно воспользоваться их типовыми значениями, что приведет к некоторым отклонениям моделируемых процессов от действительных значений для перечисленных ниже задач. Использование даже такой упрощенной динамической модели ЭЭС обеспечит более адекватные результаты моделирования (по сравнению с моделями установившегося режима (УР)) в большинстве рассматриваемых задач. В таблице указаны типы моделей динамики в КП КАСКАД.

Таблица моделей динамики в КП КАСКАД

	Типы моделей динамики ЭЭС	**Метод расчета частоты**	**Метод расчета напряжения узлов**	**Исходная информация**	**Режим управления**
1	Модель ПР с единой частотой ЭЭС	Уравнения движения F	ПИ регулятор U	Формат ЦДУ	Схема, таблицы КАСКАД
2	Модель ПР с индивидуальной частотой узлов	Уравнения движения F	ПИ регулятор U	Формат ЦДУ	Схема, таблицы КАСКАД
3	Модель ПР с индивидуальной частотой узлов	Уравнения движения F	Управление ЭДС в статике	Формат ЦДУ	Схема, таблицы КАСКАД
4	Модель ПР с индивидуальной частотой узлов	Уравнения движения F	Управление ЭДС алгоритм МУСТАНГ	Формат ЦДУ Формат МУСТАНГ	Схема, таблицы КАСКАД

В КП РЕТРЕН выполнено моделирование тепловых, гидравлических и атомных станций. Последние моделируются по упрощенной схеме (подобно тепловым станциям). Отдельный узел расчетной схемы может состоять из энергоблоков всех типов с указанием их долевого участия.

Представляющие в дальнейшем интерес колебания параметров режима заключают в себе как быстрые электромеханические колебания синхронных машин, так и относительно медленные процессы изменения частоты под действием изменения паропроизводительности котельных установок ТЭС и средств автоматического регулирования. В модели адекватно представлены характерные особенности ГЭС (гидроудар и изодромный регулятор частоты), которые участвуют во вторичном регулировании частоты и мощности энергообъединения. Характерные постоянные времени, присущие этим процессам, сравнимы по длительности со временем действия управляющих воздействий при автоматическом управлении и временем принятия решения при оперативном диспетчерском управлении.

Математическая модель ЭЭС для расчета электромеханических и длительных переходных процессов параметров режима состоит из совокупности моделей основных ее элементов — турбин, генераторов, котельной автоматики, электрической сети, узлов нагрузки, систем управления и регулирования. Для целей настоящей работы используются простые модели электромеханических и длительных переходных процессов.

Для задач оперативного управления режимом целесообразно представление нагрузки с учетом статических характеристик по напряжению и частоте. В отдельных случаях моделирование двигательной нагрузки выполняется более точно (с учетом синхронных (СД) и асинхронных двигателей (АД)).

При решении ряда задач необходимо моделировать сложные сети большой размерности. Возмущение, приложенное к некоторой точке ЭЭС, передается ее элементам в разной степени, главным образом, в зависимости от расстояния. Близкие элементы, сильно связанные электрически с точкой приложения возмущения, необходимо моделировать достаточно точно. Элементы, значительно удаленные, будут испытывать малое возмущение и поэтому могут моделироваться приближенно (например, в линейном приближении).

В рамках настоящего программного комплекса (КП) разработаны модели ЭЭС разной точности (см. таблицы выше) с учетом изменения частоты и напряжения в узлах энергообъединения:

- Модель установившегося режима (УР),
- Упрощенная динамическая модель (УДМ) ЭЭС,
- Подробная динамическая модель (ПДМ) по частоте и активной мощности,

- Классическая модель синхронного генератора (по алгоритмам КП МУСТАНГ).

Эти модели отличаются только динамикой узлов, которая описывается системой дифференциальных уравнений и моделями регуляторов напряжения (РН). Расчет потокораспределения выполняется в комплексной форме одинаково для всех четырех моделей. Отметим, что в настоящей работе даже УР рассчитывается средствами динамической модели с малыми постоянными времени ее элементов. В этом случае значительно повышается вероятность существования физического перехода одного УР в другой (что при классическом решении задачи УР, например, методом Ньютона, является проблемой).

В режиме РВ УР считается как предельный во времени полный динамический режим. Это требует значительного времени (порядка нескольких десятков секунд) пока установится переходной режим модели. В одном из вариантов расчета, УР считается с единой (общей) частотой для всей модели ЭЭС. Частоту в этом случае можно считать быстро по статическим характеристикам узлов генерации и потребления .

Во всех рассматриваемых ниже динамических моделях ЭЭС сеть, связывающая узлы расчетной схемы, представлена без учета динамики ВЛ.

Отличительной особенностью представленной модели является ее способность выполнять моделирование непрерывно (без ограничения по времени) в ускоренном, замедленном и реальном времени.

Другой характерной особенностью рассматриваемой модели является ее способность учета собственной частоты в каждом узле расчетной схем. Это исключает необходимость разделения расчетной схемы на отдельные «острова», функционирующие с единой частотой. Таким образом, расчетная схема может быть разделена на неограниченное число частей (но не более количества узлов). Для связанной расчетной схемы в установившемся режиме частота естественно оказывается общей.

Модель узла. Узлы расчетной схемы характеризуются следующими параметрами в установившемся режиме (см. рис.2.1):

- комплексным напряжением $\mathbf{U_i}$ (модулем и фазой- U_i, φ_i) в узле;
- отклонением частоты от синхронной (Fi)
- активной и реактивной нагрузкой ($P_{нi}$, $Q_{нi}$);
- активной и реактивной генерируемой мощностью ($P_{гi}$, $Q_{гi}$);
- активной и реактивной мощностью перетоков ($P_{iк}$, $Q_{iк}$);
- активной и реактивной обменной мощностью ($P_{сi}$, $Q_{сi}$);
- инъекцией внешней мощности в узле ($P_{инi,}$ $Q_{инi}$);

- активный и реактивный шунт в узле ($P_{шi}$, $Q_{шi}$).

Каждый из этих параметров представлен в уравнениях сети в комплексном виде. Инъекция внешней мощности представляет в уравнениях сети соседние ЭЭС, которые не входят в расчетную схему сети и межсистемные перетоки мощности которых известны.

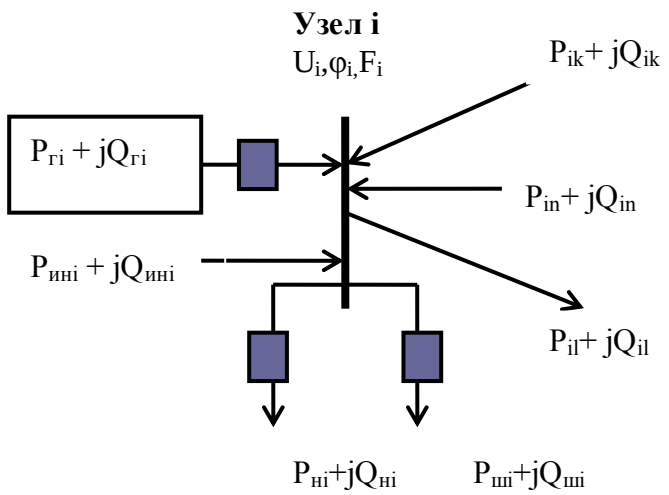


Рис. 2.1. Простая схема замещения узла **i.**

Под внешней мощностью понимается обменная мощность с соседями моделируемой сети. Комплексные значения этих параметров U_i , $S_{нi}$, $S_{гi}$, $S_{иni}$ имеют вид:

$\mathbf{U_i} = U_i \exp(-j\varphi_i)$

$\mathbf{S_{нi}} = P_{нi} + jQ_{нi}$ $\qquad$ i = 0, 1, … N-1 $\qquad$ (2.1)

$\mathbf{S_{гi}} = P_{гi} + jQ_{гi}$

$\mathbf{S_{иni}} = P_{иni} + jQ_{иni}$

$\mathbf{S_{шi}} = P_{шi} + jQ_{шi},$

Комплексный переток мощности по высоковольтной линии (ВЛ) и сальдо обменной мощности представим в виде:

$\mathbf{S_{iк}} = P_{iк} + jQ_{iк}$ $\qquad$ i , k = 0, 1, … N-1

$\mathbf{S_{ci}} = P_{ci} + jQ_{ci} = \sum \mathbf{S_{ik}}$ $\qquad$ i != k

φ_i – фаза напряжения на шинах узла

F_i – частота напряжения на шинах узла i.

Комплексный переток мощности S_{ik} формируется только между связанными узлами.

В схеме замещения узла на рис.2.1 указаны выключатели генерации узла, его комплексной нагрузки и шунта. Первый из них может отключать генерацию
узла, второй – потребление и третий - шунт (реактор или компенсатор).

При моделировании динамики и спользуется как схема представления узла генерации на рис.2.1, так и другая схема, представленная на рис.2.2, с переходным реактивным сопротивлением $X_{гi}$, модулем ЭДС E_i, фазой ротора δ_i, модулем напряжения на шинах U_i и фазой φi. Комплексный переток в переходном сопротивлении $\mathbf{S_i} = P_i + jQ_i$.

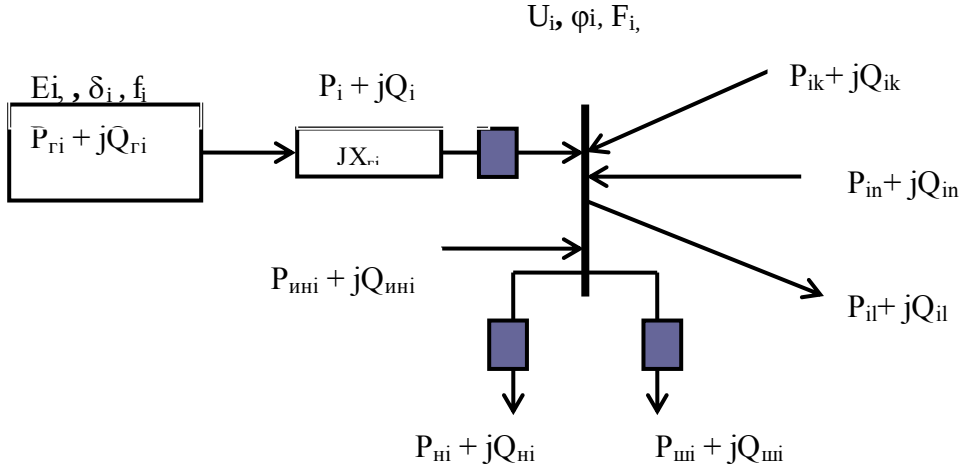


Рис. 2.2**.** Схема замещения узла **i** для модели динамики.

На этой схеме E_i**,** δ_i , f_i - ЭДС , фаза и частота ротора генератора за переходным сопротивлением. Далее под f_i и F_i будем понимать отклонение частоты ротора и частоты на шинах генератора от синхронной.

Простая модель узла. Кроме представленной выше, используется упрощенная модель узла (см. рис.2.1), в которой отсутствует переходное сопротивление. В этом случае напряжение узла U_i**,** определяется как функция реактивной генерации в узле U_i**,** = U_i**,(**Qi**),** где Qi= Qi(Ui –U_{i0}) вычисляется по ПИ закону.

Простая модель узла обеспечивает астатическое регулирование напряжения в узле по значению уставки U_{i0} , при этом переходной процесс по напряжению окажется длительностью несколько секунд. Переходной процесс по частоте формируется уравнением движения (см. п.). Эта модель динамики узла примечательна тем, что в установившемся режиме обеспечивается расчетное значение напряжения узла, совпадающее с его значением в формате ЦДУ.

Простая модель узла может применяться в той части расчетной схемы, которая электрически удалена от места возмущения.

2.1. Модель сети ЭЭС

В комплексе **РЕТРЕН** расчеты установившегося электрического режима сети выполняются методом Гаусса с одновременным расчетом

отклонений частоты во всех узлах расчетной схемы. Выполняется предварительная оптимизация порядка исключения неизвестных и треугольная факторизация матрицы проводимостей системы линейных алгебраических уравнений. На каждом шаге интегрирования системы дифференциальных уравнений решается в комплексном виде система нелинейных уравнений сети.

В настоящей работе обозначения нормативно-справочной информации и параметров режима приняты в соответствии с описанием программы МУСТАНГ. Обычным шрифтом обозначены действительные величины, полужирным прямым – комплексные и полужирным наклонным – векторные параметры.

Модель ветвей. Взаимосвязь между узлами генерации и нагрузки осуществляют линии электропередач (ветви), которые обычно задаются в соответствии с П-образной схемой замещения. Параметры ВЛ, описывающие взаимосвязь между i-м и к-м узлами сети принято задавать в виде полного комплексного сопротивления $\mathbf{Z_{iк}}$

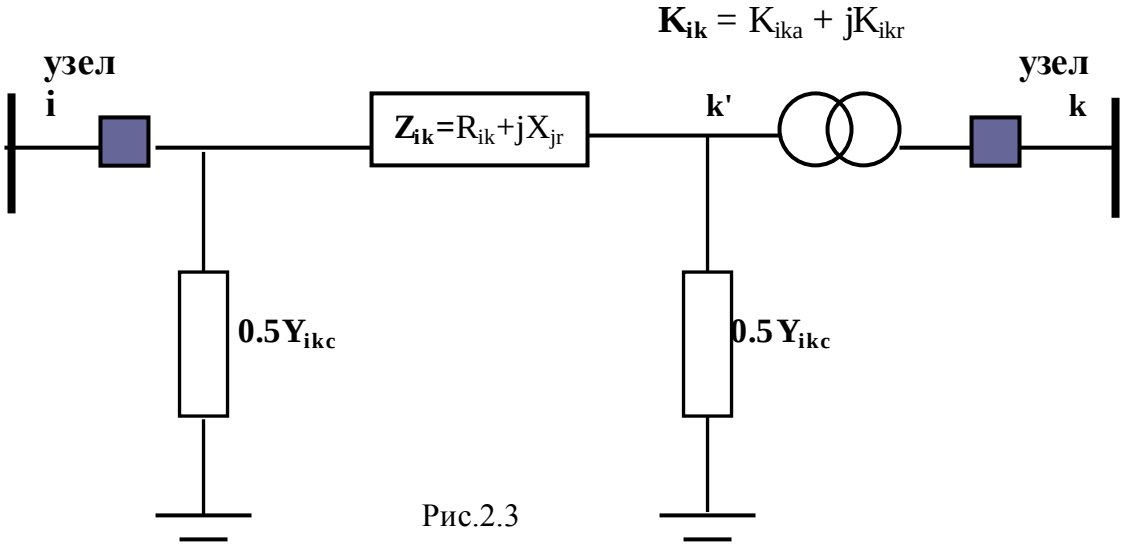


Рис.2.3

где

$\mathbf{Z_{ik}} = R_{ik} + jX_{ik}$	сопротивление ветви,
$\mathbf{Y_{ic}} = \mathbf{Y_{kc}}=0.5\mathbf{Y_{ikc}}$	разнесенная по **П**-образной схеме замещения, узловая проводимость $\mathbf{Y_{ikc}}$ ветви на землю,
$\mathbf{K_{ik}} = K_{ika} + jK_{ikr}$	комплексный коэффициент трансформации (продольная и поперечная составляющие).

Проводимость ВЛ на землю состоит из емкостной проводимости $X_{ikc}= C_{ik}$ и проводимости короны R_{ikc} :

$$\mathbf{Z_{lc}}=\mathbf{Z_{ikc}} = R_{ikc} + jX_{ikc}, \ (l = 1, 2, 3, ... L) \qquad (2.2)$$

При формировании матрицы проводимостей ***Y*** и расчете сети значения $\mathbf{Z_{ik}}$ пересчитывают в элементы [15]:

$$\mathbf{Y}_{ik} = -\frac{1}{\mathbf{Z}_l} = \frac{R_{ik}}{R_{ik}^2 + X_{ik}^2} + j\frac{X_{ik}}{R_{ik}^2 + X_{ik}^2}. \qquad (2.3)$$

Сопротивления линии $\mathbf{Z_{ikc}}$ (емкостное и от короны) на землю (в соответствии с эквивалентной схемой) пересчитывается в проводимость шунта в узле i:

$$\mathbf{Y_{ci}} = \mathbf{0{,}5}\sum_{\mathbf{k \neq i}} \frac{\mathbf{1}}{\mathbf{Z_{ikc}}} \qquad (2.4)$$

Проводимость всех ветвей и шунтов с учетом трансформаторов приводятся к расчетному (при котором выполняется расчет режима) напряжению $U_{рас}$ с помощью соотношения:

$$\mathbf{Y_{ik}^{рас}} = \frac{\mathbf{Y_{ik}} U_{ном}^2}{U_{рас}^2}. \qquad (2.5)$$

Таким образом, недиагональные элементы матрицы проводимостей $\{Y_{ik}\}$ представляют собой проводимости ветвей с учетом коэффициента трансформации $\mathbf{K_{ik}}$. Узлы i и k могут соединяться любым количеством параллельных связей (в том числе и трансформаторных).

Проводимости ветвей на землю (емкостная и от короны) пересчитываются в узловые $\mathbf{Y_{ci}}$ и добавляются к диагональным элементам матрицы проводимостей.

Модель трансформатора. Коэффициент трансформации задается отношением напряжения на связи в точке k' к напряжению узла в точке k**:**

$$\mathbf{K_{ik}} = \mathbf{U_k/U_i}$$

$$\mathbf{K_{ik}} = K_{ika} + jK_{ikr} \qquad (2.6)$$

где K_{jia} и K_{jir} продольный и поперечный коэффициенты трансформации ветви.

Реальные ЭЭС содержат различные ступени напряжений, переход между которыми осуществляется посредством трансформаторов. В тоже время расчет сети наиболее просто выполняется для одного уровня напряжения. В этом случае трансформаторы необходимо заменить эквивалентной схемой [12].

Будем пользоваться следующими допущениями при использовании вышеуказанной схемы замещения трансформатора:

- не учитывается насыщение магнитных полей. Трансформатор рассматривается как линейный элемент;

- не учитывается ток намагничивания (менее 3% от номинального тока);

Для начального и конечного узла схемы замещения трансформатора, можно записать следующие уравнения:

$$\mathbf{U_i} = \frac{\sum\limits_{\mathbf{m \neq k}}^{\mathbf{m}} \mathbf{U_m} \cdot \mathbf{y_{im}} + \mathbf{U_k} \cdot \mathbf{y_{ik}^T}}{\sum\limits_{\mathbf{m \neq k}}^{\mathbf{m}} \mathbf{y_{pim}} + \mathbf{y_{ik}^T} + \mathbf{y_{ik0}^T}};$$

$$\mathbf{U_k} = \frac{\sum\limits_{\mathbf{n \neq i}}^{\mathbf{n}} \mathbf{U_n} \cdot \mathbf{y_{kn}} + \mathbf{U_i} \cdot \mathbf{y_{ik}^T} + \mathbf{U_i} \cdot \mathbf{y_{ki}^T}}{\sum\limits_{\mathbf{n \neq i}}^{\mathbf{n}} \mathbf{y_{kn}} + \mathbf{y_{ik}^T} + \mathbf{y_{ki}^T} + \mathbf{y_{ik0}^T}}; \qquad (2.7)$$

где:

$$\mathbf{y_{ik}^T} = \frac{\mathbf{y_{ik}}}{\mathbf{k}};$$

$$\mathbf{y_{i0}^T} = \mathbf{y_{ik}}\left(\mathbf{1} - \frac{\mathbf{1}}{\mathbf{k}}\right); \qquad (2.8)$$

$$\mathbf{y_{q0}^T} = \frac{\mathbf{y_{ik}}}{\left|\mathbf{k}^2\right|} \cdot (\mathbf{1} - \mathbf{k});$$

$$\dot{\mathbf{y}}_{\mathbf{ki}}^{\mathbf{T}} = \mathbf{j} \cdot \frac{\mathbf{2} \cdot \mathbf{k_{ikr}}}{\left|\dot{\mathbf{k}}^2\right|} \cdot \mathbf{y_{ik}};$$

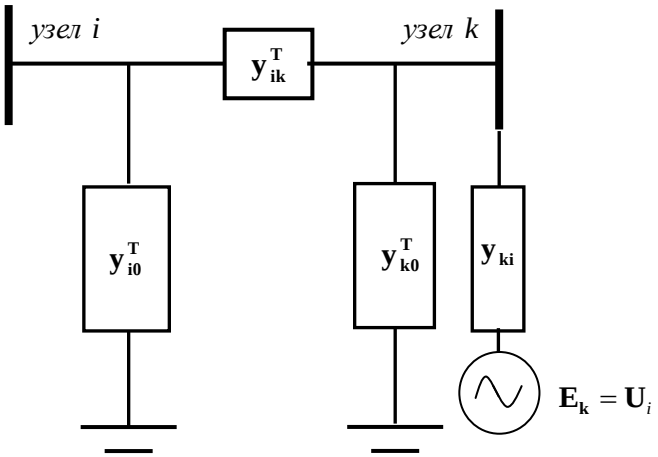


Рис. 2.3.а

Данная схема замещения трансформатора на рис.2.3а позволяет избавиться от несимметрии матрицы проводимостей. В k-ый узел добавляется компенсирующее ЭДС E_k, равное по величине вектору напряжения в i-ом узле и подключённому к узлу k через проводимость $\mathbf{y_{ki}^T}$, обусловленную наличием мнимой составляющей коэффициента трансформации.

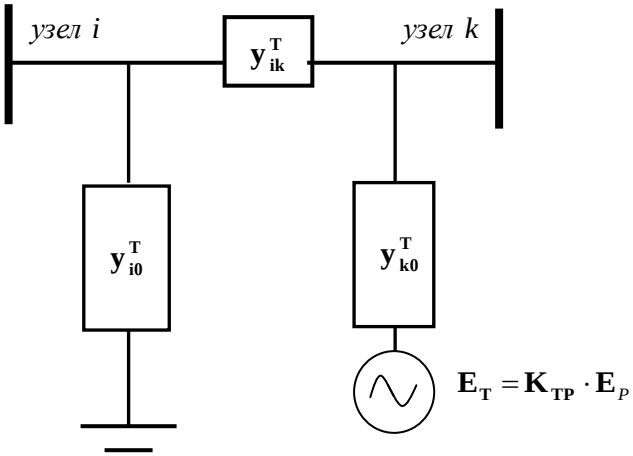


Рис. 2.3.б

Предложенная методика учёта трансформаторов с неноминальными комплексными коэффициентами трансформации позволяет проводить расчёт электрической сети, используя симметричную матрицу проводимостей.

После преобразований схема замещения трансформатора с неноминальным комплексным коэффициентом трансформации принимает вид на рис. 2.3б.

В силу линейности пассивных элементов схем, $\mathbf{E_P}$ **и** $\mathbf{E_T}$ связаны коэффициентом пропорциональности:

$$\mathbf{k_{Tk}} = \frac{\mathbf{y_{ki}}}{\mathbf{y^T_{ki} \cdot k_{Tk} + y^T_{k0}}};$$

где $\mathbf{k_{Tk}}$ – коэффициент распределения напряжения в узле k.

Решение системы уравнений, описывающих электрический режим сети с комплексным коэффициентом трансформации, можно представить в виде суммы двух составляющих:

$$\mathbf{U_i} = \mathbf{U_i^*} + \sum_{\mathbf{T}} \mathbf{k_{Ti} \cdot E_T};$$

где – $\mathbf{U_i^*}$ вектор напряжения в узле i, определённый без учёта влияния комплексных составляющих коэффициентов трансформации;

$\sum_{\mathbf{T}} \mathbf{k_{Ti} \cdot E_T}$; -составляющие вектора напряжения, обусловленные влиянием мнимой составляющей коэффициентов трансформации; $\dot{k}_{Ti}$ - коэффициент распределения напряжения в узле i, численно равный напряжению в этом узле при приложении единичного вектора ЭДС $\dot{E}_T = 1$ в к-ом узле, смежном с узлом i.

Таким образом, учёт комплексных коэффициентов трансформации сводится к решению дополнительной системы линейных алгебраических

уравнений, определяемой полной матрицей коэффициентов распределения напряжения относительно узлов, ограничивающих трансформаторные ветви с комплексными коэффициентами трансформации. $\mathbf{U}_i^*$-заданная величина, а $\mathbf{E}_T$- искомая.

Нахождение вектора **U** с обеспечением отработки заданных значений мощностей и модулей напряжения представляет нелинейную задачу, которая решается итерационно. На каждой итерации решается линеаризованная система матричного уравнения методом упорядоченного исключения Гаусса:

$$\mathbf{Y} \cdot \mathbf{U}^* = \mathbf{G} \cdot \mathbf{E}; \qquad (2.9)$$

где **E** уточняется на каждой итерации.

2.2. Моделирование нагрузки

При построении моделей ЭЭС РВ в настоящей работе находят применение два типа моделей нагрузки: динамические и статические.

Динамическая нагрузка образована двигателями промышленных предприятий, инерционность которых определяется, главным образом, механической инерцией вращающихся масс. В общем случае мощность нагрузки в узлах электрической сети имеет вид

$$P_н = P_{ст} + P_{сд} + P_{ад} \qquad (2.10)$$
$$Q_н = Q_{ст} + Q_{сд} + Q_{ад},$$

где $P_{ст}$, $Q_{ст}$ - статистические части комплексной нагрузки; $P_{сд}$, $Q_{сд}$ - потребление активной и реактивной мощности синхронными двигателями (СД) и $P_{ад}$, $Q_{ад}$ - соответствующие мощности асинхронных двигателей (АД).

Нагрузка (2.10) содержит эквивалентный асинхронный двигатель (АД) и эквивалентный статический электроприемник (СЭ). Синхронный двигатель (СД) учитывается при необходимости отдельно, для чего используется модель генератора с отрицательной активной мощностью.

Нагрузки $P_{ст}$ и $Q_{ст}$ - определяются своими статистическими характеристиками [5,11]:

$$P_{ст}(U, \varphi) = P_{ном}[\alpha_0 + \alpha_1 U/U_0 + \alpha_2 (U/U_0)^2 + \alpha_f \Delta f / F_0] \quad (U > U_k)$$
$$P_{ст}(U) = P_k (U/U_к)^2 \qquad U < U_k) \qquad (2.11)$$
$$Q_{ст}(U, \varphi) = Q_{ном}[b_0 + b_1 U/Uo + b_2 (U/U_0)^2 + b_f \Delta f / F_0] \quad (U > U_k)$$
$$P_{ст}(U) = Q_k (U/U_к)^2 \qquad (U < U_k)$$

где U_0 - номинальное напряжение узла нагрузки, P_k и Q_k - активная и реактивная мощности при критическом значении напряжения U_k, F_0 - номинальное значение частоты, $P_{ном}$ и $Q_{ном}$ - значения активной и реактивной мощности нагрузки при номинальном напряжении; U_k - критическое значение напряжения узла нагрузки, ниже которого нагрузка представляется постоянной проводимостью; α_i и b_i коэффициенты статической характеристики нагрузки. Значения коэффициентов α_i, b_i, α_f, b_f зависят от состава нагрузки. Коэффициенты для трех используемых в работе характеристик приведены в таблице:

N	α_0	α_1	α_2	α_f	b_0	b_1	b_2	B_f
	0,3	0,7		1	3,5	-7,0	4,5	-2,0
	0,1	0,9		1,4	5,7	-12,7	8,0	-3,2
	-0,1	1,1		2,44	8,6	-19,6	12,0	-6,0

Кроме трех указанных статических характеристик для мощности нагрузки используются еще две: постоянное значение P,Q и представление нагрузки в виде постоянной проводимости.

Отметим, что в установившемся режиме статические характеристики для мощности нагрузки приближенно отражают все виды потребления в узле, в том числе и двигательные.

В узле можно представить комплексную нагрузку из асинхронной $P_{сд}$, $Q_{сд}$ и постоянной P, Q с долевым участием а и 100-а % соответственно. Ниже (см. п. 2.13) представлено описание асинхронного двигателя с учетом динамики его поведения.

Разрабатываемая в настоящее время синхронная нагрузка $P_{сд}$, $Q_{сд}$ описывается такой же системой уравнений, как и СГ с учетом некоторых отличий [13,17].

2.3. Расчет электрической сети

Рассмотрим электрическую сеть, содержащую M узлов, в которых может содержаться как комплексная генерация, так и комплексная нагрузка. Такая электрическая сеть из узлов, соединенных связями, в установившемся режиме описывается системой уравнений узловых потенциалов [15]:

$$\mathbf{Y_{ii}U_i} + \sum_{\mathbf{k \neq i}} \mathbf{Y_{ik}U_k} = \mathbf{I_i} = \frac{\mathbf{S_i^*(U_i, f_i)}}{\mathbf{U_i^*}}, \qquad (2.12)$$

где $\mathbf{Y_{ik} = -Y_l}$, l = 1, 2, ... L - недиагональные элементы матрицы проводимостей.

$$\mathbf{Y_{ii} = -\sum_{k \neq i} Y_{ik} + Y_{нi} + Y_{ci} + Y_{шi}}, \qquad (2.13)$$

$i = 1, 2, \ldots M$

диагональные элементы матрицы **Y**, и $\mathbf{U_i}$, $\mathbf{I_i}$ - комплексы узловых напряжений и токов, а $\mathbf{S}_i(U_i,f_i)$ - узловая мощность.

Входящие в (2.12) комплексные проводимости ВЛ $\mathbf{Y}_l$ задаются в соответствии с П - образной схемой замещения [12], а $\mathbf{Y}_{нi}$, $\mathbf{Y}_{ci}$ и $\mathbf{Y}_{шi}$ представляют проводимость узловой нагрузки, проводимость на землю (от емкости и короны ВЛ) и комплексного шунта узла i.

Если каждое из уравнений (12) умножить на $\mathbf{U_i}^*$, то получим уравнение узловых потенциалов в форме баланса мощностей:

$$\mathbf{Y_{ii}U_iU_i^*} + \sum \mathbf{Y_{ik}U_kU_i^*} = \mathbf{S_i^*}(\mathbf{U_i},\mathbf{f_i}) \qquad (i = 1, 2, \ldots M). \qquad (2.14)$$

Первая из форм уравнений узловых потенциалов (в форме баланса токов) может быть решена в комплексной форме с учетом явной схемы интегрирования системы дифференциальных уравнений СГ. Вторая форма может использоваться для совместного решения с системой уравнений СГ с применением неявной схемы интегрирования дифференциальных уравнений.

В матричной форме система уравнений узловых потенциалов в форме баланса токов имеет вид:

$$\mathbf{YU} = \mathbf{I} = \frac{\mathbf{S}^*}{\mathbf{U}^*} \qquad (2.15)$$

где **U** - вектор узловых напряжений, **I** - вектор узловых токов и $\mathbf{S}^*$ - вектор, составленный из значений комплексно - сопряженных узловых мощностей.

Поскольку система уравнений (2.15) является переопределенной, то напряжение одного из узлов (называемого в дальнейшем балансирующим) может быть задано произвольно [15] и, в частности равняться нулю. Именно такой случай рассматривается далее. При этом предположении удобно считать землю балансирующим узлом с напряжением $\mathbf{U_б} = 0$. В этом случае уравнение, описывающее балансирующий узел, можно исключить из системы (2.15), которая является, таким образом, системой из N комплексных уравнений с N комплексными неизвестными значениями напряжений $\mathbf{U}_i$, i = 1, 2, ..., N.

Системы уравнений (2.12) и (2.15) в общем случае являются нелинейными, что проявляется в зависимости вектора токов от значений вектора неизвестных **U** и f. Их решение может быть получено итеративно, путем линеаризации исходного уравнения (2.15) в точке решения, найденного на предыдущей итерации.

В КП РЕТРЕН для решения нелинейной системы уравнений (2.15) можно использовать несколько методов: Гаусса, Ньютона, Зейделя и их модификаций.

В настоящей версии программы для расчета УР, в основном, использована простейшая итерационная процедура нахождения решения (векторный вариант метода Гаусса с учетом общей частоты), а именно многократное уточнение правой части уравнения (2.15), т.е. вектора токов, полученными на предыдущих итерациях значениями напряжений и частоты. В этой методике на каждом шаге вычислительного процесса выполняется регулирование узловых напряжений U (модуля и фазы).

Имеется также возможность использовать метод Ньютона для расчета УР сети. Этот метод расчета используется, главным образом, в задаче оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности.

Существует также возможность подключения счетчиков других программных комплексов (например, РАСТР) при сохранении системы управления и отображения информации настоящего комплекса.

В узлах сети должны быть выдержаны режимные ограничения некоторых параметров. Так, для узлов генерации при заданных значениях P и $|\mathbf{U}|$ вводятся ограничения на реактивную мощность Q_{min} и Q_{max} в узлах генерации:

$$Q_{min} < Q < Q_{max}. \qquad (2.16)$$

Внутри пределов по реактивной мощности, в узле выдерживается заданный модуль напряжения (см. ниже). Значение генерации реактивной мощности в узле вычисляется в этом случае путем регулирования по ПИ закону. При достижении пределов по реактивной мощности, расчет напряжений выполняется по выражению (2.15). Параметры ПИ регулятора напряжения (коэффициенты при интегральной и пропорциональной составляющей) задаются в параметрах заданного типа узла.

Для узлов нагрузки при заданных значениях на активную P и реактивную Q мощность вводится ограничения на модуль напряжения

$$U_{min} < |U| < U_{max} \qquad (2.17)$$

При переходе в режим ограничений на модуль напряжения (нижнюю границу) нагрузка моделируется постоянным сопротивлением.

2.4. Решение системы уравнений узловых потенциалов

На каждом шаге расчета режима необходимо решать систему линейных уравнений узловых потенциалов в форме баланса токов

$$\mathbf{YU = I.} \qquad (2.18)$$

Поскольку матрица постоянна (точнее меняется редко), то решение системы (2.18) целесообразно проводить одним из методов Гаусса, а именно так называемым **LH** методом [18]. Суть этого метода состоит в треугольной факторизации матрицы **Y**, т.е. представлении ее в виде

$$\mathbf{Y = LH,} \qquad (2.19)$$

где **L** - нижняя треугольная матрица и **H** - верхняя треугольная матрица с единицами на главной диагонали

$$\begin{Vmatrix} \mathbf{y}_{11} & \mathbf{y}_{12} & \cdots & \mathbf{y}_{1m} \\ \mathbf{y}_{21} & \mathbf{y}_{22} & \cdots & \mathbf{y}_{2m} \\ \vdots & & & \\ \mathbf{y}_{m1} & \mathbf{y}_{m2} & \cdots & \mathbf{y}_{mm} \end{Vmatrix} = \begin{Vmatrix} \mathbf{l}_{11} & \mathbf{0} & \cdots & \cdots \\ \mathbf{l}_{21} & \mathbf{l}_{22} & \cdots & \mathbf{0} \\ \vdots & & & \\ \mathbf{l}_{m1} & \mathbf{l}_{m2} & \cdots & \mathbf{l}_{mm} \end{Vmatrix} \times \begin{Vmatrix} \mathbf{1} & \mathbf{h}_{12} & \cdots & \mathbf{h}_{1m} \\ \mathbf{0} & \mathbf{1} & \cdots & \mathbf{h}_{2m} \\ \vdots & & & \\ \cdots & \cdots & \cdots & \mathbf{1} \end{Vmatrix}. \qquad (2.20)$$

Разложение матрицы проводимостей на произведение верхней и нижней треугольной матриц выполнено по методике, изложенной в [18].

В тех случаях, когда матрица **Y** является симметричной и положительно определенной, можно применить более экономное разложение Холецкого. Однако при программной реализации метода Гаусса в модели применена общая форма факторизации.

Подставив (2.19) в (2.18) систему линейных уравнений запишем в виде

$$\mathbf{LHU = I} \qquad (2.21)$$

Обозначив

$$\mathbf{HU=V} \qquad (2.22)$$

можем записать

$$\mathbf{LV = I.} \qquad (2.23)$$

Поскольку **L** - нижняя треугольная матрица, то вектор **V** можем получить методом прямой подстановки. Подставляя, таким образом, промежуточный вектор **V** в уравнение (2.22) с верхней треугольной матрицей **H**, методом обратной подстановки найдем искомый вектор напряжения **U**.

Исходная матрица проводимостей **Y** является слабо заполненной. Коэффициент заполнения, как правило, не превышает 10%. Матрицы **L** и **H**, получаемые в результате факторизации, также являются слабо

заполненными, хотя коэффициент заполнения может и увеличиться по сравнению с первоначальным.

Оптимизация (а точнее минимизация) заполнения матриц **L** и **H** не нулевыми элементами представляет самостоятельную задачу и в настоящей работе не рассматривается. Применен наиболее простой (из известных) методов упорядочивания уравнений в системе (18), приводящий к появлению незначительного количества новых ненулевых элементов в матрице **L** и **H**. Этот метод состоит в перенумерации узлов схемы сети в порядке возрастания числа связей с остальными узлами. Указанный метод не является оптимальным, но достаточно эффективен на практике.

В работе используется и второй (классический) метод расчета установившегося режима, а именно метод Ньютона, который хорошо представлен в литературе и по этой причине останавливаться на нем не будем.

2.5. Расчет потокораспределения

Полный расчет УР сложной ЭЭС состоит в определении напряжений узлов, узловых мощностей, потоков и потерь мощности в ветвях, соединяющих узлы схемы, и ряда других параметров. В результате решения уравнений узловых потенциалов на шаге моделирования получают комплексы напряжений в узлах сети.

Для схемы замещения ВЛ можно получить мощность трех фаз в начале продольной части линии [15], текущую от узла i к узлу k.

$$\mathbf{S}_{\mathbf{ik}}^{\mathbf{H}} = \mathbf{U}_{\mathbf{i}}\left(\mathbf{U}_{\mathbf{i}}^{*} - \mathbf{U}_{\mathbf{k}}^{*}\right)\mathbf{Y}_{\mathbf{ik}}^{*} = \mathbf{Y}_{\mathbf{ik}}^{*}\mathbf{U}_{\mathbf{i}}^{2} - \mathbf{Y}_{\mathbf{ik}}^{*}\mathbf{U}_{\mathbf{i}}\mathbf{U}_{\mathbf{i}}^{*}. \qquad (2.24)$$

Подобным образом, мощность трех фаз в конце продольной части линии

$$\mathbf{S}_{\mathbf{ik}}^{\mathbf{K}} = \mathbf{U}_{\mathbf{k}}\left(\mathbf{U}_{\mathbf{i}}^{*} - \mathbf{U}_{\mathbf{k}}^{*}\right)\mathbf{Y}_{\mathbf{ik}}^{*} = \mathbf{Y}_{\mathbf{ik}}^{*}\mathbf{U}_{\mathbf{k}}\mathbf{U}_{\mathbf{i}}^{*} - \mathbf{Y}_{\mathbf{ik}}^{*}\mathbf{U}_{\mathbf{k}}^{2}. \qquad (2.25)$$

Потери мощности в продольной части линии равны разности потоков мощности в начале и в конце линии

$$\mathbf{S}_{\mathbf{ik}}^{\mathbf{H}} - \mathbf{S}_{\mathbf{ik}}^{\mathbf{K}} = \left(\mathbf{U}_{\mathbf{i}} - \mathbf{U}_{\mathbf{k}}\right)\left(\mathbf{U}_{\mathbf{i}}^{*} - \mathbf{U}_{\mathbf{k}}^{*}\right)\mathbf{Y}_{\mathbf{ik}} = \left|\mathbf{U}_{\mathbf{i}} - \mathbf{U}_{\mathbf{k}}\right|^{2}\mathbf{Y}_{\mathbf{ik}}^{*}. \qquad (2.26)$$

Мощность в начале линии, текущая от узла i к узлу k с учетом реактивной мощности, генерируемой емкостным сопротивлением ВЛ.

$$\mathbf{S}_{\mathbf{ik}}^{\mathbf{H}} = \mathbf{U}_{\mathbf{i}}\left(\mathbf{U}_{\mathbf{i}}^{*} - \mathbf{U}_{\mathbf{k}}^{*}\right)\mathbf{Y}_{\mathbf{ik}}^{*} - \mathbf{j}\left|\mathbf{U}_{\mathbf{k}}\right|^{2}\mathbf{b}. \qquad (2.27)$$

Мощность в конце линии, текущая от узла i к узлу k равна

$$\mathbf{S_{ik}^{к}} = \mathbf{U_k}\left(\mathbf{U_i^*} - \mathbf{U_k^*}\right)\mathbf{Y_{ik}^*} - \mathbf{j}\left|\mathbf{U_k}\right|^2\mathbf{b}. \qquad (2.28)$$

Потери мощности в линии R_{ik} включают потери в продольной части реактивную мощность, генерируемую в начале и конце линии ее распределенной емкостью $X_{ic} = 2b$.

Расчет потерь можно выполнить как разность потоков мощности в начале и конце линии

$$\mathbf{R_{ik}} = \mathbf{S_{ik}} - \mathbf{S_{ki}} = \left(\mathbf{U_i} - \mathbf{U_k}\right)\left(\mathbf{U_i^*} - \mathbf{U_k^*}\right)\mathbf{Y_{ik}^*} - \mathbf{j}2\mathbf{b}\left(\left|\mathbf{U_i}\right|^2 - \left|\mathbf{U_k}\right|^2\right). \qquad (2.29)$$

В тех случаях, когда в схеме замещения линии учитывается активная проводимость на землю g (от короны), во всех приведенных выражениях следует заменить jb на комплексную проводимость g + jb.

Суммарные потери мощности в сети можно получить, просуммировав выражения (2.26) для всех ветвей. Для получения величины обменной мощности узла k, следует просуммировать потоки мощности (2.24) по всем линиям в точках, примыкающих к узлу k:

$$\mathbf{S}_k = P_k + jQ_k = \sum_{i \neq k}\left(P_{ik} + jQ_{ik}\right), \qquad (2.30)$$

где $P_к$ и Q_k активная и реактивная составляющие обменной мощности узла k и P_{ik}, Q_{ik} аналогичные составляющие перетоков мощности по ВЛ.

Вычисления по формулам (2.24) - (2.30) выполняются в комплексной форме на каждом шаге расчета сети. Для получения активной и реактивной составляющих выделяется действительная и мнимая часть полной мощности $\mathbf{S}_k$ соответственно.

2.6. Расчет установившихся режимов (УР).

Расчет УР является наиболее важным при анализе режимов электрических схем ЭЭС и энергообъединений. В комплексе реализовано несколько методов расчета УР ЭЭС (Гаусса, Ньютона и Зейделя).

При этом применяются два основных метода: классический расчет УР одним из численных методов и динамический, как предельное значение переходного режима после возмущения в модели ЭЭС.

В первом случае отдельно находится отклонение частоты по исходному небалансу мощности в сети а затем итерационно вычисляется УР с учетом статических характеристик нагрузки по общей частоте. Эта процедура также должна быть итерационной для уточнения общей частоты.

Во втором случае вычисление УР выполняют при расчете динамики в процессе решения дифференциальных уравнений и расчете состояния сети на каждом шаге интегрирования. Учет нелинейного характера нагрузки выполняется за счет многократного решения системы уравнений сети с коррекцией вектора токов на каждой итерации. Реально такой расчет выполняется в том же вычислительном контуре, в котором определяются переходные процессы, но с малыми постоянными времени для быстрого окончания переходных процессов и получения УР. При этом достигаются три важные цели:

1) контролируется существование УР при переходе из одного устойчивого состояния в другое,

2) не требуется введение балансирующего узла (в окрестности которого режим может отличаться от реального).

3) расчет УР возможен для нескольких несвязанных фрагментов схемы с несколькими значениями частоты.

Отметим, что при динамическом методе расчета УР нет необходимости в задании балансирующих узлов в раздельных частях расчетной схемы. Балансировка режима выполняется в каждом узле схемы (так же как на реальных энергообъектах) с учетом статических характеристик нагрузки и генерации.

2.6.1. Расчет отклонений частоты и фазы в установившемся режиме.

В результате небаланса активной мощности возникает отклонение частоты сети от номинального значения. В большинстве промышленных программ расчет ведется без учета отклонений частоты и чтобы его обеспечить вводится балансирующий узел, в котором компенсируется мощность небаланса. В результате обеспечивается баланс активной мощности и нулевое отклонение частоты. Однако, это дается дорогой ценой, поскольку возникает существенное искажение режима вблизи балансирующего узла.

В классическом методе расчета УР единая частота в расчетной схеме определяется по выражению:

$$\Delta F = 50 * (\Sigma P_{гi} - \Sigma P_{нi} - \Sigma П_{к}) / (\Sigma P_{гi} * K_f)$$

где $P_{гi}$ – активная генерация i-го узла, $P_{нi}$ – активная нагрузка i-го узла, $П_к$ – активные потери k-й ветви (в том числе трансформаторов), K_f – коэффициент крутизны ЭЭС по частоте и F_0=50 гц – номинальное значение частоты.

Во втором методе расчета УР в настоящей работе применен более реалистичный подход при расчете отклонений частоты в каждом узле, соответствующий реальной картине физических процессов в ЭЭС. Каждый узел сети формирует мощность турбины и нагрузки в соответствии со своими статическими характеристиками по частоте. Другими словами, $P_т$ и $P_н$ являются функциями отклонения частоты от номинального значения. Для $P_н$ эта зависимость учитывается статическими характеристиками нагрузки (2.11), а для $P_т$ можно записать выражение:

$$P_т(f) = P_{т0}\ (1 - \Delta f\ K_f\ /\ F_0) \qquad (2.31)$$

где $P_{т0}$ – мощность турбины при нулевом отклонении частоты Δf,

$K_f = (\Delta P/\Delta f)*(F_0/P_0)$- коэффициент крутизны мощности турбины по частоте и F_0 номинальное значение частоты. Отклонение частоты генерирующего узла в УР вычисляется по небалансу мощности $\Delta P_i = P_{iт}(f) - P_{iн}(U,f) - \rho_i$ и значению K_{if}.

$$\Delta f_i = \Delta P_i * F_0 / (K_{if}\ P_0) \qquad (2.32)$$

Выражение (2.32) непосредственно следует из определения коэффициента крутизны K_f. Коэффициент крутизны узла генерации K_f по частоте в модели может зависеть от нарушения мощностью турбины предельных значений. Так, при нарушении этих пределов K_f может быть установлен в несколько раз меньше (например, 20% от исходного значения).

С учетом регулирующего эффекта нагрузки по частоте в модели ЭЭС устанавливается сбалансированное отклонение частоты, при котором в установившемся режиме (УР) электрическая мощность равна мощности турбины с учетом регулирующих эффектов по частоте.

2.6.2. Формирование комплексного напряжения на шине узла. На каждом шаге интегрирования дифференциальных уравнений необходимо сформировать комплексное напряжение с учетом изменения фаз напряжений для его использования в уравнениях узловых потенциалов. В используемом алгоритме в комплексном напряжении узла i используется модуль напряжения $U_{in} = U_{in-1}$, полученный на предыдущем шаге решения системы уравнений узловых потенциалов, а фаза i - го узла формируется по выражению:

$$\varphi_{in} = \varphi_{in-1} + \Delta\ \delta_i\ ,$$

где $\Delta\ \delta_i$ - приращение фазы ротора узла генерации i на шаге интегрирования.

Если приращение фазы определено с ошибкой, то она будет скорректирована в результате итерационного процесса решения системы дифференциальных уравнений узла. Процесс сходимости решения можно ускорить, если прогнозировать значений модуля и фазы напряжения на шаг ΔT при решении системы уравнений узловых потенциалов.

Технологические возможности модели в КП РЕТРЕН обеспечивают моделирование частоты ЭЭС и ее отдельных фрагментов в пределах 45-55 Гц. при шаге интегрирования в 0.01 с.

Моделирование сложных технологических процессов в ЭЭС может потребовать значительно меньшего шага интегрирования (порядка 0.001с.).

2.7. Расчет реактивной мощности узла с генерацией.

Величины узловой реактивной мощности влияют на расчетное напряжение узла схемы. Первоначально неизвестно, какой должна быть генерируемая узлом реактивная мощность, для поддержания заданного уровня напряжения на шинах узла схемы.

Расчет узловой реактивной мощности для используемых в работе методов поддержки напряжения в узле выполняется по разным схемам. При запуске схемы на расчет, $Q_г$ устанавливается равным реактивной нагрузке этого узла. Это исходное значение узловой реактивной мощности.

Расчет $Q_г$ в простейшей схеме динамики. При итерационном решении системы (15), $Q_г$ в простейшей модели вычисляется по пропорционально-интегральному закону (ПИ) регулирования. Расчет реактивной мощности генерирующего узла в установившемся режиме проводится с учетом ее ограничения (по условию предельных значений тока ротора). Внутри предельных значений реактивная мощность генератора при расчете УР вычисляется по выражению:

$$Q_{ri}(t) = a\int_0^t Vi(t)dt + bVi(t), \qquad i = 1, 2, ..., N \qquad (2.33)$$

где $V_i(t) = Ui_0 - Ui(t)$. Здесь:

Q_{ri} - генерирующая реактивная мощность i –го узла, необходимая для выполнения равенства $U_{i0} = U_i(t)$

U_{i0} – уставка напряжения i –го узла генерации,

$U_i(t)$ - текущее значение напряжения i - го узла энергообъединения,

a и b - коэффициенты при интегральной и пропорциональной составляющей ПИ регулятора напряжения. Выражение (2.33), по существу, представляет

регулируемый по ПИ закону источник реактивной мощности. Параметры a и b такого регулятора напряжения выбираются таким образом, чтобы обеспечить время переходного процесса не более 1-2 с. В реальной расчетной процедуре аналогом непрерывного времени t является номер итерации вычислительной процедуры **n**.

Алгоритм (2.33) обеспечивает регулирование напряжения внутри пределов по реактивной мощности без статизма, т.е. устанавливается значение напряжения на шинах узла, равное напряжению уставки. Этот режим (тип=0) важен для сравнения в формате ЦДУ режима модели с УР, рассчитанным по другим программам.

Регулирование узлового напряжения практически мгновенно (0.1-0.2с.) может быть выполнено пропорциональным регулятором при наличии статизма по напряжению (т.е. при установке в (2.33) интегрального коэффициента a = 0.0). В этом случае напряжение узла устанавливается с ошибкой (статической ошибкой регулирования) практически мгновенно.

При нарушении, вычисленных по (2.33) $Q_{гi}$ (t), пределов по реактивной мощности устанавливается:

$$Q_{гi} = Q_{гimax} \quad \text{если} \quad Q_{гi}(t) >= Q_{гimax} \qquad (2.34)$$
$$Q_{гi} = Q_{гimin} \quad \text{если} \quad Q_{гi}(t) <= Q_{гimax}$$

В этом случае компоненты вектора напряжений **U** вычисляются по матричному уравнению установившегося режима (2.15) при фиксированных (предельных) значениях реактивной мощности $Q_{гi}$.

Расчет $Q_г$ в подробной схеме динамики. Расчет $Q_г$ узла i в других моделях динамики выполняется по полной модели динамики, представленной в комплексе программ MUSTANG.

2.8. Особенности расчета сети.

Большая размерность системы уравнений (2.15) требует значительных вычислительных ресурсов. Основные вычислительные затраты идут, в основном, на формирование матрицы проводимостей **Y** и на факторизацию ее в виде произведения верхней и нижней треугольных матриц. Однако, эта схема необходима только при изменении топологии сети и узловых проводимостей (нагрузок). Итерационная схема расчета установившегося режима на шаге интегрирования может проводиться при неизменной матрице проводимостей **Y,** при условии, что изменения узловых нагрузок будут с обратным знаком включены в вектор токов.

Расчет нелинейных уравнений сети в модели необходимо выполнять итерационно, поскольку вектор токов **I** (правая часть уравнения (2.15)) зависит от значений вектора неизвестных **U** и отклонений частоты **f**. В расчетной схеме на к-й итерации используются значения узловых токов $\mathbf{I}_{к-1}$,

найденных на предыдущей итерации по значениям $\mathbf{U}_{к-1}$ и отклонениям частоты $\mathbf{f}_{к-1}$. Эта неоптимальная схема расчета сети, которая, тем не менее, достаточно быстро сходится к решению и одновременно приводит к расчету отклонений частоты **f** и вектора узловых напряжений **U.**

Расчет сети большой размерности обладает некоторыми особенностями. Так, в матрице проводимости **Y** присутствуют элементы, отличающиеся на несколько порядков. Это приводит к ее плохой обусловленности (близости определителя к нулю) и, как следствие, к неустойчивости решения (вектора **U**). Реально это означает, что небольшие изменения независимых переменных приводят к огромным изменениям вектора решений **U**.

Наиболее сильно влияет на плохую обусловленность матрицы **Y** ее диагональные элементы. Можно улучшить обусловленность матрицы **Y,** увеличив значения диагональных элементов. Небольшие изменения этих элементов при плохой обусловленности матрицы **Y** улучшают ее обусловленность и за счет сравнительно малых искажений позволяют получить приближенное решение системы. Однако этот метод регуляризации не всегда приводит к желаемым результатам.

В рассматриваемой модели применен иной метод регуляризации матрицы проводимостей **Y,** который состоит в добавлении к ее диагональным элементам некоторой постоянной величины (а точнее диагональной матрицы С**Е**, где **Е** –единичная матрица и С - некоторый коэффициент). В этом случае, обусловленность модифицированной матрицы **Y** значительно возрастает, а возникающие при этом искажения решения устраняются компенсирующим вектором $\mathbf{I}^{к}$, который добавляется к вектору токов **I** в системе уравнений (2.15).

Основным в настоящей работе для получения УР сети принята схема решения системы уравнений (2.15) методом Гаусса на каждом шаге решения дифференциальных уравнений. Расчет и триангуляция матрицы проводимостей выполняется только при изменении топологии сети и нагрузок узлов. Остальная часть переходного процесса рассчитывается с неизменной матрицей сформированной в момент коммутации.

Кроме метода Гаусса в настоящей работе применяются метод Ньютона и Зейделя для решения системы нелинейных уравнений сети. Метод Ньютона применяется при использовании модели ЭЭС в задачах оптимизации и оценивания состояния (ОС).

В модели динамики учитываются электромеханические и длительные переходные процессы, системы вторичного регулирования по частоте и активной мощности (АРЧМ) и системы ПА. Все модели являются

интерактивными моделями реального времени. В программном комплексе реализованы три модели динамики ЭЭС (упрощенная, подробная по режиму частота - активная мощность и классическая (реализованная в ПК MUSTANG)).

2.9. Упрощенная динамическая модель ЭЭС

В рассматриваемом комплексе программ РЕТРЕН каждый узел генерации моделируется системой нелинейных дифференциальных уравнений отдельно от остальных узлов, а взаимодействие всей совокупности узлов в модели ЭЭС осуществляется за счет возникновения взаимных перетоков активной и реактивной мощности. Такой подход обеспечивает возможность раздельного моделирования практически всех узлов, из которых состоит схема и формирования отдельных островов любой конфигурации. Кроме того, такой подход (в отличие от принятого моделирования фрагментами с «единой частотой») отвечает реальным физическим процессам в ЭЭС. Объединение узлов сети во фрагменты с «единой частотой» применяется, главным образом, для снижения вычислительных затрат при моделировании длительных переходных процессов. Однако, анализ показывает, что снижение общих вычислительных затрат в этом случае оказывается ничтожным, а сам алгоритм моделирования значительно усложняется.

Упрощенная динамическая модель применяется для моделирования узла сети, находящего электрически достаточно далеко от места возмущения. В этом случае допустимо линейное описание энергообъектов и быстрая схема решения систем дифференциальных уравнений.

Как уже упоминалось, требования к точности модели ЭЭС в рассматриваемых задачах являются не очень высокими. Это обстоятельство позволяет воспользоваться достаточно грубыми моделями длительной динамики, правильно отражающими только наиболее характерные особенности протекания переходного процесса.

Для получения упрощенного описания длительных переходных процессов эквивалентного узла было выполнено его практически точное моделирование [14] в координатах активная мощность-частота по полным уравнениям движения. Это позволило составить простые модели динамики узла, которые применяются при упрощенном моделировании и по переходным характеристикам близки к достаточно точным моделям.

Описание энергообъектов линейными многомерными системами оправдано для анализа нормальных режимов работы при сравнительно небольших входных возмущениях. Наиболее простая математическая модель ЭЭС получается в том случае, когда электрические нагрузки замещаются

постоянными сопротивлениями, а электродвижущие силы (ЭДС) генераторов считаются постоянными. В настоящей работе для всех трех типов модели узла нагрузка представляется своей статической характеристикой (всего 5 видов).

Модель узла. Упрощенное математическое описание модели ЭЭС содержит дифференциальные уравнения, описывающие механическое движение синхронных генераторов, алгебраические уравнения электрического состояния сети (см. выше) и соотношения между переменными в уравнениях генераторов и сети [7,9]. Простейшие уравнения синхронных генераторов имеют вид:

$$T_{ji}f'_i + K_{ci}f_i = \xi_i - \rho_i \qquad (2.35)$$

для модели узла без отдельного моделирования регулятора скорости и

$$T_{ji}f'_i = \xi_i - \rho_i \qquad i = 1, 2, ..., N, \qquad (2.36)$$

при дополнительном моделировании регулятора скорости.

Здесь $\xi_i = P_{ti} - P_{Hi}$ — небаланс активной мощности i-го узла; P_{ti} — мощность турбины i-го узла; P_{Hi} — активная мощность нагрузки i-го узла; ρ_i — сальдо обменной активной мощности i-го узла, численно равное алгебраической сумме перетоков активной мощности, входящих в этот узел сети; T_{ji}, — постоянная инерции эквивалентного агрегата; K_{ci} — соответствующий коэффициент крутизны статической частотной характеристики; $f_i = \Delta f = \psi_i`$ — отклонение частоты ротора (скольжение) генератора i-го узла от синхронной (как производная фазы напряжения); ψ_i — угол i-го ротора эквивалентного агрегата (или вектора ЭДС).

Как отмечено в [7,13], основное упрощение модели (2.35, 2.36) заключается в том, что изменение частоты вращения ротора эквивалентного агрегата в переходных процессах мало по сравнению с синхронной скоростью, вследствие чего механический момент на валу генератора и его активная мощность в принятой системе относительных единиц эквивалентны. Уравнение (2.35) отражает только электромеханическое движение ротора эквивалентного генератора (действие регулятора скорости учитывается коэффициентом крутизны K_{ci}). В упрощенной динамической модели узла длительная динамика не моделируется.

Признаком упрощенного моделирования динамики генерирующего узла является равенство нулю доли регулируемых котлоагрегатов в его описании (см. ниже).

Ограничения на активную мощность. При наличии ограничений

узла (блока) на активную мощность для мощности генерации устанавливается

$$P_{Гi}=P_{Гi}(u_i, f_i); \quad \text{если} \quad P_{Гi}\,max > P_{Гi} > P_{Гi}мин$$
$$P_{Гi}=P_{Гi}\,max \quad \text{если} \quad P_{Гi} > P_{Гi}\,max \qquad (2.37)$$
$$P_{Гi}=P_{Гi}мин \quad \text{если} \quad P_{Гi} < P_{Гi}\,мин$$

Для сохранения баланса активной мощности в расчетной схеме при ограничении активной мощности в узлах, выполняется поузловой расчет отклонений частоты от номинального значения, на которой режим балансируется по активной мощности.

Подобным образом моделируются ограничения на скорость набора и сброса мощности узлом генерации. Ограничения на $P_{Гi}(u_i, f_i)$ а также на скорость набора и сброса мощности проверяется на каждом шаге интегрирования дифференциальных уравнений (2.35).

Необходимость уточнения простейшей модели. Для описания длительных переходных процессов в ЭЭС, простейшее уравнение синхронного генератора необходимо дополнить дифференциальными уравнениями, которые описывают динамику котельной установки ТЭС, системы вторичного регулирования и противоаварийной автоматики. Кроме того, сама эквивалентная турбина-генератор требует более детального описания. Так, следует отдельно представить регулятор скорости эквивалентной турбины с зоной нечувствительности гистерезисного типа, динамику паропровода и промперегрева пара.

Отметим также, что регулирование напряжения на шинах генератора реально выполняется по значительно более сложным схемам регулирования. Эти факторы диктуют необходимость более детального моделирования динамики ЭЭС.

2.9.1. Моделирование регулятора скорости

В моделировании регуляторов частоты вращения паровых и гидравлических турбин допустимы значительные упрощения, а именно представление в виде:

$$\frac{dM_т}{dt} = \frac{1}{T_{рс}}\left(M_{то} - M_т + f\right); \qquad (2.38)$$

где $M_т$ - положение эквивалентного сервомотора; $M_{то}$ - то же в исходном режиме; f - сигнал от датчика частоты вращения (зона нечувствительности датчика учитывается); $T_{рс}$ - постоянная времени регулятора скорости. Кроме того, в модели учтены ограничения значений $M_т$ сверху и снизу и различия в быстродействии регулятора при сбросе и наброске нагрузки.

Для случая моделирования турбин с промежуточным перегревом пара дополнительно учитывается постоянная времени промежуточного

пароперегревателя (с подводящими трубопроводами), которая значительно больше, чем $T_{рс}$:

$$\frac{dM_{по}}{dt} = \frac{1}{T_{по}}\left(D_{по}M_{т} - M_{по}\right); \qquad (2.39)$$

Таким образом, мощность турбины при учете действия только регулятора скорости, частей среднего и низкого давления и промежуточного перегрева пара запишется в виде

$$P_{т} = P_{т.ном}[M_{т}(1 - D_{по}) + D_{по}M_{по}], \qquad (2.40)$$

где $D_{по}$ - доля мощности, приходящаяся на части среднего и низкого давления турбины; $T_{по}$ -эквивалентная постоянная времени промперегрева; $M_{по}$ - промежуточная переменная. Изменение мощности эквивалентной турбины $\Delta P_{рс}$ за счет регулятора скорости и промежуточного перегрева пара можно записать в виде:

$$\Delta P_{рс} = P_{т.ном}\,[1-[M_{т}(1 - D_{по}) + D_{по}M_{по}]], \qquad (2.41)$$

где все параметры модели турбины и регулятора представлены в относительных единицах.

При нахождении рабочей точки регулятора скорости внутри зоны нечувствительности мощность турбины не меняется.

Предусмотрена также возможность управления мощностью турбины для моделирования быстродействующих систем их регулирования в аварийных условиях. Мощность турбины меняется также под действием котельной автоматики.

2.9.2. Регулирование напряжений

В упрощенной динамической модели ЭЭС расчет напряжений в узлах сети выполняется при решении системы нелинейных уравнений установившегося режима (2.15). В этой модели задача регулирования узловых напряжений сводится к расчету генерируемой реактивной мощности в узле генерации, один из методов которого (ПИ регулятор при TDD=0) приведен выше (2.33). Напомним, что тип регулятора напряжения определяется параметром TDD в узловых параметрах.

В настоящей модели, кроме упомянутого регулирования напряжения путем управления реактивной мощностью узла генерации (рассмотренного выше), применяются еще три модели регуляторов напряжения:

- Постоянный модуль ЭДС Ei за переходным реактивным сопротивлением Xгi (тип TDD в узле 1) ,
- Управляемый модуль ЭДС Ei за постоянным переходным реактивным сопротивлением Xгi (тип TDD в узле 3 и 4).
- Полный регулятор напряжения по алгоритму известного комплекса Мустанг (тип TDD в узле 5 и 6).

Первые два из них упрощенные модели регуляторов напряжения.

Тип TDD в узле 3 обеспечивает заданное значение напряжения в узле. Тип TDD=5 в узле обеспечивает статический вариант алгоритма Мустанг, а тип TDD=6 в узле обеспечивает динамический вариант алгоритма Мустанг.

Комплексная ЭДС за переходным сопротивлением формируется по ее модулю Ei и фазе ротора генератора .

В первом способе Ei $=U_0 + C_U$, где U_0 – базисное узловое напряжение, к которому приведены все узловые напряжения расчетной схемы и C_U добавка, компенсирующая падение напряжения в переходном узловом сопротивлении Xгi. Значение C_U можно вычислить по условию компенсации падения напряжения на переходном сопротивлении, но на практике проще это значение подобрать.

Во втором способе Ei $=U_{i0} + D_{iU}$, где D_{iU} – изменение ЭДС регулятором напряжения, которое вычисляется по формуле коррекции напряжения регулятора возбуждения в классической модели СГ (без указания индекса узла i).

$$Du = \Delta U_{PB} = K_{0u}\left[U_{г0}\left(1+aS_u\right)-U_г\right]-K_{1u}\frac{dU_г}{dt}-K_{1if}\frac{dE_q}{dt}+K_{0f}\left(S_u-F_u\right)+K_{1f}\frac{dS_u}{dt}+U_{доп1}, \quad (2.42)$$

где

$$\frac{dS_u}{dt}=\frac{F_u-S_u}{T_f}; \quad (2.43)$$

и Su – сглаженное значение частоты на шинах узла. T_f - постоянная времени в канале отклонения частоты;

$$\frac{dUг}{dt}=\frac{U-Uг}{Tu}; \quad (2.44)$$

и $U_г$ – напряжение на шинах генерирующего узла, $U_{г0}$ - уставка напряжения генерирующего узла и T_u - постоянная времени в канале отклонения напряжения; В (2.42) предусмотрены следующие каналы регулирования напряжения (по аналогии с регулятором возбуждения):

- по отклонению напряжения от исходного значения с возможностью учета зависимости уставки от частоты S_u (коэффициент усиления K_{0u});
- по производной напряжения (K_{1u});
- по производной тока возбуждения (K_{1f});
- по отклонению частоты S_u от ее предшествующего значения (K_{0f});
- производной частоты S_u (K_{1f});
- любой дополнительный сигнал $U_{доп}$ (t), представленный в виде ступенчатой функции времени;
- по отклонению тока генератора от исходного значения (K_1);
- по отклонению тока возбуждения от исходного значения (K_{0f});

Кроме этих уравнений, учитываются ограничения суммарного сигнала ΔUрв.

В рассматриваемых методах регулирования узлового напряжения предполагается неизменность переходного реактивного сопротивления Xi обмотки статора i - го узла на всех стадиях переходного процесса. Активным сопротивлением обмотки статора i - го узла на всех стадиях переходного процесса мы пренебрегаем. Это предположение можно считать справедливым только после нескольких первых секунд переходного процесса. Таким образом, в рассматриваемой модели генерирующего узла мы пренебрегаем сверпереходным сопротивлением.

Поток мощности (активной и реактивной) в переходном сопротивлении X_i вычисляем в комплексной форме:

$$\mathbf{S_i = U_i\,(U_i^* - E_i^*)X_i} \qquad (2.45)$$

Где * означает комплексное сопряжение. Действительная часть комплексной мощности Re **Si** – представляет активную и Image **Si** – реактивную узловую мощность. Активная узловая обменная мощность входит в уравнения движения ротора генератора как в приближенную (см. выше), так и подробную динамическую модель узла по режиму частота-активная мощность (см. ниже).

Учет регулятора напряжения по алгоритму Мустанг в подробной математической модели синхронной машины представлен ниже.

2.10. Подробная динамическая модель ЭЭС (режим частота – активная мощность).

Основным элементом комплекса РЕТРЕН является модель ЭЭС с учетом динамики электромеханических и длительных переходных процессов. Такая модель ЭЭС является, по существу, всережимной, что позволяет моделировать все виды аварий, в том числе сложные каскадные аварийные процессы.

Как отмечалось выше, в настоящей работе реализованы несколько моделей динамики ЭЭС от простейшей (см. выше) для упрощенного моделирования переходных процессов до специализированных моделей для решения конкретных технологических задач (например, для моделирования вторичного регулирования режима частота-активная мощность). В настоящем разделе рассматривается наглядная с нашей точки зрения схема организации моделирования режима энергоблока по режиму частота – активная мощность. По этой схеме основные части энергоблока: регулятор скорости с зоной нечувствительности, динамика паропровода и промперегрева пара, сам генератор и длительная динамика котлоагрегатов моделируются отдельными динамическими элементами согласно блок – схеме представления энергообъекта как системы автоматического регулирования. Наиболее просто такую схему можно реализовать в динамической модели ЭЭС по режиму частота – активная мощность (см. рис 2.4 и 2.5).

Для упрощения задачи моделирования длительных переходных процессов обычно принимают предположение, что отклонения частоты в узлах сети, вызванные длительными переходными процессами, одинаковы и могут описываться единым уравнением движения. При этом, однако, не учитывается тот факт, что характеристики длительных переходных процессов в различных узлах с генерацией могут резко отличаться друг от друга (котельные установки с различными типами автоматики, наличие гидравлических и атомных электростанций) и поэтому их моделирование одним уравнением неправомерно. В настоящей работе моделирование длительных переходных процессов выполняется индивидуально для каждого генерирующего узла моделируемой сети. При этом параметры длительной динамики котлоагрегатов (а также гидроагрегатов) могут быть заданы индивидуально.

Положение усложняется также тем, что полное математическое описание длительных переходных процессов является достаточно сложным, полное их моделирование на ЭВМ требует очень больших вычислительных ресурсов.

2.10.1 Модель ЭЭС.

Попытки создать динамические модели ЭЭС (например, для тренажеров) делались и ранее (тренажерный комплекс ФЕНИКС, ФИНИСТ и другие). Но они предъявляли высокие, в свое время трудно реализуемые требования к вычислительной технике; для них был необходим большой объем нормативно-справочной информации (НСИ). Этим определялось отрицательное отношение к созданию тренажеров и советчиков диспетчера

на базе динамических моделей. Для них использовались только модели установившихся режимов; что считалось достаточным, ибо диспетчерский персонал не успевает реагировать на электромеханические переходные процессы.

Следует помнить, что режимом энергообъединения управляет не только персонал, но и системы автоматического регулирования и ПА, которые активно реагируют на параметры режима, в том числе и во время переходных процессов. Кроме того, существование двух успешных расчетов УР вовсе не означает, что существует физически осуществимый переход между ними. Проверить это можно только на динамической модели энергообъединения. Отметим также, что наличие балансирующих узлов в модели УР (в отличие от модели динамики, где балансирование выполняется во всех узлах моделируемой схемы) скорее недостаток модели, поскольку искажает режим вблизи этих узлов.

В модели ЭЭС, используемой в настоящей работе, динамическое поведение узлов сети описывается системой обыкновенных дифференциальных уравнений. На каждом шаге их интегрирования выполняется расчет отклонений частоты и напряжений на шинах всех узлов сети с учетом электромеханических и длительных переходных процессов, расчет небалансов мощности в узлах и по этим данным - расчет переменных состояния (модулей и фаз узловых напряжений) и потоко - распределение в ветвях сети.

2.10.2 Динамическая модель узла.

Динамика электромеханических переходных процессов моделируется системой дифференциальных уравнений, описывающих поведение узла моделируемой схемы в виде эквивалентной турбины-генератора с регулятором скорости и регулятором напряжения.

В настоящей программе учитывается динамика узла с генерацией, состоящего из ТЭС и ГЭС в заданном соотношении установленных мощностей.

Модель энергоблока ТЭС. Позволяет моделировать длительную динамику, нелинейность регулятора скорости турбин - типа петли гистерезиса, а также нелинейность корректора по частоте в механизме управления мощностью.

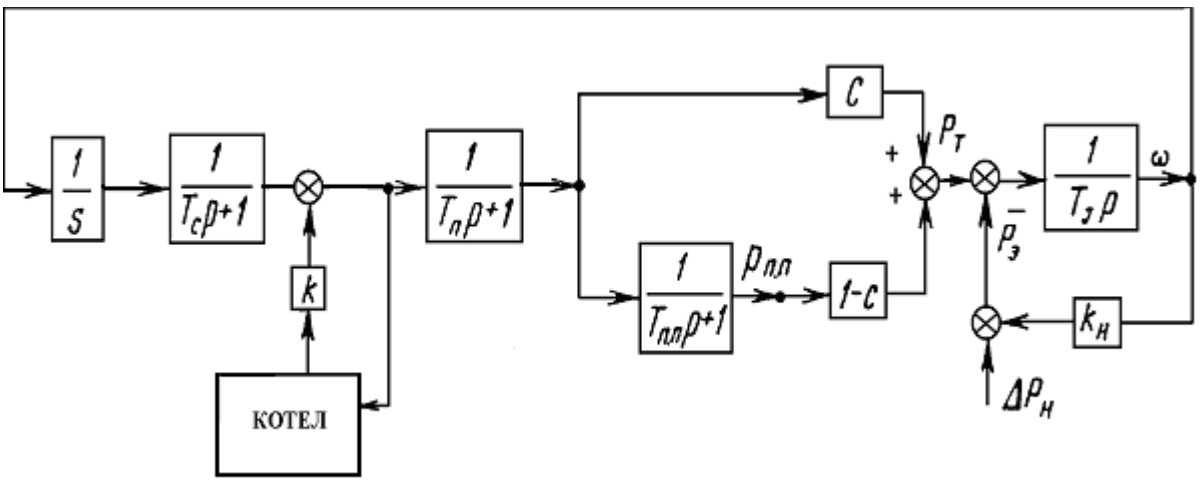


Рис. 2.4. Структурная схема энергоблока ТЭС с регулятором скорости при наличии промперегрева пара.

В модели эквивалентного энергоблока (см. рис. 2.4) учитывается турбина с автоматическим регулятором скорости вращения турбины (АРСВ) и его зоной нечувствительности, котельная автоматика (с регулируемыми и нерегулируемыми котлоагрегатами), система АРЧМ и модель генератора.

Применяется традиционная схема моделирования энергоблока, представленная в работах Л.Д. Стернинсона [2, 4]. Структурная схема рис. 2.4 в развернутом виде представляет один из эквивалентных узлов схемы энергообъединения при моделировании переходного режима частота-активная мощность при отклонении частоты в энергообъединении от установившегося режима (УР). На этой блок-схеме в упрощенном виде представлены все основные элементы блока ТЭС, причем котел энергоблока представлен в обобщенном виде. По этой схеме в линейном приближении генератор моделируется интегрирующим звеном с постоянной инерции Tj а АРСВ турбины своим коэффициентом крутизны 1/S (S-коэффициент статизма) и постоянной времени инерционного звена Тс=0.3 с. Постоянная времени парового объема за клапанами ЧВД Тп=0.2с. Значение постоянной времени промперегрева пара Тпп=7 с.

Зависимость нагрузки от отклонений частоты моделируется коэффициентом крутизны нагрузки по частоте $К_н = 1/S_н$.

Модель длительной динамики комплекса учитывает действие котельной автоматики ТЭС и вторичных регуляторов частоты и мощности (АРЧМ). Кроме вторичного регулятора частоты эта система предусматривает регулирование сальдо обменной мощности в узлах сети и ограничение перетоков активной мощности.

На рис. 2.5 показана тестовая модель энергообъединения, состоящего из двух одинаковых энергосистем 1 и 2, связанных между собой ЛЭП и состоящих из ТЭС с различными видами (регулируемыми и нерегулируемыми) котлоагрегатов, а также систему АРЧМ. Котельная автоматика представлена достаточно полно.

Структурная схема рис. 2.5 в развернутом виде представляет один из эквивалентных узлов двухмашинной схемы энергообъединения, а второй узел на этой схеме представлен в обобщенном виде. В развернутой схеме эквивалентного узла на рис. 2.5 представлены все основные элементы блока ТЭС, а именно:

- турбина для регулируемого котла,
- регулируемый котел,
- турбина для нерегулируемого котла,
- нерегулируемый котел,
- генератор,
- система АРЧМ,
- сумматор мощности от турбины с регулируемым и нерегулируемым котлами.

В свою очередь турбина представлена:

- регулятором скорости вращения паровой турбины,
- частями среднего и низкого давления,
- нелинейностями регулятора скорости и корректора по частоте.

На этой схеме представлена простейшая модель котлоагрегата, сохраняющая, однако, физическое подобие с реальным объектом. Каждый элемент или связь на блок-схеме соответствует одному определенному элементу или физическому явлению в объекте.

Нерегулируемый котлоагрегат моделируется в простейшем виде двумя звеньями:

- с передаточной функцией 1/ $T_к p$ (где $T_к$- постоянная времени тепловой инерции),
- усилительным звеном с коэффициентом усиления K_R, характеризующим потерю давления в паровом тракте энергоблока.

Влияние степени загрузки энергоблока на значения $T_к$ и K_R частично учитывается коэффициентом 1/Кз. В расчетах принималась загрузка близкая к номинальной (Кз = 1) и значения $T_к$ = 100 с и K_R =0.3, близкие к значениям для ряда прямоточных котлоагрегатов энергоблоков 300 МВт. Включение регулятора давления «до себя» на энергоблоке с нерегулируемым

котлоагрегатом показано на рис. 2.5 пунктиром. Регулятор «до себя» представлен идеальным ПИ регулятором. Его настройки C_{11} = 1.5 и C_{01}= 0.04 приняты по данным Союзтехэнерго.

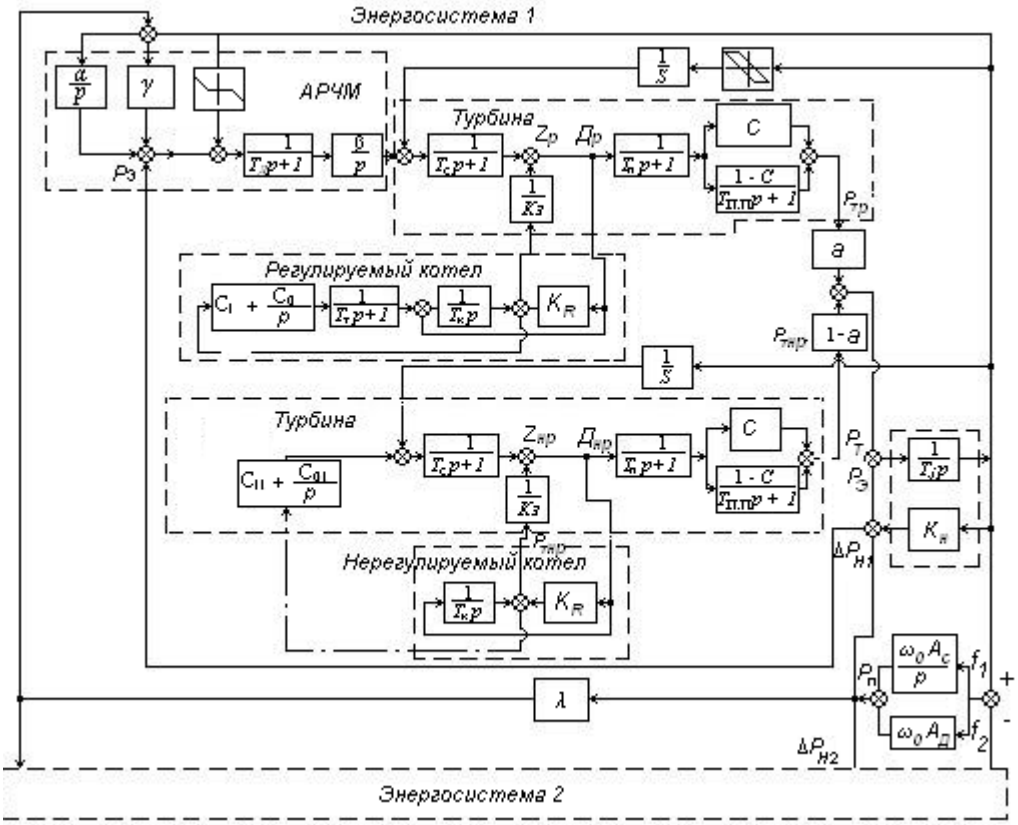


Рис.2.5. Блок-схема моделирования двух ЭЭС (эквивалентных узлов).

Регулятор давления на регулируемом котлоагрегате так же моделируется идеальным ПИ регулятором. Его настройки С1 = 1.5 и С0 = 0.01 близки к оптимальным для принятых параметров котлоагрегата. Инерционным звеном с Тт = 20 с. смоделирован процесс в топке, что соответствует данным для газомазутных агрегатов. Выходная величина В этого звена моделирует расход топлива в топке.

Каждый из двух эквивалентных узлов представлен двумя электрически жестко связанными энергоблоками (один эквивалентный генератор, две турбины, два котлоагрегата). Этим обеспечивается разделение и возможность моделирования в одном узле блоков с регулируемыми и нерегулируемыми котлоагрегатами.

Нелинейность АРСВ турбины имеет вид гистерезисной кривой, с заданной зоной нечувствительности. За нелинейностью следует передаточная функция самого регулятора. Зону нечувствительности такой нелинейности можно задавать как общей для всех узлов моделируемой схемы, так и индивидуально для отдельных узлов.

ТЭС, представленная в модели, оснащена наиболее распространенными в настоящее время турбинами с промежуточным перегревом пара. При рассмотрении действия первичного регулирования частоты достаточно рассмотреть один изолированный узел представленной схемы (принимая, $A_c = A_д = 0$).

На блок-схеме рис. 2.5 в лианеризованном виде (за исключением нелинейности регулятора скорости турбины) представлена простейшая модель котлоагрегата, сохраняющая, однако, физическое подобие с реальным объектом. Каждый элемент или связь на блок схеме соответствует одному определенному элементу или физическому явлению в объекте. Принята линеаризованная модель ЭЭС (за исключением нелинейности регулятора скорости турбины гистерезисного типа), что допустимо в задачах оперативного управления, обучения и тренажа, несмотря на некоторое ухудшение точности моделирования. Модель этого типа может применяться в задачах анализа режима по частоте - активной мощности.

Электрическая мощность $P_э$ на валу каждого генератора, представляющего энергосистему, складывается из мощности перетока $P_п$, нагрузки (мощности потребителей) данной энергосистемы, пропорциональной частоте $P_н = P_о + K_н\varphi$ и приращения нагрузки $\Delta P_н$, являющемся возмущением при расчете переходного процесса. Все численные значения параметров модели ЭЭС представлены в [14].

ТЭС, представленная в модели, оснащена наиболее распространенными в настоящее время турбинами с промежуточным перегревом пара. При рассмотрении действия первичного регулирования частоты достаточно рассмотреть один изолированный узел представленной схемы (принимая, $A_c = A_д = 0$).

Нерегулируемый котлоагрегат моделируется в простейшем виде двумя звеньями:

- С передаточной функцией $1/T_к p$ (где $T_к$ - постоянная времени тепловой инерции),
- Усилительным звеном с коэффициентом усиления K_R, характеризующим потерю давления в паровом тракте энергоблока.

Влияние степени загрузки энергоблока учитывается коэффициентом $1/K_з$.

Регулятор “до себя” представлен идеальным пропорционально-интегральным (ПИ) регулятором.

Как уже упоминалось, второй этап изменения частоты во многом определяется отсутствием регулирования в некоторой части котлоагрегатов и наличием в них регуляторов “до себя”, поддерживающих давление путем воздействия не на котлоагрегат, а на регулирующие клапаны турбины. В этом случае при изменении потребления в энергосистеме нагрузка энергоблока, первоначально меняющаяся в нужном направлении благодаря действию регулятора скорости турбины, далее не подхватывается котлоагрегатом и возвращается к исходному значению.

Однако эта ситуация ни в коем случае не является нормальной. Особенно отрицательно влияет отсутствие регулирования давления на котлоагрегатах и применение регуляторов “до себя”, которое сказывается в аварийных условиях. По этой причине, несмотря на то, что, на части энергоблоков отключены регуляторы давления, и они работают с неизменной нагрузкой, все энергоблоки оснащают регуляторами, обеспечивающими подхват нагрузки котлоагрегатами.

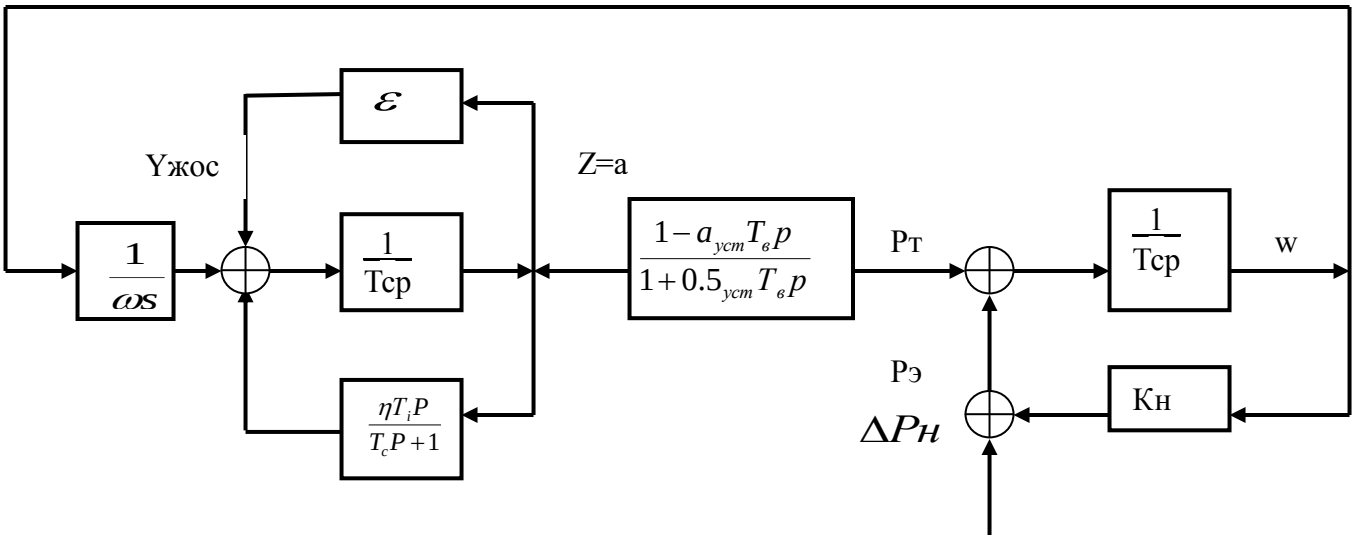


Рис.2.6. Структурная схема энергоблока ГЭС с. регулятором скорости и гидроударом.

Общие характеристики модели размещены на трех закладках, вызываемых в меню **Модель**:

- **Общие параметры модели,**
- **Параметры частоты модели,**
- **Параметры напряжения модели.**

Настройки моделирования систем регулирования узлов по частоте и напряжению разделены по наборам, т.е. в режиме моделирования узла его характеристики регулирования по частоте будут выбираться из заранее заданных наборов. Это значительно упрощает задание параметров узловых систем регулирования. Действительно, при такой схеме задания параметров систем

регулирования достаточно каждому узлу указать только имя (или номер) набора. При этом нет необходимости задавать для каждого узла все параметры модели (т.е. НСИ), которых может быть достаточно много. Характеристики каждого из наборов систем регулирования задаются на перечисленных ниже панелях.

В модели энергоблока ГЭС представлена жесткая обратная связь и гидроудар, параметры которых даны на рис. 2.6.

Энергоблоки ГЭС наиболее часто применяют в системах вторичного регулирования частоты и мощности (АРЧМ) и для ограничителей перетоков мощности.

2.11. Классическая модель синхронного генератора

В настоящем разделе представлены технологические алгоритмы классического моделирования основных элементов ЭЭС, к которым относятся синхронные генераторы, регуляторы скорости турбин, промперегрев пара и котельная автоматика (длительные переходные процессы).

Использование термина “длительные переходные процессы” требует определение их места среди других переходных процессов в ЭЭС [14]. Пользуясь в качестве характерных признаков скоростью протекания процессов можно указать следующую примерную классификацию:

- Быстрые (характерное время 0.01 - 0.1с.),
- Кратковременные (электромеханические, характерное время 0.1 -10 с.),
- Средней длительности (характерное время 10 с. - 1мин.),
- Длительные (характерное время > 1мин.).

К быстрым относятся электромагнитные переходные процессы, моделирование которых в рамках тренажерных комплексов диспетчеров ЭЭС не имеет смысла, поскольку оперативный персонал их не наблюдает, а требования к точности моделирования ЭЭС сравнительно невелики.

Что касается электромеханических переходных процессов, то они также обычно не могут наблюдаться оперативно – диспетчерским персоналом. Однако эти процессы необходимо моделировать достаточно точно, поскольку ими определяется динамическая устойчивость ЭЭС, а также работа систем ПА.

Процессы средней длительности являются следствием динамики определенной части котельного оборудования (см. [14]). Основным же следствием динамики котельного оборудования являются длительные переходные процессы в ЭЭС.

Качественно длительные переходные процессы проявляются в том, что процесс изменения частоты в энергообъединении (при скачкообразном

изменении нагрузки) имеет два этапа. На первом этапе (до 10 с.) частота изменяется (см. рис. 2.26) быстро в темпе, определяемом инерцией вращающихся масс и быстродействием регулятора скорости турбин. На втором этапе (до 10 мин.) изменение частоты продолжается, но в медленном темпе, определяемом тепловой инерцией и изменением давления котлоагрегатов.

2.11.1. Синхронный генератор

Для основной расчетной модели СГ приняты уравнения, равносильные уравнениям Парка-Горева с учетом демпферных контуров, но без электромагнитных переходных процессов в статоре. Для СГ, переходные процессы которых мало влияют на результаты расчетов, а также эквивалентных генераторов, замещающих части энергосистемы при приближенном эквивалентировании и тому подобных случаев, используется упрощенная модель, основанная на допущении постоянства ЭДС E, приложенной за некоторым сопротивлением X (обычно E=E', $X=X'_d$). Это тип регулятора напряжения 1.

Кроме того в упрощенной модели синхронного генератора (см. выше) ЭДС E, приложенная за некоторым (переходным) сопротивлением X, управляется согласно выражению (2.42). Это тип регулятора напряжения 4.

Еще более точную модель СГ рассмотрим ниже. Для уравнений СГ использована так называемая "форма ЭДС" [13,17]. При этой форме уравнений набор необходимых исходных параметров совпадает с тем, который дается в каталогах и справочниках. Демпфирующие свойства СГ в первой модели описываются демпфирующими контурами.

Представленная в [13,17] модель СГ содержит ряд дифференциальных уравнений с малыми постоянными времени. Это приводит к необходимости применения малых (< 0.01 с.) временных шагов при численном интегрировании уравнений динамики. В этих условиях режим РВ при моделировании сетей удается получить для расчетных схем до 2000 узлов.

2.11.2. Синхронные машины.

Далее уравнения синхронных машин в ПК РЕТРЕН соответствуют описанию известного программного комплекса МУСТАНГ (автор Иванов В. П.). Уравнения синхронных машин **(**СМ**)** соответствуют двум модификациям модели**:**

- без учета электромагнитных переходных процессов, т.е. с допущением о постоянстве **э.д.с.** за некоторым реактивным сопротивлением;
- с учетом электромагнитных переходных процессов в контурах ротора.

а) В первой модификации генератор моделируется постоянством модуля **э.д.с. Ег** за реактивным сопротивлением **Хг.**

Данная модель генератора описывается уравнениями движения ротора**:**

$$\frac{ds}{dt} = \frac{1}{M_j} \times \left[P_T - P_Г - D \times P_{ном} \times (s - s_U)\right], \qquad (2.46)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = s \times \omega_{ном}.$$

где**:**

s скольжение ротора **СМ** относительно синхронно вращающихся осей **[о.е.],**

δ угол ротора **СМ,** т.е. угол между направлением вектора **Ег** и синхронно вращающимися осями **[рад.],**

$\omega_{ном}$ синхронная скорость вращения **(**при частоте равной номинальной, $\omega_{ном}$**=1),**

P_T мощность турбины **[МВт],**

$P_Г$ электромагнитная мощность **СМ [МВт],**

$P_{ном}$ номинальная активная мощность **СМ [МВт],**

M_j момент инерции **СМ** вместе с турбиной **[МВт×с],**

D коэффициент демпфирования **[о.е.],**

s_U скольжение вектора напряжения $\dot{U}$ относительно синхронно вращающихся осей **[о.е.],**

б) Во второй модификации генератор моделируется с учетом электромагнитных переходных процессов в роторе при следующих основных допущениях**:**

- не учитываются апериодические составляющие переходных процессов в обмотках статора,
- несимметричные режимы воспроизводятся только токами и напряжениями прямой последовательности,
- не учитываются изменения в насыщении главной магнитной цепи и зубцового слоя,
- в продольной и поперечной осях **СМ** имеется по одному демпферному контуру,
- сверхпереходные сопротивления по продольной и поперечной осям равны, при этом значение сверхпереходного сопротивления **X"** вычисляется как

$$X'' = \frac{X''_d + X''_q}{2},$$

- здесь допустимо полагать **X"q=X"d,** зависимость **X"** от ω_U не учитывается**.**

Уравнения **СМ** записаны в "форме **э.д.с**." в осях, жестко связанных с ротором **СМ.** Эти уравнения соответствуют модели, описанной в [22]. В реализованных уравнениях коэффициент **G (**см. указанную статью в **Proc.IEE)** принят равным единице**.**

Входные переменные**:**

U_q, U_d	проекции напряжения $\dot{U}$ на поперечную и продольную оси **СМ [кВ],**
ω_U	частота вращения $\dot{U}$ [о.е.],
E_{qe}	**э.д.с.,** пропорциональная напряжению, приложенному к обмотке возбуждения **[кВ],**
P_T	мощность турбины **[МВт],**
$\frac{\omega_U}{\omega_{ном}} \times E''_q, \frac{\omega_U}{\omega_{ном}} \times E''_d$	проекции сверхпереходной **э.д.с.** на оси **СМ [кВ],**
E'_{qp}	формальная переменная **(**в случае отсутствия демпферных контуров она совпадает с проекцией переходной э.д.с. $\dot{E}'$ на ось **q) [кВ],**
I_d, I_q	проекции тока **СМ** на оси **d** и **q [кА],**
$M_Э$ **[МВт],**	электромагнитный момент **СМ**
s,δ, $P_Г$	то же, что указано выше**.**

Уравнения синхронной машины:

$$I_d = \frac{1}{X''} \times \left[\frac{\omega_U}{\omega_{ном}} \times E''_q - U_q \right], \qquad (2.47)$$

$$I_q = \frac{1}{X''} \times \left[-\frac{\omega_U}{\omega_{ном}} \times E''_d + U_d \right],$$

$$\frac{dE'_{qp}}{dt} = \frac{1}{T'_{d0}} \times \left[E_{qe} - I_d \times (X_d - X'_{dp}) - E'_{qp} \right],$$

$$\frac{dE''_q}{dt} = \frac{1}{T''_{d0}} \times \left[E'_{qp} - I_d \times (X'_{dp} - X'') - E''_q \right] + \frac{dE'_{qp}}{dt},$$

$$\frac{dE''_d}{dt} = \frac{1}{T''_{q0}} \times \left[I_q \times (X_q - X'') - E''_d \right],$$

$$M_Э = E''_q \times I_q + E''_d \times I_d,$$

$$P_Г = \frac{\omega_U}{\omega_{ном}} \times M_Э,$$

$$\frac{ds}{dt} = \frac{1}{M_j} \left[\frac{P_T}{1+s} - M_Э \right],$$

$$\frac{d\delta}{dt} = s \times \omega_{ном}.$$

где:

$$X'_{dp} = \frac{X_d \times (T'_d - T''_{d0} + T''_d) - X''_d \times T''_{d0}}{T'_{d0} - T''_{d0}},$$

$$T'_d = T'_{d0} \times \frac{X'_d}{X_d}, \qquad T''_d = T''_{d0} \times \frac{X''_d}{X'_d},$$

электромагнитные постоянные времени T'_{d0}, T''_{d0}, T''_{q0} заданы в секундах, коэффициент демпфирования **D,** который используется в модели **E'=const,** здесь равен нулю, величина ω_U во всех случаях вычисляется по уравнению:

$$\frac{d\omega_U}{dt} = \frac{1}{T_F} \times \left[\frac{d\delta_U}{dt} \times \frac{1}{\omega_{ном}} - \omega_U \right],$$

здесь:

δ_U угол вектора напряжения **U** относительно синхронно вращающейся оси **[рад.],**

T_F формальная постоянная **[с].**

2.11.3. Синхронный компенсатор (СК).

Уравнения **СК** отличаются от уравнений генератора следующим:

1) $P_T = 0$,
2) вместо $P_{ном}$ задается $S_{ном} = Q_{ном}$,
3) M_j задается в **МВА×с.**

Признаком задания **СК** в программе **MUSTANG** является $\cos\varphi_{ном}=0$.

2.11.4. Регулирование возбуждения

В классической модели СГ регулирование напряжения выполняется по основным уравнениям СГ и уравнениям регулирования напряжения, которые

представлены ниже. В этой модели имеются следующие виды регулятора возбуждения:

1 - независимое тиристорное возбуждение, или тиристорная система самовозбуждения с сериесными трансформаторами, или бесщеточная СВ с вращающимися управляемыми тиристорами; АРВ сильного действия (АРВСД);

2 - тиристорное самовозбуждение без сериесных трансформаторов, АРВСД;

3 - бесщеточная СВ с вращающимися диодами, АРВСД;

4 - высокочастотная СВ, АРВ типа корректора напряжения;

5 - модернизированная высокочастотная СВ с блоком сильной стабилизации (БСС), АРВ типа корректора напряжения;

6 - электромашинное возбуждение с возбудителем постоянного тока; компаундирование с корректором напряжения и релейной форсировкой возбуждения;

0 - АРВ отсутствует, E_{qe} = const.

Предусмотрены следующие каналы регулирования возбуждения:

по отклонению напряжения от исходного значения с возможностью учета зависимости уставки от частоты W_u (коэффициент усиления K_{0u});

по производной напряжения (K_{1u});

по производной тока возбуждения (K_{1if});

по отклонению частоты W_u от ее предшествующего значения (K_{0f});

по производной частоты W_u (K_{1f});

по отклонению тока генератора от исходного значения (K_1);

по отклонению тока возбуждения от исходного значения (K_{0if});

любой дополнительный сигнал $U_{доп}$ (t), представленный в виде ступенчатой функции времени;

сигнал $U_ф$, моделирующий дискретную форсировку и расфорсировку возбуждения по напряжению с учетом коэффициентов возврата.

Учтены постоянные запаздывания в АРВ ($T_р$) и в СВ ($T_в$):

$$\Delta U_{РВ} = K_{0u}\left[U_{г0}\left(1+aS_u\right)-U_г\right]-K_{1u}\frac{dU_г}{dt}-K_{1if}\frac{dE_q}{dt}+K_{0f}\left(S_u-S_{ut}\right)+K_{1f}\frac{dS_u}{dt}+U_{допl}, \tag{2.48}$$

где $$\frac{\Delta S_{ut}}{dt}=\frac{S_u-S_{ut}}{T_f}; \tag{2.49}$$

и T_f - постоянная времени в канале отклонения частоты;

Отличие (2.48) от (2.42) состоит в том, что последнее выражение дает приращение ЭДС а не напряжения регулятора возбуждения.

$$\frac{d\,\Delta U_p}{dt} = \frac{1}{T_p}\left(\Delta U_{рв} - \Delta U_p\right); \qquad (2.50)$$

$$E_\Sigma = E_{qe0} + \Delta U_p + K_i\,(I_г - I_{го}) + K_{0if}(E_q - E_{qeo}) + U_{доп} + U_ф \qquad (2.51)$$

$$\frac{\Delta Eqe1}{dt} = \frac{1}{T_в}\left(E_\Sigma - E_{qe1}\right); \qquad (2.52)$$

$$E_{qe} = \begin{cases} E_{qe1} & \text{для СВ видов } 1,\ 3-6 \\ E_{qe1}\dfrac{U_г}{U_{г0}} & \text{для СВ вида } 2 \\ E_{qe0} & \text{для СВ вида } 0. \end{cases} \qquad (2.53)$$

Кроме этих уравнений, учитываются ограничения суммарного сигнала ΔUрв.

В настоящей работе принята следующая схема организации моделирования энергоблока по режиму частота – активная мощность. По этой схеме основные части энергоблока: регулятор скорости с зоной нечувствительности, динамика паропровода и промперегрева пара, сам генератор и длительная динамика котлоагрегатов моделируются отдельными динамическими элементами согласно блок – схеме представления энергообъекта как системы автоматического регулирования. Наиболее просто такую схему можно реализовать в упомянутой выше динамической модели ЭЭС по режиму частота – активная мощность.

2.12. Модель синхронной нагрузки.

Синхронный двигатель (СД) представлен по алгоритмам комплекса МУСТАНГ**.** Признаком наличия в узле синхронной нагрузки является равенство типа регулятора частоты TUG[i]=5.

Уравнения **СД** отличаются от уравнений генератора следующим**:**

1) вместо слагаемого $\mathbf{P_T/(1+s)}$ в уравнении движения ротора используется уравнение для момента сопротивления **СД:**

$$\mathbf{M_{сопр} = \left[m_{ст} + (1 - m_{ст}) \times \omega_R^2\right] \times P_{норм}},$$

(с учетом дополнительного момента трогания $\mathbf{M_{трог}}$**)**

где**:**

$\mathbf{m_{ст}}$ -статический момент сопротивления**,**

$\mathbf{P_{норм}}$ -активная мощность в исходном режиме **[МВт],**

2) выбег ротора **СД** ограничивается условием: ω_R больше или равно нулю,

3) в модели с учетом электромагнитных переходных процессов в роторе приближенно учитывается вытеснение тока в демпферных контурах **СД.** Последнее осуществляется заменой в уравнениях **СМ** величин T''_{d0} и T''_{q0} на T''_{d0}/K и T''_{q0}/K, соответственно. Большей степени вытеснения тока соответствует увеличение коэффициента вытеснения тока **К.** В общем случае $K = K(s')$, где: $s' = s_U - s$.

Значения **К** определяются на основании информации об асинхронной характеристике **СД:** $M_{ac} = f(s)$ при $U = U_{ном}$.

Если характеристика $M_{ac}(s)$ не задана, то $K = 1$.

Если задан только пусковой момент $M_{ac}(100\%)$, то

$$K = 1 \qquad s' \le s_p$$

$$K = \frac{1 - s' + k_r \times (s' - s_p)}{1 - s_p} \qquad s' > s_p$$

здесь:

$$k_r = \frac{2 \times P_{ном} \times m_П}{U_{ном}^2 \times \left[\left(\frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X'_d}\right) \times \frac{1}{\omega_{ном} \times T''_d} + \left(\frac{1}{X''_q} - \frac{1}{X_q}\right) \times \frac{1}{\omega_{ном} \times T''_q}\right]},$$

$m_П$ - кратность пускового момента **СД** по отношению к его номинальному моменту,

$$T''_q = T''_{q0} \times \frac{X''_q}{X_q}, \qquad T''_d \text{–см. выше}$$

s_p - расчетное скольжение, которое либо задается, либо по умолчанию принимается равным,

$$s_p = \frac{X_q}{\omega_{ном} \times T''_{q0} \times X''_q}.$$

Если характеристика $M_{ac}(s)$ задана для ряда значений **s,** то коэффициенты **К(s)** выбираются так, чтобы получить наилучшее возможное приближение асинхронной характеристики в математической модели **СД**

$$M_{ac}(s) = \frac{1}{2 \times \cos\varphi_{ном}} \times \left[\left(\frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d}\right) \times \frac{s \times \omega_{ном} T'_d}{1 + s^2 \times \omega_{ном}^2 \times T'^2_d} + \right.$$

$$\left. + \left(\frac{1}{X''} - \frac{1}{X'_d}\right) \times \frac{K \times s \times \omega_{ном} T''_d}{K^2 + s^2 \times \omega_{ном}^2 \times T''^2_d} + \left(\frac{1}{X''} - \frac{1}{X_q}\right) \times \frac{K \times s \times \omega_{ном} T''_q}{K^2 + s^2 \times \omega_{ном}^2 \times T''^2_q}\right]$$

к заданным значениям $\mathbf{M_{ac}(s)}$ с линейной интерполяцией **К(s)** в промежуточных точках.

На экран выдаются рассчитанные значения **К** и те значения $\mathbf{M_{ac}(s)}$, которые соответствуют этим **К.**

Примечания:

1. Значения **К < 1** при заданной асинхронной характеристике свидетельствуют о неудачно заданных $\mathbf{T''_{d0}}$ и $\mathbf{T''_{q0}}$. Если рассчитанные значения $\mathbf{M_{ac}(s)}$ существенно меньше заданных, то это обычно свидетельствует о завышенном значении **X''** или о неудачно заданных $\mathbf{T''_{d0}}$ и $\mathbf{T''_{q0}}$,
2. Задание $\mathbf{M_{ac}(s)}$ с определением коэффициентов **К** требуется только для расчетов асинхронных режимов возбуждённых или невозбуждённых **СД (**после нарушения их устойчивости или при пуске **СД).**

2.13. Модель асинхронной нагрузки.

2.13.1. Требования к расчетной модели асинхронной нагрузки.

Целью моделирования является качественное отражение режимных ситуаций в узле с асинхронными двигателями в случаях отклонений режимов энергосистемы от нормальных, например, с пониженными напряжениями или частотой. Такие задачи возникают при планировании режимов, обучении персонала и проектировании подстанций.

Для моделирования режимов энергосистем используются электрические схемы замещения оборудования, представляющие его упрощенные модели [19, 20]. Асинхронные двигатели являются потребителями электроэнергии, и относятся к той части оборудования, которая моделируется с помощью обобщенных характеристик – статических характеристик нагрузки. Наиболее распространенными приближенными зависимостями нагрузки от модулей напряжений и частоты являются полиномы 2 – го порядка от отклонений напряжений и частоты в окрестности установившегося режима [21]. Однако в случаях, когда большую долю нагрузки составляют асинхронные двигатели, для моделирования зависимостей мощности асинхронного двигателя от скольжения необходимо вводить специальный вид статических характеристик.

В используемых для вычислений уравнениях электрической сети нагрузки представляется проводимостью на землю – шунтом, величина которого зависит от напряжений и частоты. В виде проводимостей, зависящих от напряжений и скольжений, записываются и уравнения асинхронной нагрузки.

2.13.2. Постановка задач и схемы замещения асинхронной нагрузки.

Выбор вида схемы замещения зависит от решаемых задач и имеющихся в распоряжении технолога данных. Режимы асинхронной нагрузки в Комплексе «Каскад» представляют интерес в задачах 3-х видов:

- моделирование переходных режимов узлов с асинхронной нагрузкой;
- восстановление режима энергосистемы по данным контрольных замеров и известным параметрам оборудования потребителей;
- моделирование прогнозируемых режимов – в задачах планирования режимов и при проектировании сетей для потребителей с асинхронными двигателями.

В первой и второй задачах в узле с асинхронной нагрузкой должны быть известны суммарная нагрузка ($P_{норм.}$, $Q_{норм.}$), доля асинхронной нагрузки ($P_{ад.норм.}= k_{ад.} P_{норм..}$), параметры асинхронного двигателя ($P_{ном}$ и $\cos\varphi_{ном}$). По этим данным определяется коэффициент загрузки $R_{загр}$ и параметры схемы замещения. Этих данных достаточно для вычисления установившегося режима двигателя в расчетной схеме энергосистемы с асинхронным двигателем. Данные для расчета разных режимов одного и того же двигателя (с теми же исходными $P_{ном}$ и $\cos\varphi_{ном}$) получаются путем изменения

$$P_{норм} = (1/k_{ад}) P_{ад..норм.}= (1/k_{ад}) R_{загр} P_{ном.} \qquad (2.54)$$

как результата новых значений коэффициентов $k_{ад}$ или $R_{загр}$

В задачах 3-ой группы для известного режима ($P_{норм.}$, $Q_{норм.}$), необходимо выбрать асинхронный двигатель. Это можно сделать путем перебора значений $R_{загр}$. Для каждого $R_{загр}$ определяются $P_{ном}$ и $\cos\varphi_{ном}$, и все параметры схем замещения. Моделирование режимов каждого асинхронного двигателя в условиях будущей работы позволяет выбрать оптимальный вариант.

Ниже рассматриваются модели, применяемые при решении этих задач и требующие минимального количества данных. Используется традиционный способ: формируется типовая зависимость асинхронного момента от скольжения в относительных единицах; переход к модели в именованных единицах осуществляется с помощью системы базовых величин.

2.13.3. Схема замещения и физический смысл параметров.

Количество данных доступных для формирования расчетной модели как правило весьма ограничено. Например, могут быть известны суммарные активная и реактивная нагрузки и доля активной нагрузки, потребляемая асинхронными двигателями, среднее значение «косинуса фи», типы преобладающих по мощности двигателей. Иногда для определения параметров двигателей можно воспользоваться каталогами. Поэтому в комплексе КАСКАД предоставлена возможность для формирования 2 –х видов схем замещения асинхронной нагрузки, которые различаются только зависимостями параметров от скольжения в области скольжений больших критического.

Схема замещения асинхронного двигателя с усредненными параметрами (Рис.2.7), приближенно описывает и поведение группы двигателей разной мощности. Известно (например, [19, 20]), что основная характеристика асинхронного двигателя - зависимость момента на валу M(s) от скольжения s имеет вид, представленный на Рис.2.8. Характерными точками на этой характеристике значение скольжения – $s_{кр}$, соответствующее минимуму графика - M(0) зависимости M(s), максимуму - $M(s_{кр})$ и значение s = 1. Интервал $0 < s < s_{кр}$ определяет границы нормальной, устойчивой работы двигателя. Точка s = 1 соответствует остановленному двигателю (режим короткого замыкания). Интервал $0 < s < s_{кр}$ определяет границы не устойчивой работы двигателя – физически не реализуемые режимы.

Обозначения:

u – напряжение на вводных клеммах двигателя в кВ,

$P_{ад}$ – активная мощность, потребляемая двигателем в МВт,

$Q_{ад}$ – реактивная мощность, потребляемая двигателем в Мвар,

r (s) – активное сопротивление (в Ом), имитирующее потребление активной мощности двигателем в зависимости от скольжения.

x_s – реактивное сопротивление, связанное с полями рассеяния (в уточненных моделях зависит от скольжения);

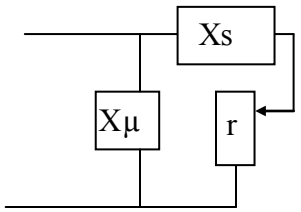
x_μ - сопротивление намагничивания ,

w_0 –номинальное значение круговой частоты энергосистемы,

w_r - значение круговой частоты, соответствующей мгновенной скорости вращения ротора двигателя.

s - скольжение ротора асинхронного двигателя относительно частоты энергосистемы (в узле).

$$s = (w_0 - w_r)/w_0 \qquad (2.55)$$



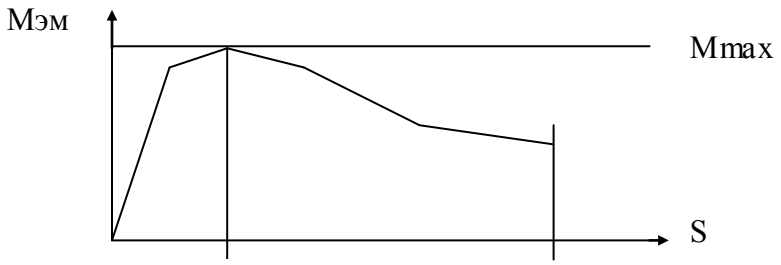


Рис. 2.7 Рис. 2.8 [1]

Напомним [19] основные свойства схемы замещения.

Активная мощность, рассеиваемая на сопротивлении $r(s) = r/s$.

$$P(s) = u^2 \{r s / [(x_s s)^2 + r^2]\} \qquad (2.56)$$

Реактивная мощность, рассеиваемая на сопротивлениях x_μ и x_s.

$$Q(s) = u^2 \{r s^2 / s*[(x_s s)^2 + r^2] + 1/x_\mu\}. \qquad (2.57)$$

В оба выражения входит агрегат, зависящий от скольжения

$$y'(s) = r s / [(x_s s)^2 + r^2]. \qquad (2.58)$$

Это - активная составляющая проводимости в относительных единицах (типовая характеристика зависимости асинхронного момента от скольжения). На Рис. 2.8 приведен ее график. Функция $y'(s)$ достигает максимума при $s = (r/x) = s_{кр} = s^*$ (критическое значение).

$$\max y'(s) = (1/2\, x_s). \qquad (2.59)$$

Характерные значения функции $y'(s)$:

$$y'(0) = 0, \qquad (2.60)$$

$$(dy'/ds)(0) = (1/r), \qquad (2.61)$$

$$y'(1) = r/(r^2 + x_s^2). \qquad (2.62)$$

Последнее значение соответствует остановленному двигателю.

При задании параметров схемы замещения можно пользоваться отношением

$$M(s) = y'(s)/[\max y'(s)] = 2/(s/s_{кр} + s_{кр}/s, \qquad (2.63)$$

которое называется кратностью момента, соответствующего значению скольжения s, по отношению к максимальному моменту.

При моделировании асинхронной нагрузки разной мощности с одной и той же схемой замещения ее параметры удобно выражать в относительных единицах.

Для асинхронных двигателей в качестве базисных принято выбирать следующие величины:

$$U = u_{баз} = u_{ном},\ S = S_{ас\ ном} = P_{ном} / \cos\varphi_{ном}\ .\ W = w_{баз} = w_{ном} = w_0.$$

В случае, когда двигатель работает не с номинальной мощностью

$$P_{ад} = R_{загр}\, P_{ном}$$

в качестве базисной выбирается также номинальная мощность. Действительно

$$S = P_{ад\ норм} / R_{загр} \cos\varphi_{ном} = P_{ном} / \cos\varphi_{ном}$$

Из выражений для U и S следуют значения для базисных значений тока, сопротивлений и проводимостей,

$$I = S/U\ ,\ \ R = (U/I) = U^2/S,\ \ Y = 1/R. \qquad (2.64)$$

В относительных единицах между параметрами, соответствующим разным физическим величинам, имеют место следующие соотношения:

$$P_{ном}^* = P_{ном} /S = \cos\varphi_{ном}.$$

Базисная величина для электромагнитного момента определяется из соотношений

$$(P_{эм})/S = (M_{эм}\, w)/S = (M_{эм})/(S/w) = (M_{эм})/M,$$

которые должны выполняться и для режима с номинальными значениями параметров. Следовательно, базисная величина M момента - M должна быть равна

$$M = S/w_0\ .$$

Так как $u_{ном}^* = 1$, $w_{ном}^* = 1$, то

$$M_{ном}^* = P_{ном}^*/w_{ном}^* = P_{ном}^* = \cos\varphi_{ном} . \qquad (2.65)$$

Если уравнения установившегося режима записаны и разрешены в относительных единицах, то значения мощностей нагрузки в абсолютных величинах определяться соотношениями

$$P_{ад} = S\,(u/U)^2\, y'(s) \qquad (2.66)$$

$$Q_{ад} = S\,(u/U)^2\, [y'(s)s/s^* + 1/x_\mu]. \qquad (2.67)$$

Найдем условия существования решения, налагаемые на значения $P_{ад}$ и $Q_{ад}$. Из (2.63) следует

$$S\,(u/U)^2 = P_{ад} / y'(s) . \qquad (2.68)$$

Предположим, что определены u и s, соответствующие заданному значению $P_{ад}$. Тогда уравнение (2.68) определяет зависимость u (s), и условием существования решения будет разрешимость относительно s уравнения (2.68).

$$Q_{ад} = P_{ад}\,(s/s^* + 1/y'(s)\,x_\mu). \qquad (2.69)$$

После преобразований, учитывая выражение для y'(s)

$$y'(s) = r\,s / [(x_s\,s)^2 + r^2],$$

получим формулу, из которой следуют ограничения на задания на расчет из условия существования решения

$$Q_{ад}/P_{ад} = \mathrm{tg}\,\varphi = \{s/s^* + [(x_s\,s)^2 + r^2]/r\,s\,x_\mu\}. \qquad (2.70)$$

В частности $Q_{ад\,ном}/P_{ад\,ном} = \mathrm{tg}\,\varphi_{ном} = \{s_{ном}/s^* + [(x_s\,s_{ном})^2 + r^2]/rs_{ном}\,x_\mu\}$. Следовательно, отношение $Q_{ад}/P_{ад} = \mathrm{tg}\varphi$ определяется параметрами схемы замещения и значением скольжения s при фиксированных параметрах. Независимым является только один из параметров: $P_{ад}$ или $Q_{ад}$. Один из них должен присутствовать в качестве задания на расчет.

Из (2.70) следует, что режим с заданным значением tg φ может существовать при любом значении модуля напряжения не равном 0.

Реактивная мощность $Q_{ад}$ определяется в результате расчета, и чтобы при этом не изменился существенно режим системы, задание на расчет

$$Q_{норм} = Q_{ад\,0} + Q_{ст} = Q_{ад\,0}$$

формируется и двух составляющих: постоянной - $Q_{ст}$ и приближенной оценки потребляемой двигателем реактивной мощности

$$Q_{ад\,0} = Q_{ад\,ном}[x_s (R_{загр} \cos\varphi_{ном})^{2} + 1/ x_\mu]. \qquad (2.71)$$

2.13.4. Динамический метод (ДМ) определения режима ЭЭС с асинхронной нагрузкой.

ДМ – метод заключается в определении решений уравнений УР на динамической модели как результата сходящегося переходного процеса. В динамической модели элементы энергосистемы, у которых изменение режима сопровождается переходным процессом во времени, представляются дифференциальными уравнениями. Постоянные времени могут выбираться в широком диапазоне, в зависимости от поставленной задачи. Например, при моделировании переходных процессов в энергосистеме они должны быть пропорциональны постоянным времени физических объектов, которых они представляют в модели, а при расчетах УР могут выбираться из условия получения быстрой сходимости к решениям.

Асинхронный двигатель (точнее, его упрощенная модель) в динамической модели энергосистемы представлен уравнением в относительных единицах

$$Tj\,(dw_r/dt) = M_{эл}(s) - M_{мех}\,, \qquad (2.72)$$

где на i-ой итерации (i => 1)

$$M_{мех} = [\,M_{ст} - (1- k_{ст})\, w_{ri}^{\,2}]\, R_{загр} \cos\varphi_{ном}\,. \qquad (2.73)$$

$$M_{эл}(s_i) = (u_{(i-1)}/U)^2\, P_{эл}(s_i), \qquad (2.74)$$

$$P_{эл}(s_i) = r\, s_i/[(xs_i w/w_0)^2 + r^2]\,, \qquad (2.75)$$

$$s_i = (w_0 - w_{ri})/w_0, \qquad (2.76)$$

Напряжения узлов электрической сети связаны системой уравнений балансов мощностей (активной и реактивной) в узлах. Мощности в узлах могут быть заданы зависимостями от модулей напряжений. Такая система уравнений разрешима относительно напряжений в узлах и определяет однозначную зависимость напряжений от этих мощностей. В случае с асинхронным двигателем активная и реактивная мощности зависят от действительной и мнимой составляющих напряжения в узле и дополнительной переменной - скольжения двигателя.

В результате система оказывается совместной при выполнении только одного условия - потребления заданной активной мощности. Реактивная мощность, потребляемая двигателем, получается как результат расчета (2.75).

Установившийся режим асинхронного двигателя достигается при значениях параметров u_i, w_{ri} и s_i, таких что

$$Tj\,(dw_{ri}/dt) = M_{эл}(s_i) - M_{мех}(w_{ri}) = 0.$$

Алгоритм вычисления параметров УР динамическим методом состоит в поочередном решении системы уравнений электрической сети, и численном интегрировании дифференциальных уравнений динамических объектов энергосистемы.

Процесс решения начинается с определения параметров схем замещения, определяющих форму графика $M_{эл}(s)$, и задания начальных значений для интегрирования дифференциальных уравнений.

2.13.5. Формирование задания на расчет установившегося режима в узле с асинхронной нагрузкой.

Задания на расчет УР энергосистемы для каждого узла общего вида должно содержать следующие данные:

- $P_{норм}$ - суммарную активную мощность нагрузки ;
- $Q_{норм}$ - суммарную реактивную мощность нагрузки;
- тип статических характеристик – зависимостей нагрузок от модуля напряжения и частоты.

В случае, когда существенную часть нагрузки представляют асинхронные двигатели к этим данным в качестве исходных добавляются следующие параметры:

- $k_{ад}$ - доля асинхронной нагрузки; откуда определяется

$$P_{ад} = P_{норм}\, k_{ад}$$

при этом доля нагрузки, учитываемой по характеристикам 1 –го типа оказывается равной

$$P_{ст\ норм} = (1- k_{ад})\ P_{норм} = Const.$$

- $P_{ном}$ - номинальный режим асинхронного двигателя.

По $P_{ад}$ и $P_{ном}$ определяется коэффициент загрузки асинхронного двигателя

$$R_{загр.} = P_{ад} / P_{ном}$$

- Если значение этого коэффициента выходит из диапазона 0.7 – 0.8 , то режим работы будет далек от оптимального и желательно его заменить на двигатель большей или меньшей мощности (или выбрать другое $P_{ном}$).
- $k_{ст}$ – доля постоянной составляющей момента нагрузки, при этом доля момента пропорционального квадрату скорости вращения ротора двигателя (w^2) окажется пропорциональной коэффициенту $(1- k_{ст})$.
- $I_п$ - кратность пускового тока (по отношению к номинальному);
- $m_п$ - кратность пускового момента по отношению к номинальному.

Кроме этого необходимо задать данные для определения параметров схемы замещения. Для вычисления этих параметров достаточен следующий (минимальный) набор данных.

- $P_{ном.}$,- номинальная мощность асинхронного двигателя;
- $Cos\varphi_{ном.}$ - номинальное значение «косинуса фи»;
- $s_{кр.}$- критическое значение скольжения;
- M_{max} - кратность (отношение) максимального момента к номинальному.

По известным значениям M_{max} и “косинуса фи” определяется значение реактивного сопротивления

$$x_s = 1/2M_{max}\ Cos\varphi_{ном.} \qquad (2.77)$$

По известному значению $s_{кр}$ определяется значение активного сопротивления

$$r = s_{кр} x_s\ . \qquad (2.78)$$

Из уравнения (2.64) следует, что в номинальном режиме

$$tg\ \varphi_{ном} = \{s_{ном} / s^* + [(x_s\ s_{ном})^2 + r^2]/r\ s_{ном}\ x_\mu\}.$$

Откуда следует выражение для x_μ .

$$x_\mu = [(x_s s_{ном})^2 + r^2]/r s_{ном}\} \ (tg \varphi_{ном} - s_{ном} /s^*)^{-1}. \qquad (2.79)$$

Этим завершается вычисление параметров схемы замещения, представленных в относительных единицах.

Между переменными и параметрами схемы замещения в относительных единицах имеют место следующие соотношения:

так как $u_{ном}^* = 1$, $w_{ном}^* = 1$, то

$$M_{ном}^* = P_{ном}^*/w_{ном}^* = P_{ном}^* = \cos\varphi_{ном} . \qquad (2.80)$$

Если уравнения установившегося режима решены в относительных единицах, то значения мощностей нагрузки в абсолютных величинах определяться соотношениями

$$P_{ад} = S (u/U)^2 y'(s)$$

$$Q_{ад} = S (u/U)^2 [y'(s)s/s^* + 1/ x_\mu]. \qquad (2.81)$$

При отсутствии паспортных данных для оценочных расчетов параметры схемы замещения можно выбирать из следующей таблицы

Тип дв.	Tj	$\cos\varphi_{ном}$		M_{max}	$M_{ст}$	$s_{кр}$	Примечание
1	0.7	0.8*	1	1.8*	0.3	0.15	Средний АД
2	0.9	0.85	3	2.2	0.5	0.15	Крупный АД

*С учетом сопротивлений понижающих трансформаторов.

2.13.6. Начальные условия для расчета режима АД динамическим методом.

Итак. уравнения (2.73 - 2.76) записаны в относительных единицах. Для начала процесса интегрирования необходимо задать начальные значения для переменных u_i, w_{ri} и s_i, и значение правой части уравнения (2.71) .

В качестве начальных значений рекомендуется выбирать следующие значения переменных:

u_0 - значение напряжения в узле, полученное в результате решения системы уравнений сети с заданиями на расчет $P_{норм}$ и $Q_{норм}$.

Начальное значение для скольжения

$$s_0 = r k_{загр} \cos\varphi_{ном} \qquad (2.82)$$

определяется по заданному значению

$$P_{ад}^* = k_{загр} P_{ном}^* = k_{загр} \cos\varphi_{ном}$$

в предположении линейной зависимости от s

$$P_{ад}^* = s_0/r \qquad (2.83)$$

в области

$$s << s_{кр} .$$

Начальное значение для w_{ri}

$$w_{r0} = w_0 (1 - s_0). \qquad (2.84)$$

Постоянная времени в уравнении (2.71) при производной по «синхронному времени » $t^* = t/ w_0$ равна

$$\tau^* = \tau \cos\varphi_{ном} / P_{ном} . \qquad (2.85)$$

На каждом шаге интегрирования новым значениям переменных u_i, w_{ri} и s_i соответствуют новые значения активной $P_{ад\ i}$ и реактивной $Q_{ад\ i}$ мощностей, которые используются для вычисления u_{i+1}. Из соотношения (2.69) следует, что каждому $P_{ад\ i}$ соответствует только одно значение $Q_{ад\ i}$. Часть реактивной составляющей асинхронной нагрузки заранее определить нельзя. Она определяется приближенно по линейной

$$Q_{ад\ i} = Q_{ад\ 0} = S_{ад\ ном}[x_s (k_{загр} Cos\varphi_{ном.})^2 + (x_\mu)^{-1}] \qquad (2.86)$$

зависимости (2.83) при малых значениях s_0. Разница между заданным значением $Q_{норм}$ и $Q_{ад\ 0}$ учитывается в последующих расчетах по характеристике

$$Q_{ст\ норм} = Q_{норм} - Q_{ад\ 0} = Const \qquad (2.87)$$

Она сохраняется на каждой итерации. В результате значение реактивной мощности в установившемся режиме в узле с асинхронным двигателем будет вычисляться с погрешностью.

2.13.7. Интегрирование системы уравнений

В соответствии с алгоритмом расчета напряжений в узлах электрической сети на каждом шаге по значениям s_i и u_i вычисляются проводимости

$$G_i = [P_{ад\,i}(s_i) + (1 - k_{ад})P_{норм}]\,(u_i)^{-2}, \qquad (2.88)$$

$$B_i = [Q_{ст\,норм} + Q_{ад\,i}(s_i)]\,(u_i)^{-2}, \qquad (2.89)$$

где $P_{ад\,i}(s_i)$ и $Q_{ад\,i}(s_i)$ вычисляются соответственно по формулам (2.66) и (2.67).

Решение по данному алгоритму имеет погрешность при расчете $Q_{норм}$. Она равна разности между приближенной оценкой $Q_{ад\,0}$ и расчетным значением $Q_{ад}(s_{iнорм})$

$$\Delta Q_н = Q_{ад\,0} - Q_{ад}(s_{iнорм}). \qquad (2.90)$$

Эту погрешность можно устранить с помощью алгоритма расчета “по параметру “.

2.13.8. Уточнение модели асинхронного двигателя

Уточнение касается режимов пуска двигателя, т.е., области скольжений

$$s_{кр} \le s \le 1,$$

и состоит во введении в выражение для электромагнитного момента зависимостей $x_s = x_s(s)$ и $r = r(s)$. Для этого используются данные из каталогов.

Уточненная модель позволяет учитывать в расчетах известные значения пускового тока $i_п$ и момента $M_п$ (точнее их кратностей по отношению к номинальным значениям)

$$x_s(s) = [x_s(1 - s) + x_{s1}(s - s_{кр})]/(1.01 - s_{кр}), \qquad (2.91)$$

$$r(s) = [r(1 - s) + r_1(s - s_{кр})]/(1.01 - s_{кр}) \quad при \quad s_{кр} <= s <= 1, \qquad (2.92)$$

где значения x_{s1} и r_1 вычисляются по формулам

$$x_{s1} = x_\mu (i_п x_\mu - 1)^{-1}, \qquad (2.93)$$

$$r_1 = \{1 - [1 - (2\, x_{s1}\, M_п \cos\varphi_{ном.})^2]^{1/2}\}/(2 M_п \cos\varphi_{ном.}). \qquad (2.94)$$

Величина пускового тока определяет падение напряжения в узле, к которому подключен двигатель. Величина пускового момента определяет возможность запуска двигателя при известном механическом моменте.

2.13.9. Моделирование особых режимов асинхронного двигателя.

Переход к особым режимам осуществляется из нормального режима путем изменения соответствующих параметров.

Холостой ход двигателя соответствует режиму с $s = 0$.

В этом режиме двигатель не потребляет активной мощности. переход

к такому режиму получается при задании $k_{ад} = 0$.

Остановка двигателя. Остановка АСД происходит в случае, если механический момент превышает электромагнитный.

Такой режим в модели создается с помощью коэффициента $R_{загр}$ путем его увеличения до значения, при котором скольжение s превысит $s_{кр}$, и дальше будет увеличиваться из-за неустойчивости режимов на пологой части характеристики.

Запуск двигателя. Запуск из положения «остановленный двигатель» происходит в случае, когда правая часть уравнения (2.77) будет иметь положительный знак (соответствующий возрастанию скорости вращения ротора). Такие условия можно создать путем изменения одного из следующих параметров:

- восстановления значения $R_{загр}$ до номинального значения;
- снижения величины механического момента путем уменьшения коэффициента $k_{ст}$;
- введением значения параметра $s_{кр} = 1$.

После запуска двигателя можно установить параметры, соответствующие его режиму.

На основании проведенных расчетов с конкретными возмущениями от малых до критических можно утверждать, что в модели асинхронного двигателя качественно отражаются основные характеристики установившихся режимов реальных асинхронных двигателей.

2.14. Задание параметров модели для расчетной схемы ЭЭС

Задание параметров модели ЭЭС и выполнение простых операций управлений ею можно выполнить в задаче MMI_SHM.exe. Возможностей этой задачи в части управления узлами и ветвями расчетной схемы достаточно. Более сложные схемы управления будут рассмотрены ниже (см. гл. 7).

На рис.2.9 представлена основная экранная форма системы управления **Модели (**запуск задачей MMI_SHM.exe**)**. Верхняя часть этой формы содержит кнопки инструментальной панели и главное меню задания параметров модели. Слева размещена панель параметров режима для выбранного мышкой узла сети и суммарных параметров всей сети.

Задание и коррекция параметров и режимов моделирования выполняется в пунктах основного меню **Модель.** Параметры модели

загруженной схемы могут быть изменены (пункт меню **Модель** и затем пункты **Общие параметры модели, Параметры частоты модели** и **Параметры напряжения модели**) или оставлены без изменений (т.е. по умолчанию). Под параметрами расчета частоты модели (наборами) понимаются общие характеристики расчета (шаг интегрирования, постоянные времени динамики узлов по частоте и т.п.).

Общие характеристики модели размещены на трех закладках, вызываемых в меню **Модель**:

- **Общие параметры модели,**
- **Параметры частоты модели,**
- **Параметры напряжения модели.**

Настройки моделирования систем регулирования узлов по частоте и напряжению разделены по наборам, т.е. в режиме моделирования узла его характеристики регулирования по частоте будут выбираться из заранее заданных наборов. Это значительно упрощает задание параметров узловых систем регулирования. Действительно, при такой схеме задания параметров систем регулирования достаточно каждому узлу указать только имя (или номер) набора. При этом нет необходимости задавать для каждого узла все параметры модели (т.е. НСИ), которых может быть достаточно много. Характеристики каждого из наборов систем регулирования задаются на перечисленных ниже панелях.

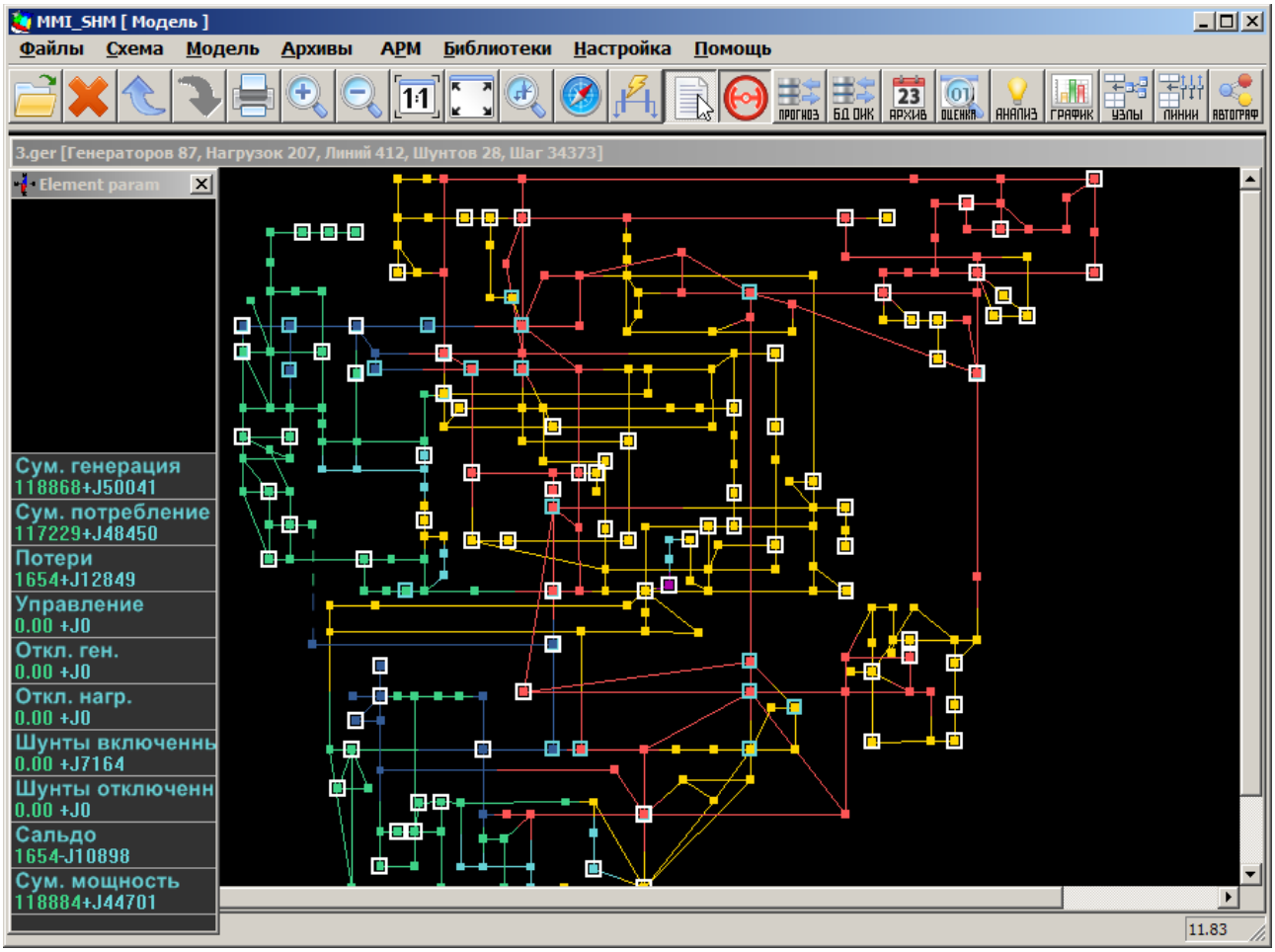


Рис. 2.9. Инструментальная панель и главное меню ПК Модель.

Подобным образом задаются параметры узловых регуляторов напряжения. Для рассматриваемой модели динамики это пропорционально-интегральный (ПИ) регулятор реактивной мощности генерации узла. Параметры этого регулятора также выбираются из заданных наборов (см. рис.2.12).

Задание общих параметров расчетной схемы можно выполнить в соответствующей таблице БД, но значительно проще и удобнее задание и коррекция параметров расчетной схемы выполняется с ее графической схемы.

2.14.1. Режимы моделирования расчетной схемы.

Основные параметры и режимы моделирования можно задать в основном меню **Модель** (см. рис.2.10), которое позволяет установить разные режимы

моделирования узлов сети, в зависимости от степени их участия в формировании переходных процессов, т.е. в зависимости от электрической близости к месту возмущения узлов моделируемой сети.

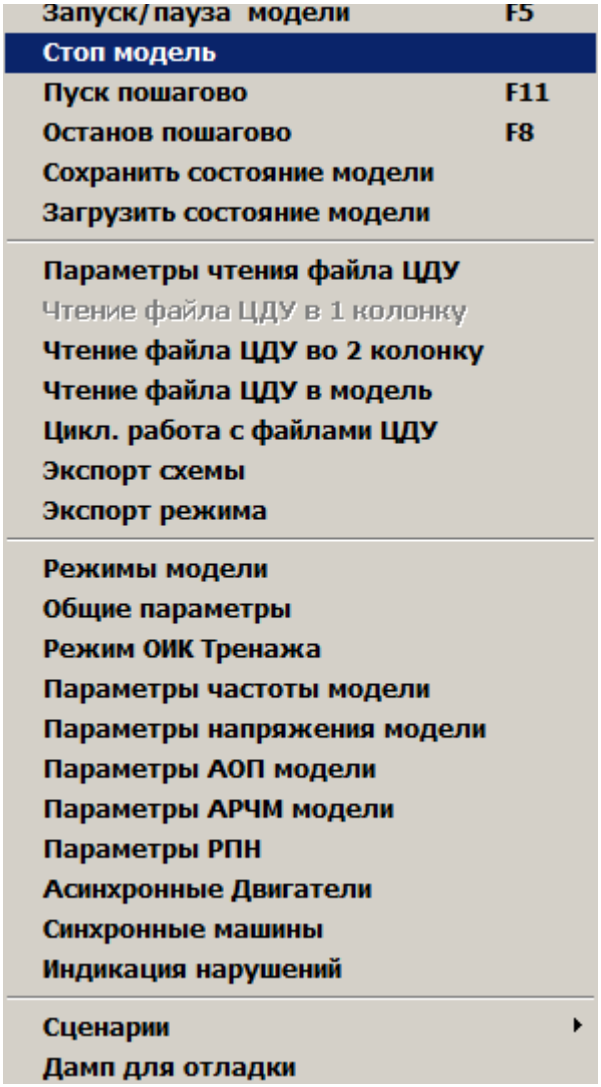


Рис.2.10. Панель режимов модели

На этой панели можно выбрать режим моделирования расчетной схемы (пункт меню **Режимы модели**) и задать параметры систем регулирования и ПА (пункты меню **Общие параметры, Параметры частоты и напряжения, Параметры АОП модели, Параметры АРЧМ модели, Параметры РПН, Асинхронные двигатели, Синхронные машины, Сценарии и др.**). На этой же панели можно вызвать таблицы для чтения файла в формате ЦДУ в модель или колонку сравнения режимов. Смысл остальных пунктов меню понятен из их названий.

Режимы моделирования можно задать (см. рис.2.11) по пункту меню ***Модель/Режимы модели.*** В соответствии с этим могут использоваться модели динамики разной степени сложности (и точности). Отметим четыре основные зоны.

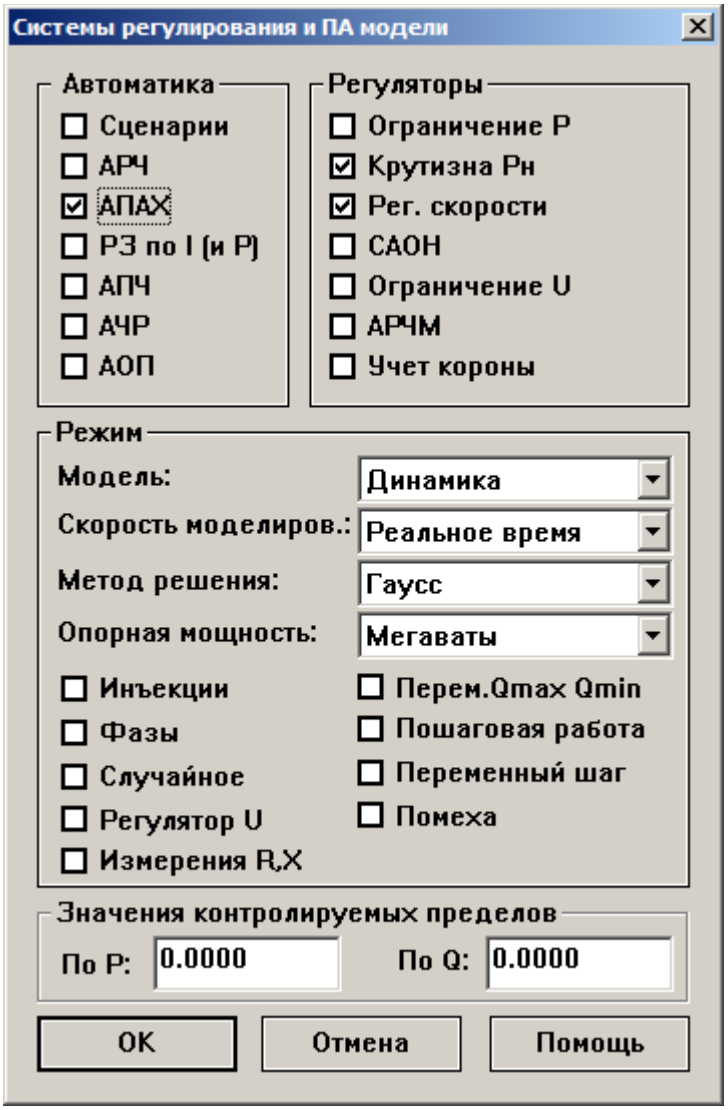


Рис. 2.11. Задание режимов моделирования

В первой зоне можно активизировать системы ПА. Это системы ***Автоматики*** (Сценарии, АРЧ, АПАХ, РЗ, АПЧ, АЧР, АОП, АРЧМ). Во второй зоне активизируются системы регулирования (в том числе вторичные). Это ***Регуляторы*** (Регулятор скорости, САОН, Ограничение P, Ограничение U, Крутизна Pн и Учет короны). Разделение на зоны ПА и регуляторы весьма условное.

В третьей зоне можно активизировать некоторые режимы расчета сети. Это подключение инъекций в узлах, Управление фазами узлов, Случайные колебания нагрузки узлов, Регулятор узловых U типа МУСТАНГ, а также три опции для проведения исследований (Помеха измерений, Идентификация параметров ЛЭП и переменные значения Qmax и Qmin).

И, наконец, в четвертой зоне задаются:

- Тип расчета (мегаватты или киловатты (для распределительных сетей)),

- Скорость моделирования (РВ, ускоренный или замедленный режим),
- Динамика, статика или статика с раздельной частотой,
- Расчет с переменным шагом и пошаговая работа,
- Метод решения СЛАУ (Гаусс, Ньютон, Зейдель)

Все режимы выбираются из выпадающих меню или задаются галочками.

В нижних окнах на рис. 2.11 задаются предельные значения допустимых небалансов в узлах при решении СЛАУ сети.

Можно установить всем узлам одинаковую точность модели (например, установившийся или упрощенный динамический режим). А можно задать разную степень подробности моделирования (например, все узлы схемы моделируются приближенной динамической моделью, а узлы, участвующие во вторичном регулировании частоты и мощности – подробной динамической моделью по режиму частота-активная мощность. Эти параметры необходимо будет установить в индивидуальных узловых характеристиках (см. ниже).

В модели предусмотрен разный (но одинаковый для всех узлов расчетной схемы) временной режим моделирования динамики:

- Ускоренный,
- Замедленный,
- Реального времени (РВ).

Режим реального времени может быть реализован на обычных персональных компьютерах для сравнительно больших схем (до 2000 узлов). В этом случае пауза между шагами решения дифференциальных уравнений выбирается специальным образом, чтобы временные характеристики переходных процессов в модели совпадали с характеристиками реальных процессов. Возможен также ускоренный (для небольших схем) и замедленный режим моделирования. Это традиционная схема моделирования узлов сети с заданным шагом решения дифференциальных уравнений. Ускоренный режим моделирования на современных компьютерах возможен для сравнительно больших схем (до 2000 узлов). При этом степень ускорения зависит от объема моделируемой схемы и производительности используемого ПК.

Для реализации замедленного режима моделирования вводится вычисляемая пауза времени между шагами интегрирования, что приводит к замедлению переходных процессов в реальном времени при их графическом отображении для возможности их подробного изучения.

Необходимо отметить, что выводы о временных характеристиках при моделировании не учитывают время формирования матрицы проводимостей и ее факторизацию при коммутациях в сети. Для схемы порядка 2000 узлов это время составляет примерно 1-2 с.

2.14.2. Задание общих параметров расчетной схемы.

Общие параметры модели задаются на панели (см. рис.2.12), вызываемой в меню **Модель**. Основные параметры расчета ясны из наименований. Отметим, что уставка системы вторичного регулирования частоты (АРЧ уставка) и автоматической частотной разгрузки (АЧР уставка) даны в отклонениях от номинальной частоты.

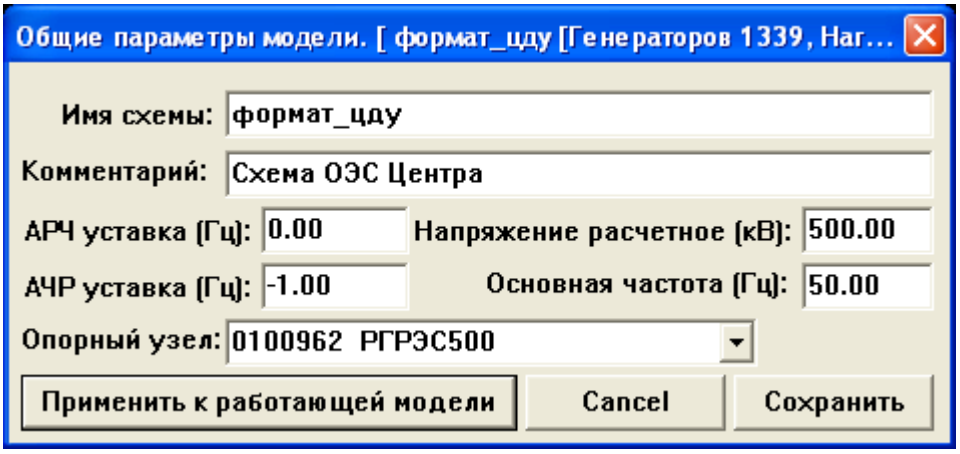


Рис.2.12. Общие параметры модели

Задать эти параметры можно непосредственно на панели рис.2.12. Далее измененные параметры можно сохранить только для текущей расчетной схемы (т.е. в оперативной памяти) по кнопке **Применить к работающей модели** или в БД на диске по кнопке **Сохранить** для последующих расчетов. Отметим, что исходные параметры расчета заданы по умолчанию, и менять их следует только в случае необходимости.

2.14.3. Задание общих параметров расчета режима по частоте.

Динамика по частоте. Параметры динамики по частоте в переходном режиме представлены на рис.2.13 – 2.15. Заданы параметры для турбины-генератора, котлоагрегата и гидротурбины. Эти параметры заданы для всех узлов моделируемой схемы. Для задания этих параметров (см. рис.2.13) используются три закладки: турбина-генератор, котлоагрегат, гидроагрегат.

Параметры динамики для расчета турбины-генератора в узлах сети в виде набора можно задать на панели, представленной на рис. 2.13. Наборов параметров регулирования по частоте может быть не ограниченное количество (реально несколько). Напомним, что каждый набор имеет свое имя (например, на рис. 2.13 - это имя: **Значения по умолчанию**). Некоторая часть узлов, которая привязана к данному набору, будет использовать

характеристики, представленные на рис. 2.13. Другие узлы могут быть привязаны к другим наборам и т.д.

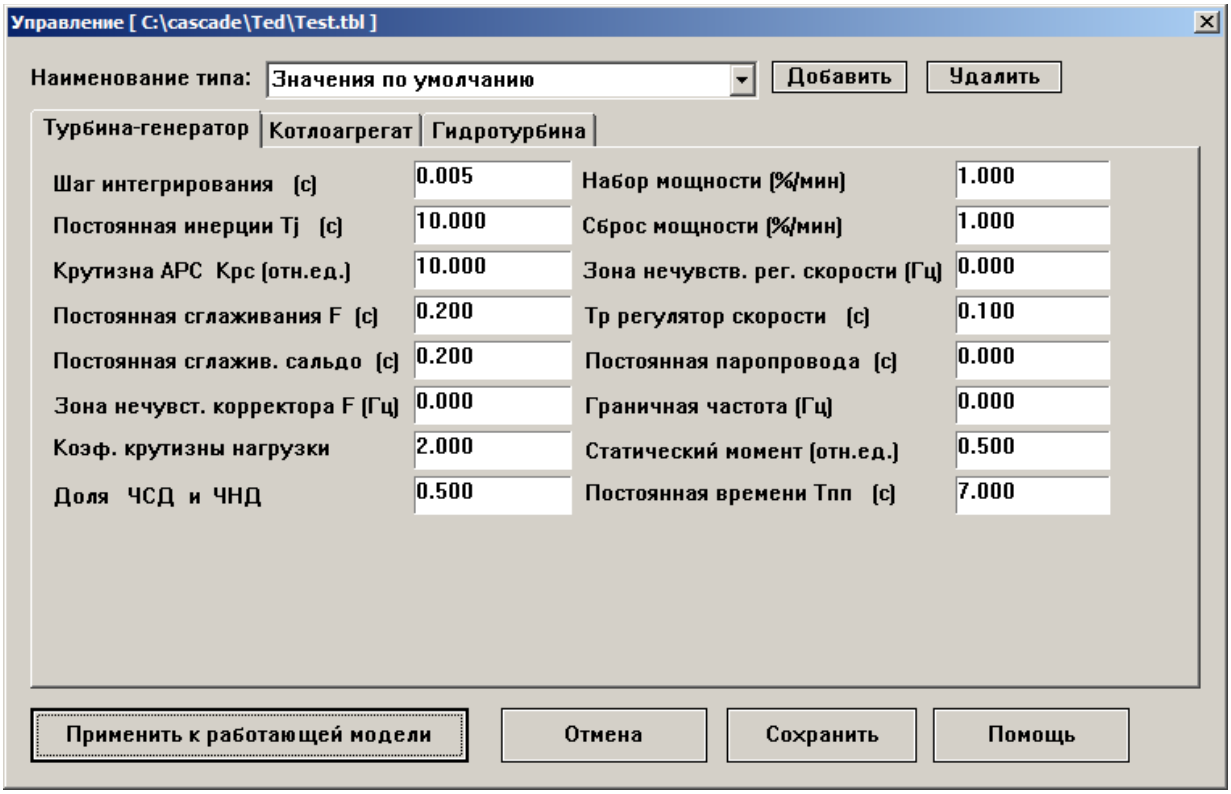


Рис. 2.13. Панель с параметрами турбины-генератора для тестируемых схем.

Таким образом, каждому узлу или группе узлов можно задать свои характеристики регулирования по частоте выбрав их определенный набор. Это значительно уменьшает трудоемкость задания исходной нормативно справочной информации (НСИ). Но обычно достаточно задать только несколько наборов настройки параметров по частоте. Как упоминалось выше, привязка некоторого набора параметров системы регулирования по частоте к конкретному узлу задается в его индивидуальных параметрах указанием имени набора характеристики (см. рис. 2.22).

В свойствах узла генерации, задаваемых наборами, можно задать предельные значения скорости набора и сброса мощности (см. рис. 2.13), а также долю нерегулируемых котлоагрегатов в узле (рекомендуемое значение 0.7). Остальные параметры следует задать в соответствии с блок-схемой модели блока, приведенной на рис. 2.4.

Следует иметь в виду, что устойчивость вычислительного процесса существенно зависит от некоторых параметров, представленных на рис. 2.13 (например, от шага интегрирования DT или постоянных времени переходных процессов по частоте и напряжению).

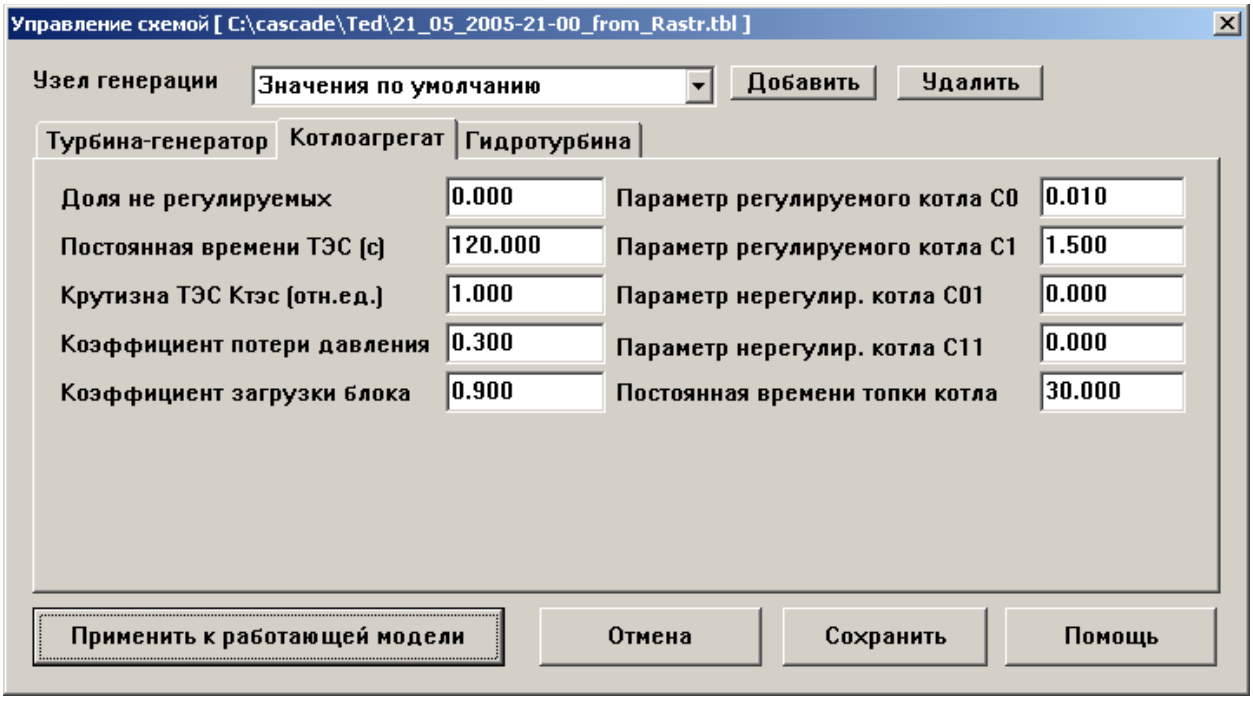


Рис. 2.14. Панель с параметрами котлоагрегатов для тестируемых схем.

Основной набор параметров моделирования режима по частоте (под именем **Значения по умолчанию**) задан исходно и может быть скорректирован пользователем. Но, обычно, их оставляют неизменными и формируют другие
наборы параметров с новыми именами. Каждому узлу с генерацией ставится в соответствие один из этих наборов параметров расчета режима по частоте. Единицы измерений этих параметров указаны рядом с их наименованием Решение системы дифференциальных уравнений в модели выполняется с заданным и неизменяемым шагом интегрирования. Шаг интегрирования задается в пределах 0.001 - 0.02 с. Обычное значение этого параметра – 0.005 с.

Для электромеханических переходных процессов этого обычно достаточно, а для длительных шаг можно было бы увеличить на порядок. Экономия вычислительных ресурсов ПК в этом случае составила бы всего 5 - 10%, а сложность расчета и отображения результатов значительно возросла.

Применение переменного шага интегрирования также может сократить затраты на расчет динамики от 10 до 20 % в зависимости от фазы переходного процесса. При этом резко возрастает сложность отображения результатов расчета. В силу указанных причин, шаг интегрирования выбран фиксированным (но задаваемым пользователем).

Отдельно отметим параметры сглаживания частоты и сальдо обменной мощности узла. Сглаживание этих параметров применяется для повышения вычислительной устойчивости системы уравнений. Используются

экспоненциальные сглаживающие фильтры с постоянной времени 0.1-0.3 с. При задании индивидуальных параметров в отдельных узлах схемы, которых нет в ранее созданных наборах параметров, могут быть сформированы (см. рис.2.13-2.15) дополнительные наборы (кнопкой **добавить**) на верхней позиции панелей.

Параметры котлоагрегата. Наборы параметров моделирования котлоагрегатов задаются на панели рис. 2.14, которая вызывается по закладке **Котлоагрегат.**

Рекомендуемые постоянные времени длительных переходных процессов в тепловых, гидравлических и атомных станциях равны 100, 20 и 120 с. соответственно. Коэффициенты усиления и постоянные времени соответствующих сглаживающих фильтров могут устанавливаться пользователем.

Задание доли нерегулируемых котлоагрегатов равной 0 означает отключение модели котлов. Задать все котлоагрегаты регулируемыми можно малой (но ненулевой) величиной (например, 0.00001). При доле равной 1 все котлоагрегаты нерегулируемы.

Нелинейные свойства регулятора скорости турбины и механизма управления мощностью также задаются в приведенных наборах (см. пример на панели рис.2.13.) Это зона нечувствительности нелинейности типа петли гистерезиса в регуляторе скорости (рекомендуемое значение ±0.02 Гц.) или зона нечувствительности частотного корректора.

Параметры гидротурбины. Наборы параметров гидротурбины следует задать на панели рис. 2.15. Как и на панелях рис.2.13 и 2.14 можно добавить новый набор параметров гидротурбины и задать ему имя. Здесь можно задать постоянные времени регулятора, гибкой обратной связи (ГОС) и агрегата, а также коэффициенты гибкой (ГОС) и жесткой обратной связи (ЖОС).

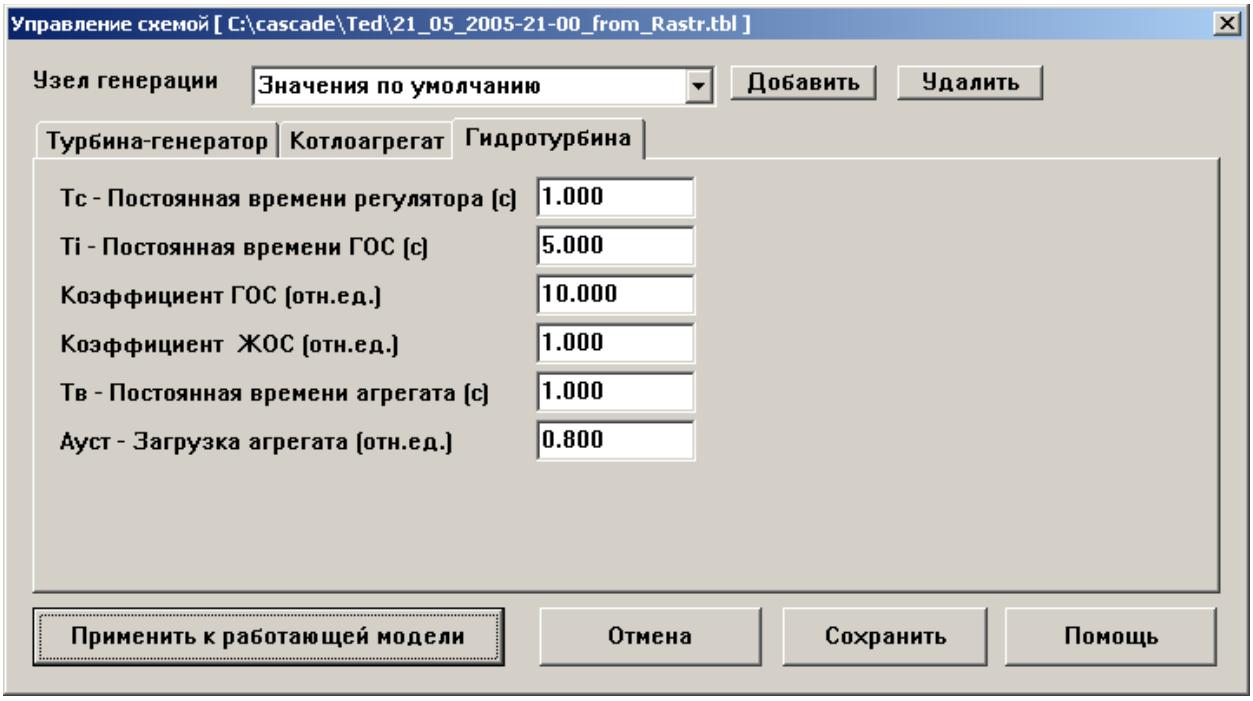
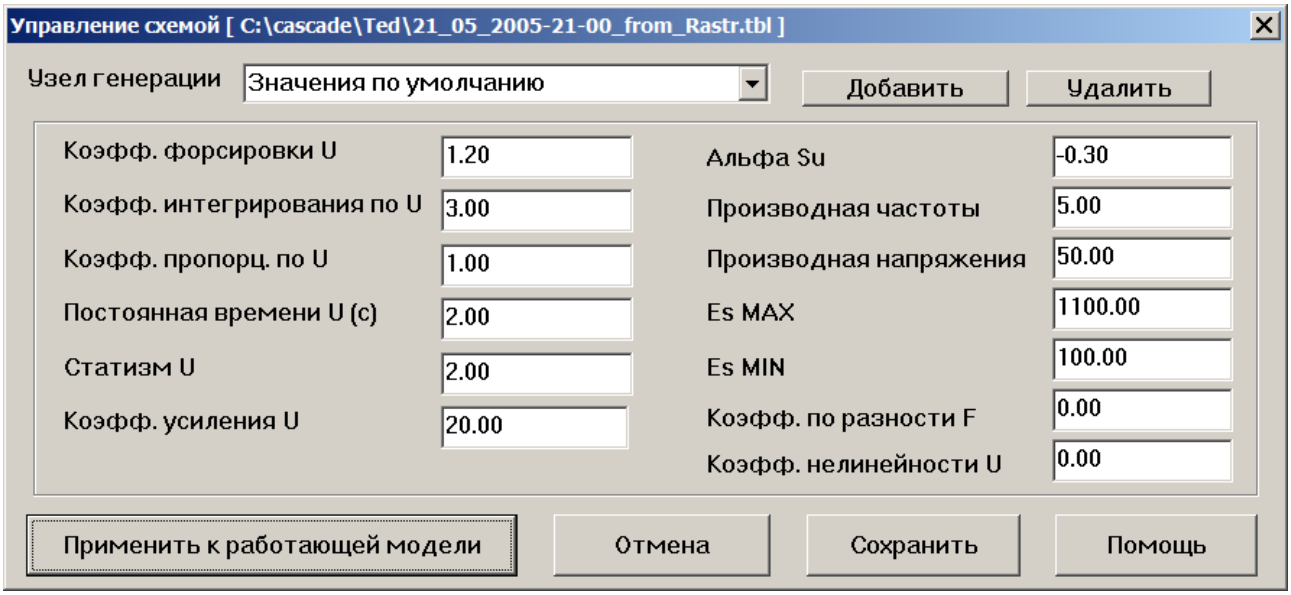


Рис.2.15. Панель с параметрами гидротурбины для тестируемых схем.

Отметим, что когда задается новый набор (например, гидротурбины), одновременно можно поменять параметры тепловой турбины и котла (или оставить прежние, если это необходимо). Необходимо указать степень загрузки агрегата.

2.14.4. Задание общих параметров расчета режима по напряжению.

Параметры регулятора напряжения в упрощенной модели можно задать на панели, представленной на рис. 2.16. Первые пять параметров на этой панели описывают первую из схем регулирования напряжения на шинах узла с



2.16. Панель задания наборов параметров расчета напряжений в узлах.

генерацией (управление реактивной генерацией). Первый из этих параметров **Коэффициент форсировки U** задает коэффициент усиления регулятора напряжения при снижении напряжения ниже определенного уровня. Далее следуют коэффициенты интегрирования и пропорциональности, которые задают параметры ПИ регулятора напряжения.

Эти параметры определяют узловой регулятор напряжения простейшего вида, который способен поддерживать заданное напряжение узла (обычно задаваемого в описании расчетной схемы в формате ЦДУ) при наличии резерва по реактивной мощности. Следующие два параметра задают постоянную времени и статизм упрощенного регулятора напряжения.

Остальные параметры (начиная с **Коэффициента усиления U**) описывают часто используемый регулятор напряжения (2.42) с учетом управляемой ЭДС (тип 1 - 4) в системе регулирования напряжения на шинах узла. Отметим, что приведенная модель системы регулирования напряжения типа 1 - 4 не учитывает динамики регулятора напряжения и нуждается в дальнейшей верификации. Эта динамика моделируется только для систем регулирования напряжения типа 5 и 6. (тип 5 – в режиме статики и тип 6 в режиме динамики). Напомним, что тип регулятора напряжения заносится в TDD[i].

2.14.5. Задание общих параметров расчета синхронной машины.

Параметры модели синхронной машины для модели типа МУСТАНГ

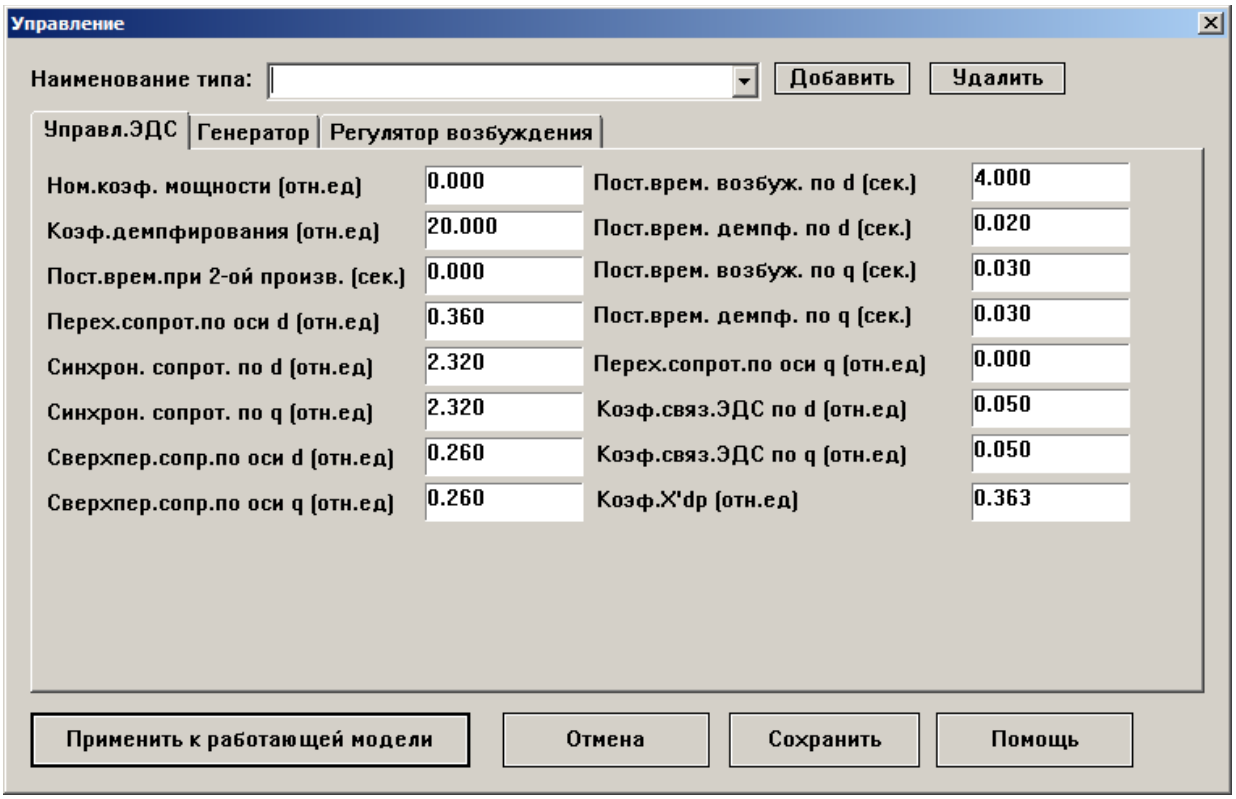


Рис. 2.17. Панель задания наборов параметров синхронного генератора.

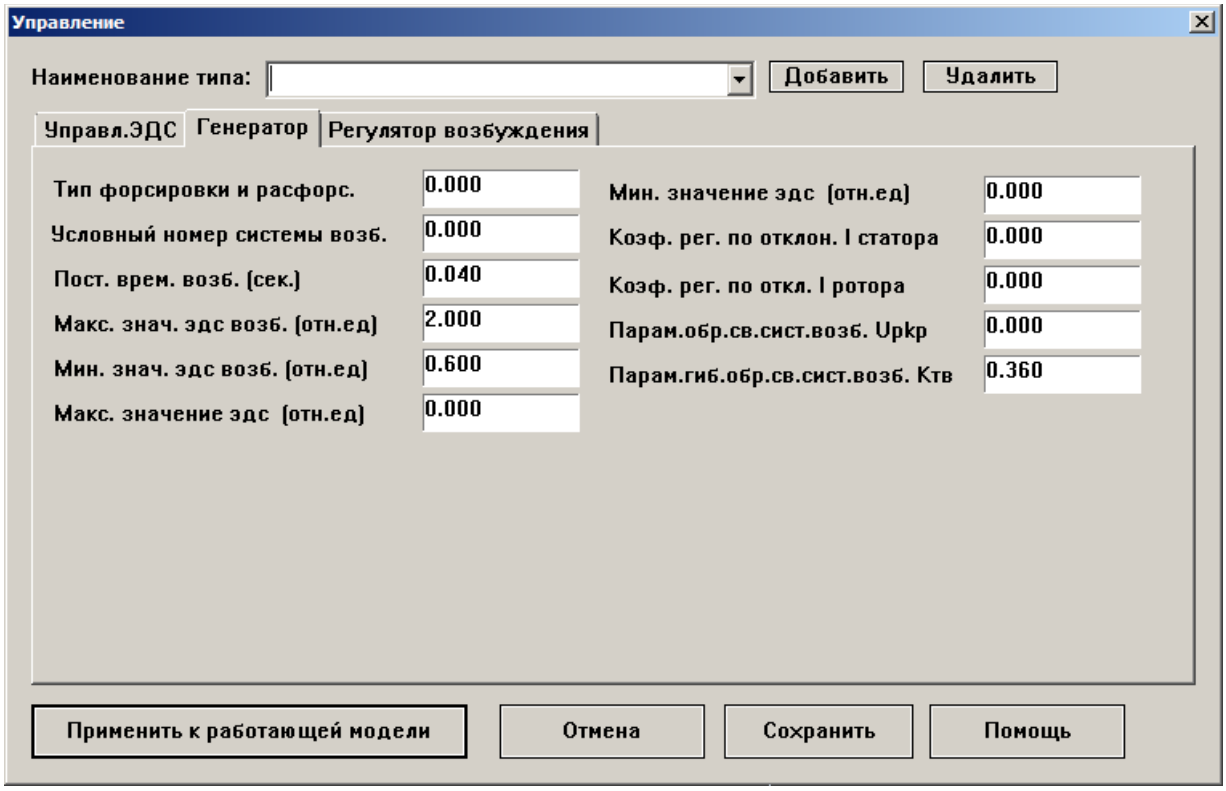


Рис. 2.18. Панель задания наборов генератора в регуляторе напряжения.

даны в таблице 2.17. Эти параметры, вызываемые в позиции ***Синхронные машины***, используются для регуляторов напряжения узла типа 5 и 6. На этой панели, которая вызывается в меню ***Модель/Режимы модели***, отметим три вкладки: Управление ЭДС (рис.2.17), Генератор (рис.2.18) и Регулятор возбуждения (рис.2.19). Параметры модели синхронной машины с регулируемым напряжением в узлах сети даны на рис.2.17-2.19. Это классический набор параметров, которых также может быть множество.

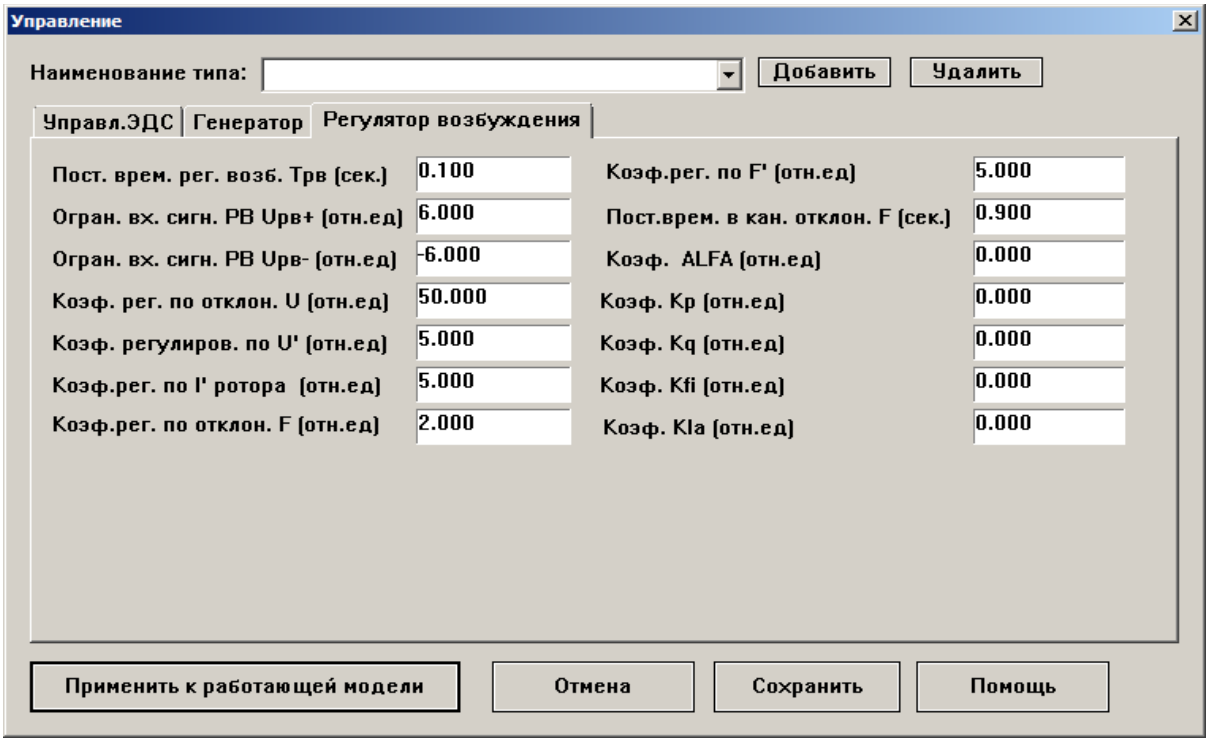


Рис. 2.19. Панель задания наборов регуляторов возбуждения в узлах.

Заданные на панелях рис.2.17-2.19 параметры могут быть занесены в БД расчетной схемы или использованы только в текущей расчетной сессии (кнопки Сохранить или Применить к работающей модели).

2.14.6. Задание параметров автоматик.

2.14.6.1. Параметры АОП. На рис. 2.20 представлена панель задания параметров автоматического ограничителя перетоков мощности (АОП). На этой панели можно задать состав контролируемых перетоков мощности. На этой же панели заданы нижнее и верхнее предельные значения контролируемого перетока, а также состав управляющих объектов. Панель позволяет задать новый контролируемы переток и убрать неиспользуемый.

На правой части панели можно задать параметры регуляторов (коэффициенты влияния, параметры регуляторов и др.)

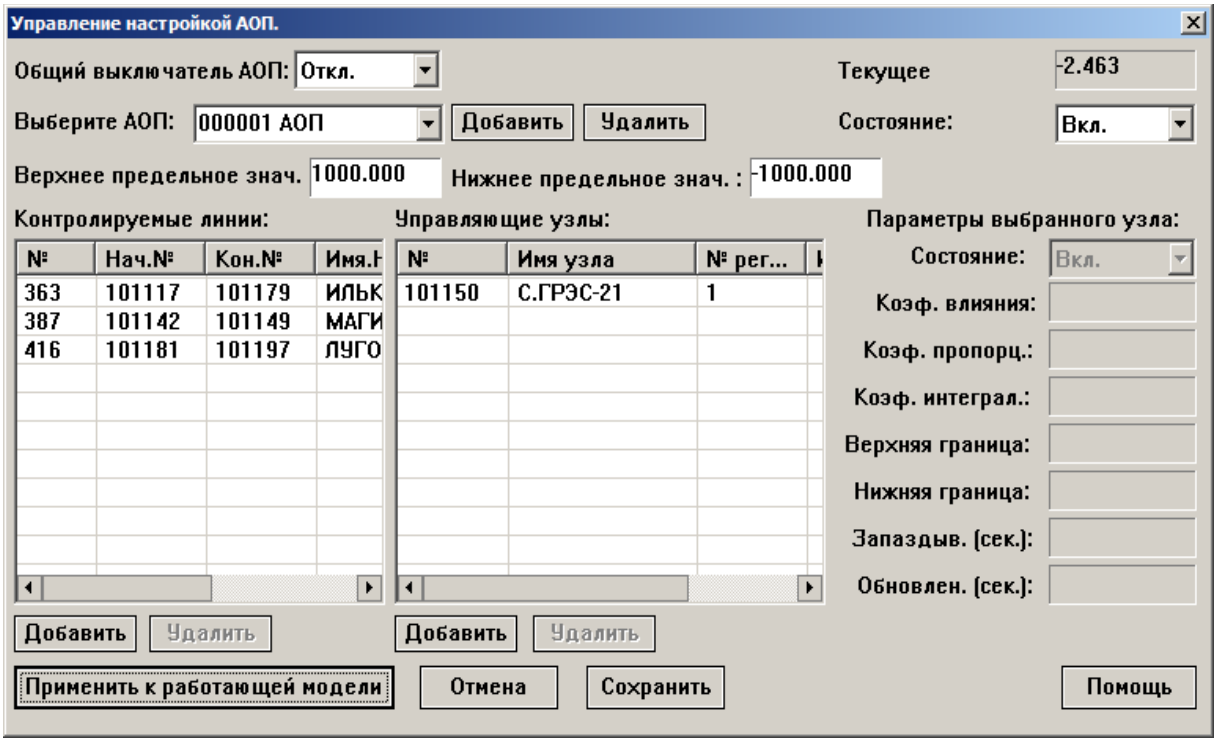
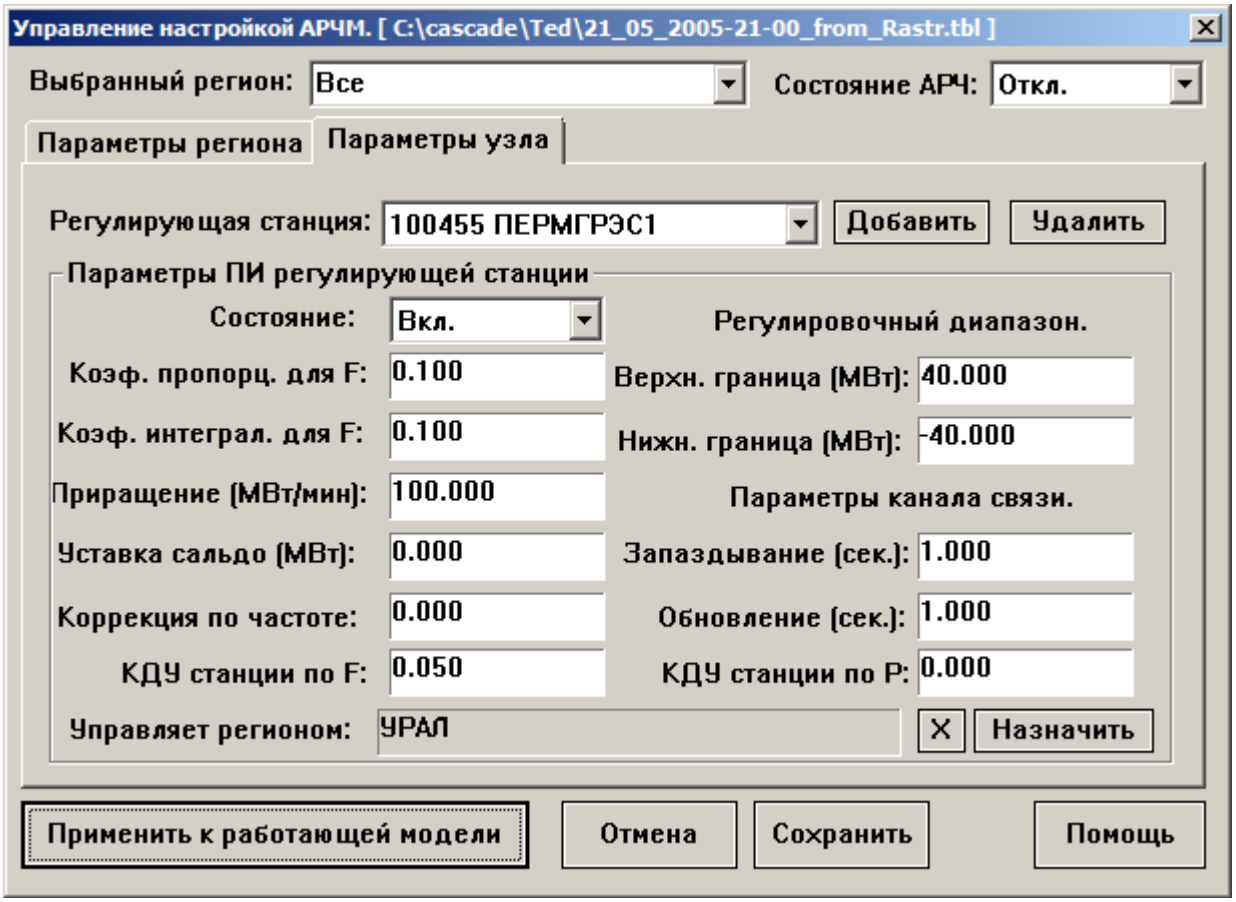


Рис.2.20. Панель задания параметров АОП.

2.14.6.1. Параметры АРЧМ. На рис. 2.21. можно задать параметры системы АРЧМ. Панель имеет две закладки, одна из которых дана на рис. 2.21.



На рис. 2.21. Панель задания параметров системы АРЧМ.

Здесь можно задать параметры регулирования для каждой станции, участвующих в процессе регулирования. Используется ПИ закон регулирования с заданными ограничениями по регулировочному диапазону, приращениям управляющих воздействий, коэффициенту долевого участия (КДУ) и другим параметрам. На этой панели можно задать параметры моделируемого канала связи (запаздывание, частота обновления и т.д.).

На панелях рис.2.20 и 2.21 задается состояние объекта регулирования и объектов, выполняющих регулирование.

2.14.7. Задание локальных параметров узлов.

Локальные переменные узлов сети задаются при создании графической схемы моделируемого объекта (программа AutoGraph) или непосредственно программой отображения результатов расчета и управления режимом (MMI_SHM). Ниже рассматривается последний вариант управления данными расчетной схемы с графической схемы.

Существуют два класса узлов сети:

- Узлы с генерацией и нагрузкой,
- Узлы только с нагрузкой.

В каждом из типов узлов могут быть дополнительно заданы шунты (реакторы), а также внешние инъекции. Узлы первого типа позволяют моделировать синхронные генераторы, реакторы, СТК, СТАТКОМ и др. устройства управления реактивной мощностью. Эти узлы позволят моделировать синхронные двигатели. В одном узле может быть несколько энергоблоков и несколько реакторов.

В узлах первого типа можно одновременно задать тип генерации и тип нагрузки (статической характеристикой). В узлах второго типа можно задать только свойства узлов нагрузки (в том числе параметры асинхронного двигателя).

Узлы первого типа удобны при задании узлов всех типов, но требуют больше вычислительных затрат в модели ЭЭС. Переход от узлов первого типа

ко второму удобно выполнить при разрисовке схемы (см. AutoGraph.exe).

Наборы параметров регулирования следует отличать от используемой узлом сети системы первичного регулирования (по частоте). Эти характеристики задаются непосредственно в параметрах узла (см. рис.2.22). Так, каждый узел может регулировать частоту статическими характеристиками генератора и нагрузки в установившемся режиме (УР), с учетом простейшей динамики или с учетом полной динамики. Таким

образом, в модели могут использоваться системы первичного регулирования частоты нескольких типов:

- Только по статическим характеристикам генерации и нагрузки,
- Только с учетом статической характеристики нагрузки,
- Только по линейным переходным характеристикам,
- По линейным переходным характеристикам с учетом нелинейности регулятора скорости и длительной динамики котлоагрегатов.

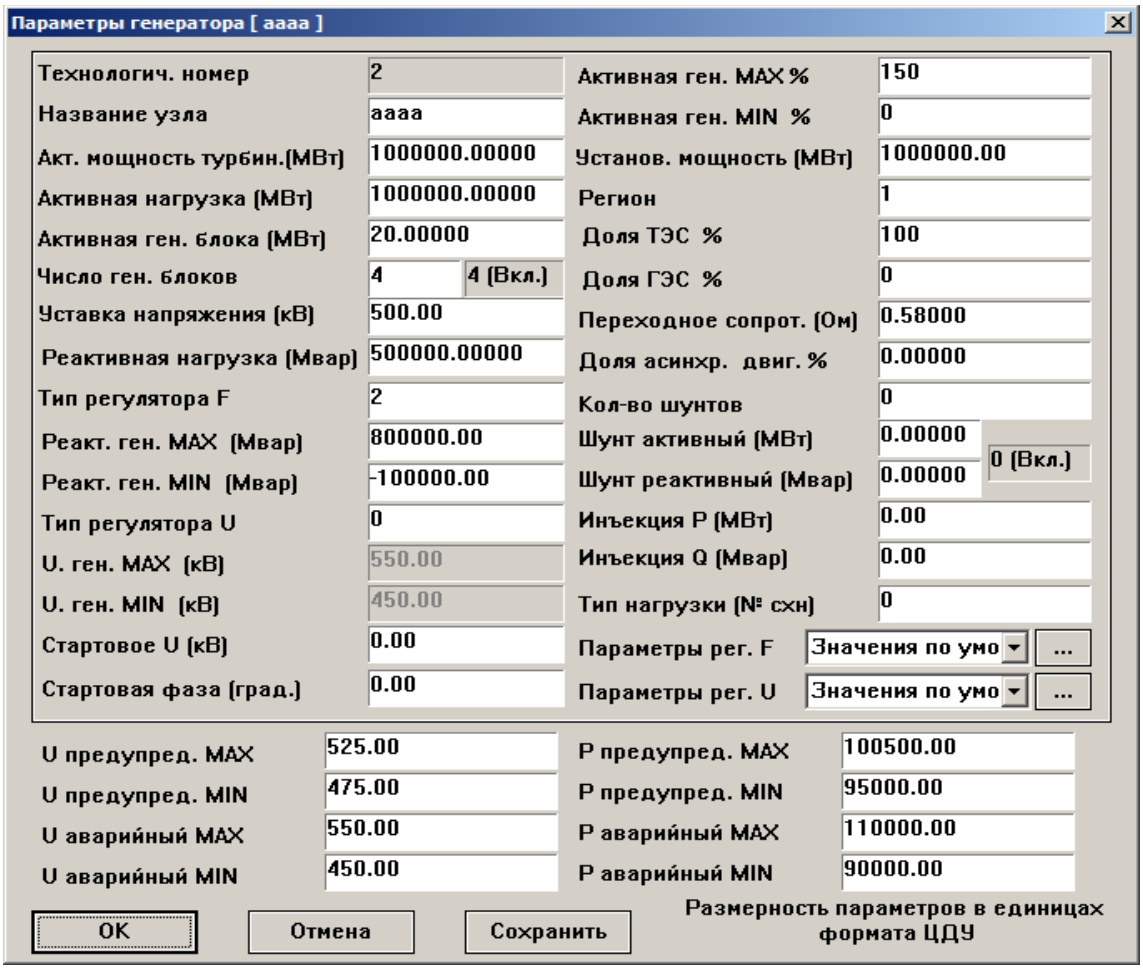


Рис.2.22. Панель задания параметров узла с генерацией.

Тип используемой в узле системы первичного регулирования частоты определяется его номером (0 – только статика с учетом статических характеристик генерации и нагрузки, 1 и 2 – динамика в каждом узле схемы, 3 – только регулирующий эффект нагрузки), задаваемым в индивидуальных характеристиках узла с генерацией (параметр **Тип регулятора F**). Подобным образом можно задать тип регулятора напряжения (параметр **Тип регулятора U**).

На рис. 2.22 дана панель задания индивидуальных параметров узлов моделируемой сети с генерацией и потреблением. Здесь заданы индивидуальные параметры моделируемого узла (мощность турбины, мощность потребления, уставка напряжения, пределы реактивной генерации

и т.д). Заданы типы регуляторов по частоте и напряжению, имена наборов динамики по частоте и напряжению и множество иных узловых параметров. Если узел только с генерацией, параметры нагрузки следует положить равными нулю. Для узла только с нагрузкой следует положить равными нулю параметры генерации в узле.

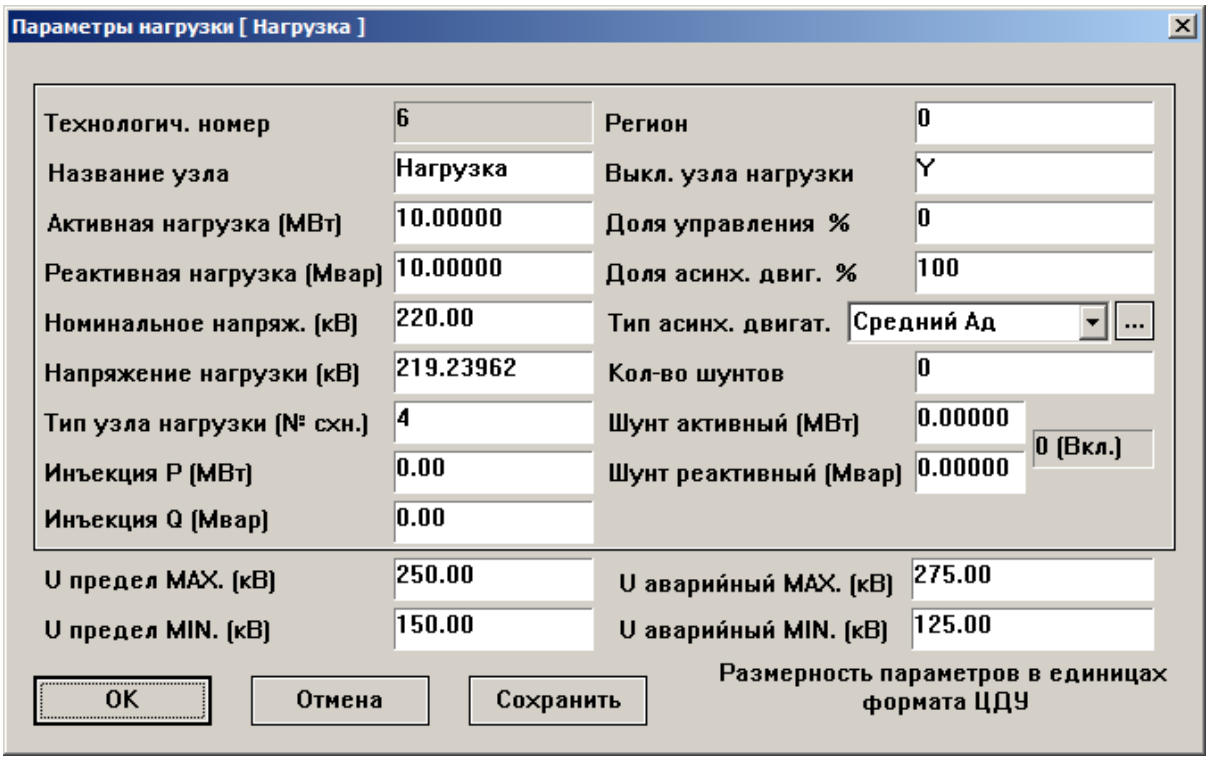


Рис.2.23. Панель задания параметров узла нагрузки.

Привязка узла расчетной схемы к наборам данных динамики заданы выбором имен наборов в окнах **Параметры рег. F** и **Параметры рег. U.** Отдельная зона панели (см. рис. 2.22) дает значения предельных (предупредительных и аварийных) значений узловых напряжений и активных мощностей. При достижении параметрами режима предельных значений на схеме возникает цветовая индикация рядом с соответствующим параметром.

Панель задания параметров узла используется для ручного управления режимом. В этом случае на этой панели можно задать соотношение ТЭС и ГЭС в узле, значения активного и реактивного шунтов, значения активной и реактивной внешней инъекции и стартовые значения модуля напряжения и его фазы.

В модели существует возможность применения узлов нагрузки (без наличия генерирующих мощностей). Это необходимо в тех случаях, когда следует сократить вычислительные затраты, поскольку таких узлов значительно больше, чем узлов с генерацией. Количество задаваемых

параметров (см. рис. 2.23) для таких узлов значительно меньше, чем для узла с генерацией.

Обратим внимание, что узел с нагрузкой (без генерации) может моделировать эту нагрузку как асинхронный двигатель (АД), причем на панели рис.2.24 можно задать его тип а на панели рис. 2.24 параметры динамики такого узла. Сервисные свойства программы позволяют создавать новые и убирать ненужные панели с параметрами АД.

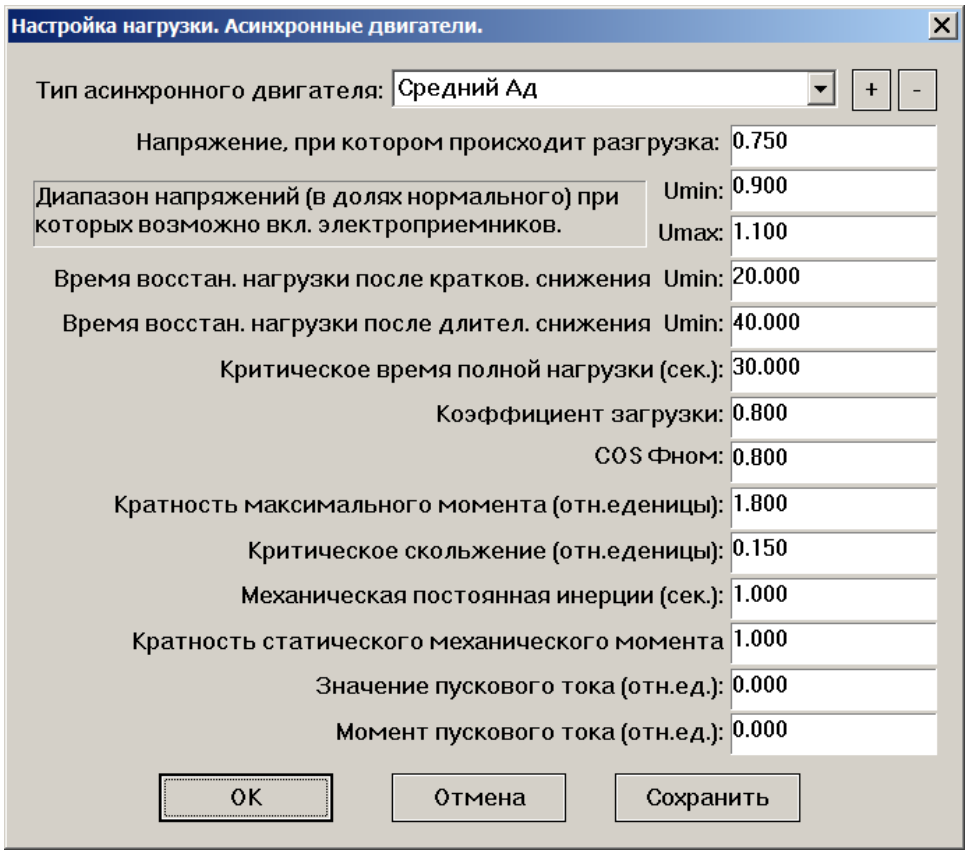


Рис.2.24. Панель задания параметров асинхронного двигателя узла нагрузки.

Затраты времени на обработку узлов нагрузки значительно меньше, чем аналогичное время для узлов с генерацией. Для схем большой размерности это обстоятельство имеет большое значение.

2.14.8. Задание локальных параметров ветвей.

Параметры ветвей расчетной схемы (как и параметры узлов) можно задать при создании графической схемы моделируемого объекта (программа AutoGraph) или непосредственно программой отображения результатов расчета и управления режимом (MMI_SHM). Ниже рассматривается последний вариант управления данными расчетной схемы.

Панель задания параметров ветвей и трансформаторов дана на рис.2.25. Они заданы как ветви сосредоточенными параметрами. К этим параметрам относятся активное и реактивное сопротивление ветвей, их емкость и

проводимость на землю (корона). Разумеется, заданы имя схемы и номера узлов присоединения ветви к узлам схемы.

На панели рис.2.25 кроме основных параметров ветвей можно задать параметры трансформатора, состояние ветви и некоторых систем РЗ и ПА. В нижней части панели рис. 2.25 заданы предельные значения токов и перетоков мощности по ветви.

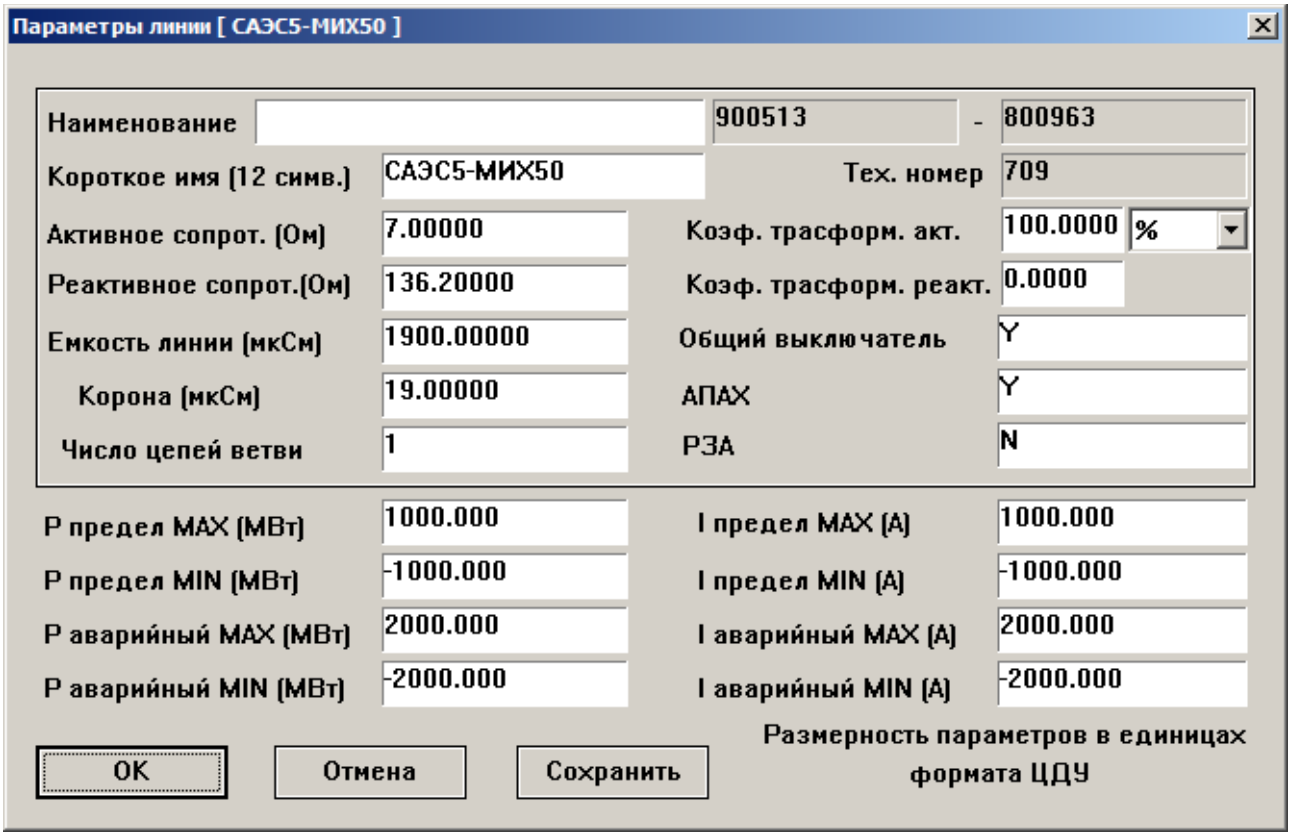


Рис.2.25. Панель задания параметров ветвей и трансформаторов.

2.15. Цифровое моделирование ЭЭС.

2.15.1. Метод моделирования.

Возможны два способа цифрового моделирования систем, представленных на рис. 2.4 и рис. 2.5. При первом способе используется система дифференциальных уравнений (как правило, достаточно высокого порядка). Далее такая система уравнений решается одним из численных методов, обеспечивающим необходимую точность. Такой способ обычно требует больших вычислительных затрат, имеет плохую физическую наглядность и плохо приспособлен к процедуре конструирования пользователем систем автоматического управления. Моделирование сложных систем этим методом соответствует концепции “черного ящика”, согласно которой в распоряжении исследователя оказываются только входной и выходной сигнал моделируемой системы. В принципе, могут быть доступны и некоторые промежуточные сигналы, однако достаточно сложным образом.

При втором способе моделируемая система описывается совокупностью элементарных звеньев (линейных и нелинейных), каждое из которых задается передаточной функцией (для линейных элементов) или нелинейной характеристикой (для нелинейных звеньев). Между звеньями вводятся связи, которые существуют в моделируемой системе. Иначе говоря, второй метод непосредственно соответствует моделируемой схеме.

Физическая наглядность позволяет не только моделировать систему, но и легко определять любую характеристику внутри моделируемой системы. Сигналы на входе и выходе каждого из звеньев моделируемой системы оказываются доступны исследователю.

Необходимо отметить, что, несмотря на простоту, наглядность и удобство моделирования, второй способ обладает одним серьезным недостатком. Это, так называемое транспортное запаздывание, которое возникает в результате последовательного расчета каждого из элементов схемы. Действительно, сигнал на вход некоторого звена может быть подан только после расчета в предшествующем звене. Здесь возникает запаздывание на один шаг интегрирования. И так на каждой связи между звеньями. Таким образом, во втором методе моделирования шаг интегрирования необходимо выбирать достаточно малым (чтобы уменьшить транспортное запаздывание). Представленные в следующем разделе процессы рассчитаны вторым (последовательным) методом цифрового моделирования. Все интегралы, дающие решение дифференциальных уравнений вычислялись методом трапеций, являющимся достаточно устойчивым и обеспечивающим приемлемую точность.

Обычно расчет системы дифференциальных уравнений выполняется фиксированным шагом (0.01-0.001с.). Как правило, шаг интегрирования устанавливается пользователем. Но может устанавливаться автоматически в зависимости от скорости протекания переходных процессов. Замедление переходных процессов легко имитировать прореживанием временного ряда. При отображении этих процессов на графиках возникает их растяжение по времени, т.е. замедление.

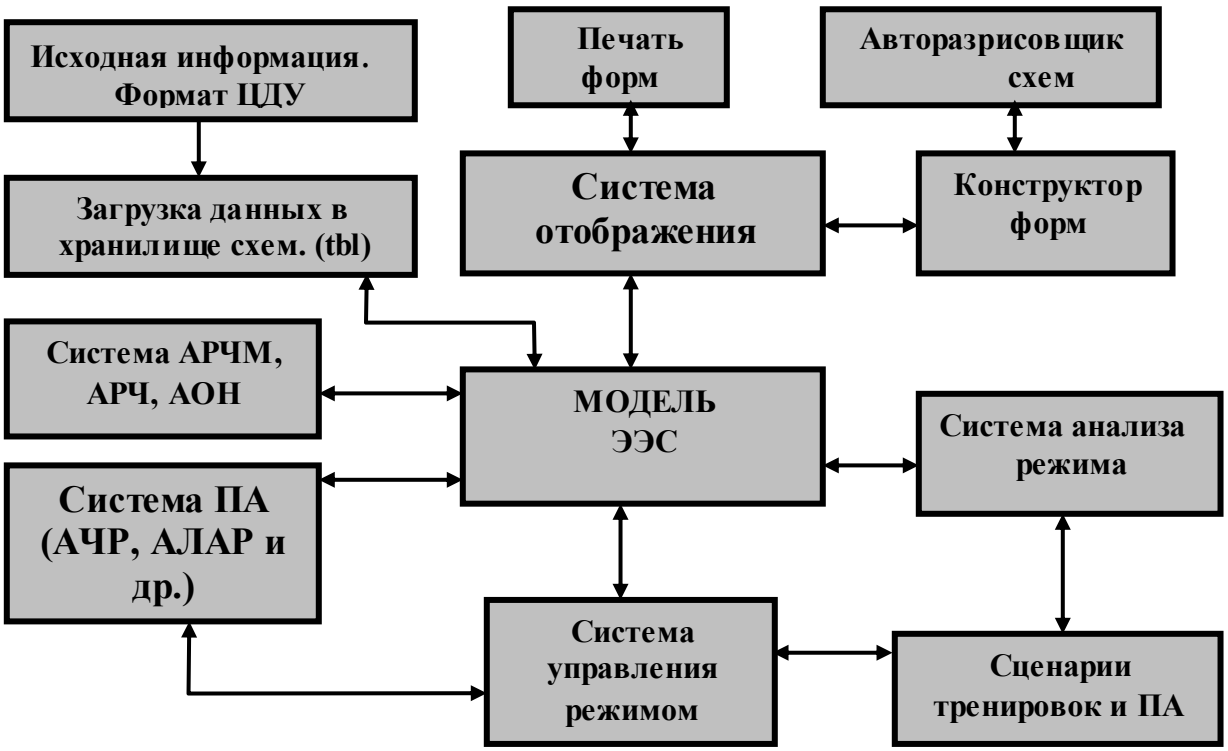


Рис. 2.26. Структура комплекса программ РЕТРЕН

2.15.2. Структура комплекса РЕТРЕН

На схеме рис. 2.26 представлены отдельные подсистемы комплекса
РЕТРЕН, назначение которых ясно из надписей. В центре блок схемы размещена его основная часть – **Модель ЭЭС** реального времени.

Система отображения режима формирует значения параметров режима на схемах энергообьектов, таблицах и графиках в темпе процесса. Система анализа режима предназначена для формирования выводов о его устойчивости, нарушениях предельно допустимых значений, факторов срабатывания автоматик и т.д.

К системам вторичного регулирования относятся системы АРЧМ, АРЧ, АОН, а к системам противоаварийной автоматики (ПА) АЧР, АЛАР и др. В комплексе пользователь имеет возможность самостоятельно формировать контролируемые факторы и управляющие воздействия в системе ПА средствами сценариев. Сценарии автоматик и тренировок формируются непосредственно со схемы ЭЭС.

Два блока **Авторазрисовщик схем** и **Конструктор форм** имеют вспомогательную роль и предназначены для формирования режимных и оперативных схем соответственно и отображения на них параметров режима.

2.15.3. Структура программы МОДЕЛЬ

На рис.2.27 представлена блок-схема программы МОДЕЛЬ. Основными элементами расчета модели ЭЭС при изменении топологии сети на шаге интегрирования являются:

- формирование начальных значений параметров,
- формирование топологии сети и матрицы проводимости,
- факторизация матрицы проводимости,
- выполнение прямого хода,
- формирование вектора токов,
- расчет режима (обратный ход),

На каждом шаге интегрирования необходимо выполнить:

- расчет систем регулирования и ПА,
- расчет динамики,
- оценку точности расчета,
- формирование приращения времени (шага интегрирования),
- проверку условия продолжения расчета,
- переход на следующий шаг расчета.

Таким образом, в программе МОДЕЛЬ формирование матрицы проводимости и ее факторизация (наиболее трудоемкие процедуры) выполняются только при изменении топологии сети.

Основные программы комплекса

1. $start - Формирование исходных данных.
2. $kz - Формирование топологии сети.
3. $y_form - Матрица проводимости.
4. $triangul - Факторизация матрицы.
5. $vector - Расчет вектора токов.
6. $regim - Расчет режима, расчет регуляторов и ПА
7. $din - Расчет динамики.
8. Model - Управление расчетным комплексом.
9 Model_96 – Ручное задание возмущений.
10. Scena - Задание управлений (сценарии тренировок, управлений).

Первые 4 программы включаются при коммутациях оборудования, а остальные на всех этапах моделирования.

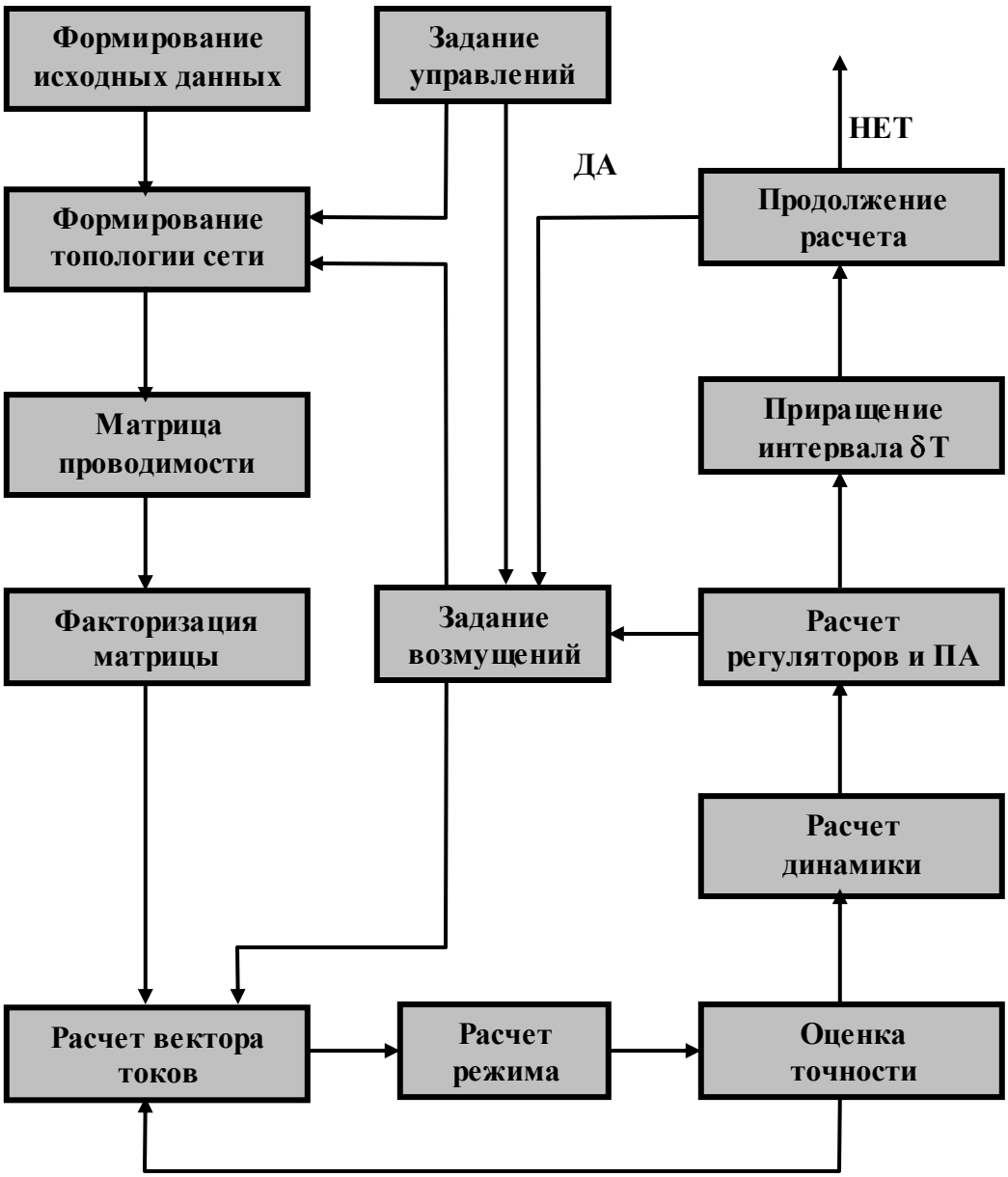


Рис. 2.27. Структура комплекса программ МОДЕЛЬ

Система управления пользователя. Пользователь может управлять режимом и топологией сети в ручном режиме в темпе РВ. Эта система предназначена для ручного управления топологией сети и задания параметров управления непосредственно в процессе моделирования (в том числе в процессе переходного процесса). Система управления позволяет включать/отключать системы регулирования и ПА и задавать их параметры средствами управляющих панелей.

Исходная информация для моделирования формируется из файла в формате ЦДУ и хранится в БД с именем схемы. Необходимая информация по динамике первоначально задается по умолчанию типовой, а затем может корректироваться пользователем. Информация по схеме из БД загружается в

общую оперативную память и становится доступной всем подсистемам комплекса.

Управление отдельными узлами выполняется в панели узлов с генерацией (см. рис. 2.22) или узлов нагрузки (см. рис.2.23), а топологией сети с панели ветвей (см. рис. 2.25).

Задание возмущений. Возмущения в расчетной схеме можно разбить на два основных типа. К первому отнесем ручное управление режимом и топологией сети пользователем. В этом случае изменения параметров при моделировании выражены в абсолютных единицах. В качестве возмущения в узлах сети принимаются изменение мощности нагрузки, генерации (мощности турбин), параметры реакторов и т.д.

При ручном управлении возмущениями со схемы ЭЭС, необходимо правой кнопкой мыши щелкнуть по объекту управления на схеме и выбрать необходимую панель (например, Свойства узла). Затем необходимо внести требуемые изменения. Эти изменения можно оставить только для текущего состояния схемы или запомнить в долговременной памяти для многократного применения в дальнейшем (см. рис.2.22-2.24).

Управления узлами и ветвями сети можно задать (см. рис.) в программе MMI_SHM (человеко-машинный интерфейс модели) без привлечения специальных кнопок управления.

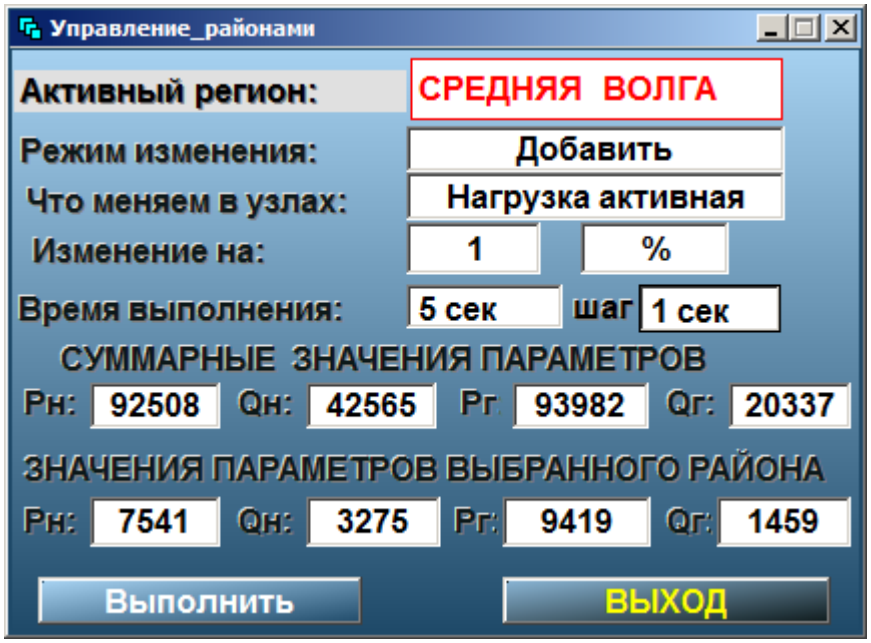


Рис.2.28. Панель группового управления режимом

Имеется возможность (см. рис.2.28) задания группового изменения параметров расчетной схемы (например, по регионам или по всем узлам расчетной схемы). На панели рис.2.28 можно выбрать объекты управления и тип параметров (генерация, нагрузка или оба типа сразу), Можно указать

характер возмущения (скачком, линейной функцией или заданным графиком). В информационных окнах указаны суммарные значения активной и реактивной генерации и нагрузки всей расчетной схемы и выбранного района управления.

Разумеется, изменения топологии также можно рассматривать как возмущение в сети. К этой категории возмущений относятся изменения параметров ветвей и трансформаторов и состояния коммутационных аппаратов.

Ко второму классу возмущений отнесем изменения топологии и параметров расчетной схемы, формируемые системами регулирования, РЗ и ПА. Эти возмущения формируются автоматически и проблема состоит в задании адекватных систем регулирования и ПА.

При необходимости задать несколько возмущений в один и тот же момент времени, необходимо остановить модель, задать все виды возмущений и запустить модель на расчет. При задании одиночного возмущения останавливать расчет модели в РВ нет необходимости.

2.15.4. Тестирование эталонной модели узла ТЭС.

Тестирование модели ЭЭС по режиму частота-активная мощность представлено в настоящем разделе, а полное тестирование возможностей модели представлено в гл.8.

Результаты моделирования изменения частоты в изолированной концентрированной ЭЭС при набросе нагрузки для различных значений доли (α) генерирующей мощности с регулируемым давлением в котлоагрегатах представлены на рис.2.29. Кратковременный пик в начале переходного процесса (первый участок переходной характеристики) отражает влияние

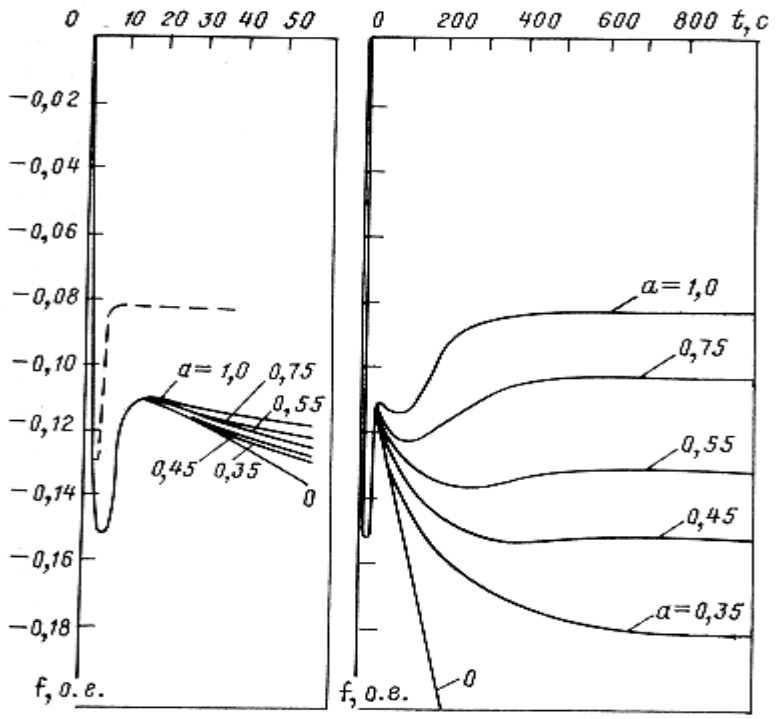


Рис. 2.29. Процессы изменения частоты в изолированной энергосистеме.

регулятора скорости и промежуточного перегрева пара в модели узла. В левой части рисунка этот участок переходных процессов представлен в растянутом масштабе времени. Пунктиром на этом рисунке показан переходной процесс в

случае постоянного давления пара перед турбиной. В этом случае частота устанавливается примерно через 10 с. и ее установившееся значение определяется статизмом энергосистемы S_c согласно известному выражению

$$S_c=S/(1+K_нS), \qquad (2.95)$$

где S – величина, обратная коэффициенту усиления регулятора скорости эквивалентной турбины и $K_н$ коэффициент крутизны нагрузки по частоте.

При учете котлоагрегатов последнее выражение переходит в

$$S_c=S/(\alpha+K_нS), \qquad (2.96)$$

где α - доля регулируемых котлоагрегатов в моделируемой ЭЭС, а соответствующее отклонение частоты устанавливается через 7-10 минут.

Второй участок кривой длительного переходного процесса это приближенно экспоненциальное изменение частоты с постоянной времени 120-200с. Причем знак этого изменения зависит от доли регулируемых котлов, входящих в эквивалентный узел. Время установления частоты с учетом длительного переходного процесса составляет примерно 10 минут.

Третий участок кривой переходного процесса охватывает интервал 10-80 с. Он характеризуется спадом на интервале 10-30 с. и затем подъемом.

Этот участок определяется учетом промперегрева пара и частями среднего и низкого давления турбины.

Различие в переходных характеристиках частоты на рис.2.29 состоит в том, что только для регулируемых котлоагрегатов происходит изменение мощности котлоагрегатов в направлении уменьшения изменений частоты. Иначе говоря, в этом случае автоматика котлоагрегата изменяет мощность блока таким образом, чтобы компенсировать внешнее возмущение.

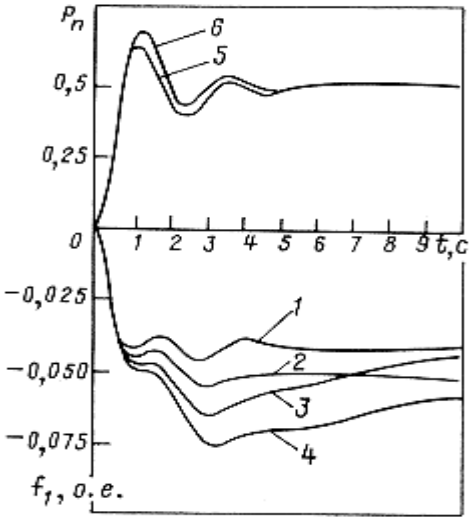


Рис. 2.30. Начальный участок процессов изменения частоты f_1 и перетока мощности P_n в объединенной энергосистеме (1,2- $P_т$=const; 3,4 - a=1; 1,3 - C=1
(турбины без промперегрева); 2,4 - C=0.5 (турбины с промперегревом); 5- C=1
($p_т$ =const и a=1); 6 -C=0.5 ($p_т$ =const и a=1)).

Результаты моделирования переходных процессов в двухмашинной энергосистеме представлены на рис. 2.30. На этом рисунке в растянутом масштабе времени показано начало переходного процесса частоты и перетока мощности для двухмашинной системы. Величина возмущения здесь такая же, как и для рисунка 2.26, но по отношению к суммарной мощности объединения она вдвое меньше. По этой причине величина отклонения частоты оказалась вдвое меньше по сравнению с изолированной энергосистемой.

Рис.2.30 иллюстрирует влияние изменения давления при всех регулируемых (α=1) котлоагрегатах по сравнению со случаем нерегулируемых котлов (α=0), а также влияние промежуточного перегрева пара (C=0.5) по сравнению со случаем его отсутствия (C=1.). Как следует из этого рисунка, изменение давления (т.е. доли регулируемых котлоагрегатов)

довольно сильно влияет на начало переходного процесса, в отличие от влияния промперегрева пара. На изменение перетока мощности доля регулируемых котлоагрегатов практически не влияет, так как изменение давления в котлоагрегатах обеих энергосистем происходит практически одинаково.

Представленные выше результаты моделирования получены при моделировании ЭЭС в линейном приближении. В действительности, все системы регулирования энергоблока являются нелинейными. Так, регулятор скорости турбины имеет зону нечувствительности, а мощность турбины ограничена по величине. Имеются и другие виды нелинейности в элементах энергоблока.

Нелинейные свойства эквивалентного генерирующего узла при моделировании ЭЭС в темпе РВ учитываются наличием ограничений на величину вращающегося резерва мощности. При достижении такого ограничения в узлах сети, в них скачком меняются значения коэффициентов крутизны статической частотной характеристики в координатах мощность-частота.

2.15.5. Тестирование эталонной модели узла ГЭС.

Некоторые узлы расчетной схемы могут состоять только из гидравлической станции или из ее энергоблоков. Обычно такие станции принимают участие в системах вторичного регулирования частоты и активной мощности (АРЧМ).

Результат моделирования изолированной ЭЭС из эквивалентной гидротурбины представлен на рис. 2.31.

Кривая на рис.2.31 получена для структурной схемы на рис. 2.6 при следующих значениях параметров:

w_s =0.05, η =10, ε =1, T_c = 1 с. , T_b=1 , T_j = 10 с, $k_н$ = 2, Ti = 1

График на рис. 2.31. совпадает с результатами моделирования, которые приведены в [2] для заданных параметров регулятора.

Как упоминалось выше, узел расчетной схемы может содержать тепловые и гидравлические энергоблоки одновременно в некотором долевом участии (см. рис. 2.22). В этом случае общий переходной процесс будет состоять из отдельных переходных процессов в заданном соотношении между ТЭС и ГЭС.

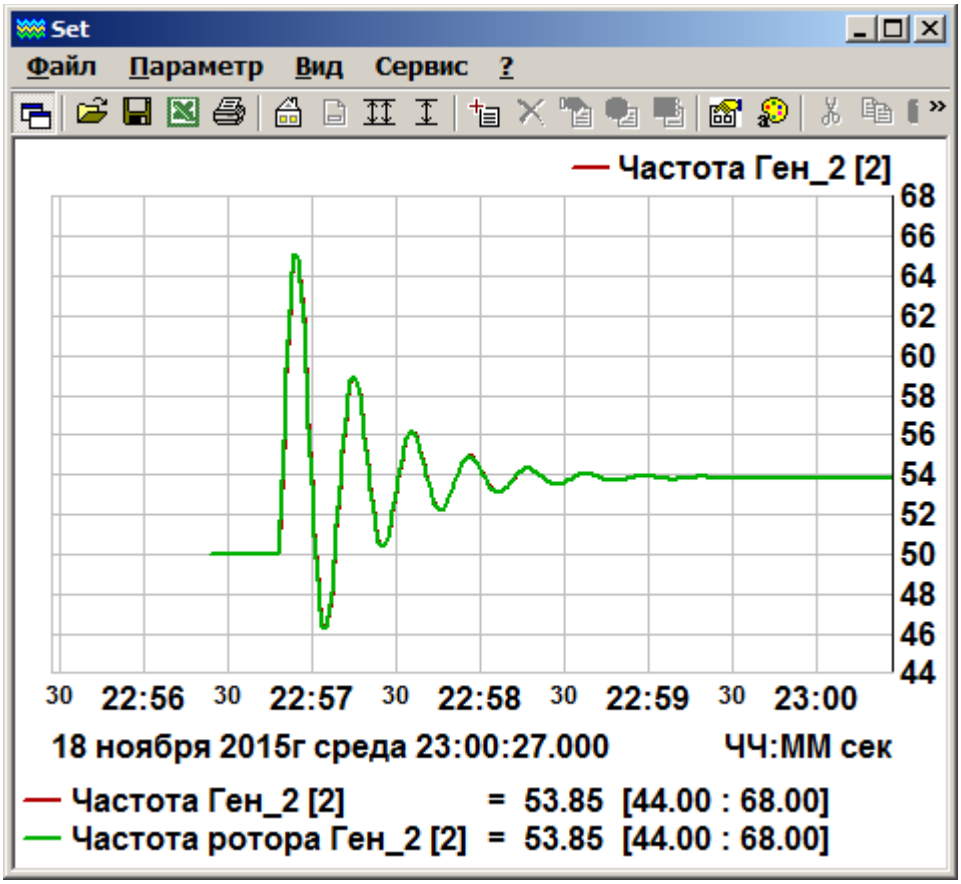


Рис.2.31. Переходной процесс частоты в гидротурбине при изменении нагрузки на 80%.