

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

На правах рукописи

Беляев Николай Александрович

**СИНТЕЗ СИСТЕМ АДАПТИВНОЙ СИНХРОНИЗАЦИИ ГЕНЕРАТОРОВ С
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТЬЮ НА ОСНОВЕ МЕТОДОВ
АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ С ЭТАЛОННОЙ МОДЕЛЬЮ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические
системы

Диссертация
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Хрущев Юрий Васильевич

Томск – 2015

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
ГЛАВА 1 МЕТОДЫ И СРЕДСТВА АВТОМАТИЧЕСКОЙ СИНХРОНИЗАЦИИ ГЕНЕРАТОРА С ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТЬЮ	13
1.1 Условия синхронизации генератора с электрической сетью и способы их выполнения.....	15
1.1.1 Традиционные условия синхронизации	15
1.1.2 Дополнительное условие синхронизации.....	20
1.1.3 Традиционные подходы к выполнению условий синхронизации.....	21
1.2 Алгоритмы работы современных устройств автоматической точной синхронизации	22
1.2.1 Типы устройств точной синхронизации	22
1.2.2 Микросхемный аналоговый автоматический синхронизатор СА-1	27
1.2.3 Цифровые автоматические синхронизаторы АС-М и СПРИНТ-М	32
1.2.4 Цифровой автоматический синхронизатор SYNCHROТАСТ	33
1.2.5 Направления совершенствования алгоритмов работы устройств автоматической синхронизации	36
1.3 Способ управления процессом синхронизации с эталонной моделью	40
1.3.1 Состояние разработки синхронизатора с эталонной моделью.....	42
1.3.2 Задачи исследований в области синтеза устройства синхронизации генератора с эталонной моделью	43
1.4 Выводы	44
ГЛАВА 2 АЛГОРИТМЫ РАБОТЫ И СТРУКТУРА УСТРОЙСТВА АВТОМАТИЧЕСКОЙ ТОЧНОЙ СИНХРОНИЗАЦИИ С ЭТАЛОННОЙ МОДЕЛЬЮ.....	46
2.1 Алгоритмы построения программных траекторий движения (ПТД).....	48
2.1.1 Алгоритм построения программной траектории равноускоренного движения.....	48
2.1.2 Алгоритм построения программной траектории равномерно ускоренного движения.....	51

2.1.3	Алгоритм построения ПТД при постоянном небалансе мощности	54
2.1.4	Алгоритм построения ПТД при линейно изменяющемся небалансе мощности	57
2.1.5	Алгоритмы построения ПТД по времени синхронизации.....	59
2.2	Алгоритмы управления устройства синхронизации с эталонной моделью	61
2.2.1	Анализ последствий возникновения отклонений параметров синхронизации от параметров ПТД	62
2.2.2	Синтез блока регулятора систем синхронизации с эталонной моделью	65
2.2.3	Определение параметров настройки регулятора	69
2.2.4	Алгоритмы терминального управления движением объектов по принципу «гибких» траекторий.....	72
2.2.5	Перспективные направления развития задачи синтеза регулятора устройства синхронизации с эталонной моделью.....	74
2.3	Выводы	77
ГЛАВА 3 К СИНТЕЗУ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО БЛОКА УСТРОЙСТВА СИНХРОНИЗАЦИИ С ЭТАЛОННОЙ МОДЕЛЬЮ		79
3.1	Современные подходы к измерению разностей частот и фаз напряжений	80
3.1.1	Реализация измерительного блока в микропроцессорном автоматическом синхронизаторе АС-М	84
3.2	Возможности измерения синхронизируемых параметров режима при помощи устройств векторных измерений PMU.....	87
3.3	Способ аналитического определения параметров вращательного движения векторов напряжений на интервале измерения	92
3.4	Моделирование алгоритмов работы измерительного блока устройства синхронизации в среде MATLAB Simulink	97
3.5	Выводы	102
ГЛАВА 4 МОДЕЛИРОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ РАБОТЫ УСТРОЙСТВА СИНХРОНИЗАЦИИ С ЭТАЛОННОЙ МОДЕЛЬЮ		104
4.1	Задачи и средства моделирования алгоритмов работы устройств автоматической точной синхронизации	104

4.2 Моделирование алгоритмов работы устройств автоматической точной синхронизации в ПК Mustang	104
4.2.1 Моделирование алгоритмов работы современных устройств	104
4.2.2 Моделирование алгоритмов работы устройства синхронизации с эталонной моделью в ПК Mustang	111
4.2.3 Результаты моделирования алгоритмов работы устройств автоматической точной синхронизации в ПК Mustang	115
4.3 Моделирование алгоритмов работы устройства синхронизации с эталонной моделью в среде MATLAB Simulink	116
4.3.1 Описание моделируемой схемы	116
4.3.2 Результаты моделирования алгоритмов работы устройства синхронизации с эталонной моделью без учета модели турбины и ее регулятора	121
4.3.3 Результаты моделирования алгоритмов работы устройства синхронизации с эталонной моделью с учетом модели турбины и ее регулятора	123
4.3.4 Апробация работы измерительного блока в процессе синхронизации генератора	131
4.4 Выводы	134
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	136
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	139
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	140
Приложение А. Блок схема алгоритма построения ПТД равноускоренного движения и пример расчета ПТД	152
Приложение Б. Блок схема алгоритма построения ПТД равномерно ускоренного движения и пример расчета ПТД	154
Приложение В. Вывод расчетных выражений для определения параметров ПТД при постоянном небалансе мощности и блок-схема алгоритма построения ПТД	156
Приложение Г. Вывод расчетных выражений для определения параметров ПТД при линейно изменяющемся небалансе мощности и блок-схема алгоритма построения ПТД	160

Приложение Д. Основные параметры моделируемого синхронного генератора в ПК Mustang.....	165
Приложение Е. Параметры моделируемого синхронного генератора в среде MATLAB Simulink	167
Приложение Ж. Параметры модели турбины в среде MATLAB Simulink	168
Приложение И. Акты внедрения результатов диссертационной работы	169

ВВЕДЕНИЕ

Проблема и актуальность. Разработка и создание современных устройств автоматического управления режимами работы электроэнергетической системы в целом и отдельных ее элементов в частности представляет одно из основных направлений совершенствования электроэнергетической отрасли. Согласно Энергетической стратегии России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р, к одному из направлений развития относится разработка и освоение эффективных автоматизированных систем, поддерживающих весь цикл создания совершенных технических средств, систем, алгоритмов и программ управления [1]. В проекте Энергетической стратегии России на период до 2035 года данная задача отнесена к стратегическим целям развития электроэнергетики и включает модернизацию, техническое переоснащение и автоматизацию отрасли, направленные на снижение износа основных фондов, повышение энергетической и экономической эффективности производства, транспорта, распределения и использования электроэнергии [2]. В качестве одной из подзадач указанной стратегии следует выделить задачу автоматизации управления режимами работы генерирующего оборудования и, в частности, задачу синтеза современных систем автоматического управления процессами точной синхронизации генератора с электрической сетью (ЭС). При этом точное выполнение условий синхронизации к моменту включения выключателя позволяет повысить качество сопровождающих переходных процессов и предотвратить излишний износ оборудования, вызванный такими последствиями несинхронного включения, как подгорание контактов выключателя, повреждение обмоток генератора и повышающего трансформатора, механические воздействия на вал энергоагрегата и др.

В настоящее время серийно выпускаемые и устанавливаемые на электростанциях устройства точной синхронизации генераторов в целом удовлетворяют предъявляемым к ним требованиям. В то же время алгоритмы

функционирования этих устройств обладают рядом недостатков, основным из которых является отсутствие формализованной процедуры перевода параметров синхронизации к конечным значениям. Указанный недостаток приводит к непредсказуемости получаемых результатов и успешности синхронизации в целом. Декомпозиция процесса синхронизации, возникающая в результате выделения этапа подгонки частот и этапа ожидания момента совпадения фаз напряжений синхронизируемых объектов, приводит к относительно высокой длительности процесса, неопределенности действия устройства при возникновении возмущений, а также к необходимости смещения целевых условий синхронизации в направлении ухудшения качества. Последнее свойство вызвано необходимостью обеспечения некоторой ненулевой величины скольжения в момент подачи сигнала на включение выключателя с целью обеспечения вращения векторов напряжений синхронизируемых объектов в течение этапа ожидания момента совпадения фаз. Влияние возникающих в ходе процесса синхронизации возмущений, способных привести к отклонению параметров синхронизации, в общем случае неоднозначно и может приводить как к ускорению процесса, так и к существенному увеличению его длительности.

Наибольший негативный эффект указанных недостатков возможен при необходимости обеспечения скорейшего ввода в работу генерирующих мощностей. Такая необходимость возникает, например, при возникновении превышений максимально допустимых перетоков мощности в контролируемых сечениях, а также в послеаварийных режимах работы электроэнергетической системы (ЭЭС) для скорейшего восстановления электроснабжения отключенных потребителей. С позиции диспетчерского управления режимом работы ЭЭС, неопределенность длительности и успешности процесса синхронизации в данных режимах представляются недопустимой. Решение данной проблемы осуществляется путем применения способа самосинхронизации, либо расширением допустимых пределов точной синхронизации.

Очевидно, что увеличение длительности процесса синхронизации в этих случаях будет способствовать увеличению продолжительности существования

нежелательных режимов работы ЭЭС и может привести к затягиванию процесса восстановления электроснабжения потребителей, длительность отключения которых должна быть минимальной [3].

Особое значение этот вопрос приобретает в послеаварийных режимах, когда происходит деление сети и выделение на изолированную работу дефицитной части ЭЭС. В условиях нестационарности режимных параметров этой части, включение дополнительных энергоагрегатов для покрытия дефицита мощности методом самосинхронизации (либо точной синхронизации с расширением допустимых пределов) в таких случаях будет приводить к возникновению дополнительных качаний и создавать опасность ухудшения режима, вплоть до потери синхронизма включаемым и соседними агрегатами.

Согласно [2] для достижения стратегических целей развития электроэнергетики предусматривается оптимизация структуры генерирующих мощностей, включающая увеличение доли маневренных энергоагрегатов. Важным показателем таких агрегатов является сравнительно быстрый запуск до состояния холостого хода, что удовлетворяет поставленной цели. Однако применение несовершенных алгоритмов синхронизации способно привести к увеличению длительности включения таких агрегатов в сеть и, как следствие, снижению их маневренности.

Актуальной также представляется задача совершенствования алгоритмов синхронизации для последующего синтеза устройств автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического ввода резерва (АВР) с управлением синхронизмом. Синтез последних представляется важным звеном в решении задачи внедрения собственных генерирующих мощностей на предприятиях.

Важность совершенствования алгоритмов синхронизации обусловлена и приоритетными направлениями развития электроэнергетики, к которым, в частности, относятся развитие и внедрение автоматизированных подстанций, цифровых устройств автоматики и гибких силовых устройств управления. Применение этих средств предоставляет дополнительные возможности для

эффективного управления процессами синхронизации, как отдельных генераторов, так и частей ЭЭС.

Значительный вклад в исследование процессов включения на параллельную работу генераторов с сетью, а также частей энергосистем внесли: А.А. Хачатуров, Л.Г. Мамиконянц, В.А. Веников, Сиротинский Е.Л., M.J. Thompson, J.C. Gomez, M.M. Morcos и др. Подробно рассмотрены принципы работы устройств синхронизации в работах Н.И. Овчаренко, А.Ф. Дьякова, М.А. Берковича, В.А. Гладышева, В.А. Семенова.

Степень разработанности темы. В настоящее время исследования в области разработки и совершенствования принципов работы устройств автоматической синхронизации в основном направлены на совершенствование и развитие существующих алгоритмов. Принципиально новый подход изложен в работах [4, 5], заключающийся в приложении методов автоматического управления с эталонной моделью к задаче синтеза устройств синхронизации генератора с электрической сетью. Однако эти исследования не содержат проработку алгоритмов управления параметрами синхронизации по построенным программным траекториям движения (ПТД) роторов синхронизируемых генераторов, а в предложенных алгоритмах построения ПТД предусматривается трудновыполнимое двухполярное управление. Открытым остается также вопрос возможности использования существующих измерительных систем.

Изложенные аспекты актуальности совершенствования систем синхронизации объектов ЭЭС определяют цель данной работы.

Цель работы. Разработка способа адаптивной синхронизации генераторов с электрической сетью, позволяющего выполнять управление посредством выдачи однополярных управляющих воздействий.

Для достижения этой цели проработана, дополнена и развита, а также опробована на программных моделях предложенный в [4, 5] подход к синтезу устройств синхронизации с эталонной моделью. При этом решались следующие задачи:

1. Критический анализ эффективности алгоритмов современных средств автоматической синхронизации объектов ЭЭС и определение направлений диссертационной работы.

2. Обоснование способа адаптивной синхронизации генераторов с электрической сетью, позволяющего выполнять управление посредством выдачи однополярных управляющих воздействий.

3. Разработка алгоритмов функционирования отдельных блоков устройства синхронизации с эталонной моделью: блока построения эталонной модели, регулятора, измерительного блока.

4. Моделирование и апробация разработанных алгоритмов при автономной и совместной работе в программном комплексе Mustang и специализированной среде моделирования MATLAB Simulink.

Методы исследования. Решение поставленных в диссертации задач осуществлялось при помощи математического и программного моделирования электроэнергетических систем и сетей, вычислительных экспериментов, применения методов теории электрических машин, электромеханических переходных процессов, а также теории автоматического управления.

Научную новизну диссертации имеют следующие положения, выносимые на защиту:

1. Способ построения эталонной модели для систем синхронизации, обеспечивающий перевод управляемых параметров к конечным значениям посредством выдачи однополярных управляющих воздействий.

2. Способ управления, позволяющий осуществлять движение параметров синхронизации по построенным для них траекториям эталонных моделей.

3. Алгоритмы функционирования блока измерения синхронизируемых параметров, позволяющие в пределах двух периодов промышленной частоты осуществлять измерение относительных углов, скоростей и ускорений векторов напряжений в узлах синхронизации объектов.

Научная новизна ряда выполненных значимых разработок подтверждена патентом РФ на изобретение № 2457597.

Практическая ценность. Реализация синтезированных систем автоматической точной синхронизации генератора с электрической сетью, основанных на принципах построения систем автоматического управления объектами с эталонной моделью, позволит:

- сократить время, требуемое для выполнения условий синхронизации, и, следовательно, минимизировать задержки во включении генерирующих мощностей в сеть;
- обеспечить работоспособность алгоритмов в условиях наличия возмущений, вызывающих отклонения параметров синхронизации от эталонной модели, и повысить качество сопровождающих переходных процессов;
- исключить методическую ошибку управления, характерную для существующих система синхронизации и вызванную необходимостью смещения целевых условий синхронизации в область понижения качества.

Теоретическая значимость работы. Полученные результаты представляют собой методическую основу для создания нового класса адаптивных систем автоматического управления динамическими переходами ЭЭС, связанных с необходимостью синхронного объединения их частей.

Личный вклад автора. Автором диссертации обоснована актуальность совершенствования современных систем автоматической точной синхронизации генераторов и частей ЭЭС; разработаны алгоритмы работы определяющих блоков систем управления процессами синхронизации с эталонной моделью; выполнена апробация разработанных алгоритмов посредством моделирования в специализированных программных комплексах.

В совместных публикациях вклад автора составляет более 50 %.

Достоверность научных результатов подтверждена выбором классических способов синтеза адаптивных автоматических систем управления, сопоставлением с результатами других аналогичных исследований и вычислительными экспериментами с использованием сертифицированных программных средств.

Апробация работы. Материалы диссертационной работы докладывались, обсуждались и демонстрировались на международных, всероссийских и университетских конференциях, форумах и семинарах: I университетской конференции студентов Элитного технического образования «Ресурсоэффективным технологиям – энергию и энтузиазм молодых» (Томск, 2010), II международной научно-практической конференции молодых учёных «Ресурсоэффективные технологии для будущих поколений» (Томск, 2010), XVII международной научно-практической конференции студентов и молодых учёных «Современные техника и технологии» (Томск, 2011), XIII всероссийском студенческом научно-техническом семинаре «Энергетика: эффективность, надёжность, безопасность» (Томск, 2011), международной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика» (Томск, 2011), XIV международном студенческом научно-техническом семинаре «Энергетика: эффективность, надёжность, безопасность» (Томск, 2012), III международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» (Екатеринбург, 2012), IV международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» (Новочеркасск, 2013), I международном молодежном форуме «Интеллектуальные энергосистемы» (Томск, 2013), V международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» (Томск, 2014).

Публикации. По результатам выполненных исследований, разработок и их применения, связанных с темой диссертационной работы, опубликовано 14 научных работ, в том числе 1 патент РФ на изобретение, 2 статьи в рецензируемых изданиях перечня ВАК РФ и 11 публикаций в материалах научно-технических конференций, семинаров и форумов.

Структура и объем диссертации. Общий объем представленного диссертационного материала составляет 170 страниц и включает в себя: оглавление, введение, четыре главы, заключение, приложения и список литературы из 107 наименований. Материал диссертационной работы включает 56 рисунков и 9 таблиц.

ГЛАВА 1 МЕТОДЫ И СРЕДСТВА АВТОМАТИЧЕСКОЙ СИНХРОНИЗАЦИИ ГЕНЕРАТОРА С ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТЬЮ

Для успешного включения генератора на параллельную работу с электрической сетью в традиционной формулировке цели синхронизации необходимо, чтобы уравнительный ток в момент включения объединяющего выключателя не превысил допустимого значения, а ротор генератора не перешёл в асинхронный режим. Для этого вручную или автоматически производится регулирование частоты и модуля напряжения генератора так, чтобы они были близки к соответствующим параметрам сети, и определяется момент выдачи команды на включение объединяющего выключателя, соответствующий моменту равенства векторов напряжения генератора и сети. Рассмотренный процесс называется синхронизацией или точной синхронизацией [6].

На практике получили распространение два основных способа включения генератора в сеть: синхронизация (точная синхронизация) и самосинхронизация. Очевидно, что процесс синхронизации требует времени, что приводит к задержке во включении генератора в сеть. Процесс самосинхронизации позволяет выполнить включение без существенных задержек.

При самосинхронизации первичный двигатель выполняет подведение частоты генератора к синхронной частоте с разницей в пределах $\pm 2-3\%$ (обычно) и более. Включение объединяющего выключателя осуществляется при отсутствии возбуждения. В случае если включение выполнено при величине скольжения менее $3-5\%$, ток возбуждения подается в обмотку ротора одновременно с включением выключателя. При более высоких значениях скольжения возбуждение подается только после того, как частота генератора станет близкой к синхронной. Возникший при этом синхронный момент обеспечивает вхождение включаемого генератора в синхронизм.

К достоинствам способа самосинхронизации следует отнести малую длительность процесса включения генератора в сеть и простоту операций, что позволяет сравнительно просто и надежно реализовать устройства автоматики,

обеспечивающие выполнение описанных алгоритмов. К недостаткам способа самосинхронизации относится сравнительно низкое качество сопутствующих включению переходных процессов, сопровождающихся толчками уравнительного тока и снижением напряжения на выводах генератора в момент включения. По существу, втягивание генератора в синхронизм происходит за счет знакопеременного синхронного момента, увеличивающего колебания скольжения, что негативно отражается на качестве процесса синхронизации [6]. Указанные недостатки приводят подгоранию контактов объединяющего выключателя, а также подвергают дополнительным динамическим усилиям обмотки включаемого генератора и повышающего трансформатора.

К преимуществам точной синхронизации следует отнести сравнительно высокое качество сопровождающего включение переходного процесса, что выражается в невысоких величинах уравнительного тока и непродолжительных качаниях ротора генератора. Очевидны и недостатки способа точной синхронизации, к которым относится необходимость точного уравнивания частот и векторов напряжений синхронизируемых объектов, что приводит к более сложной реализации устройств автоматики и увеличивает длительность процесса синхронизации.

В соответствии с преимуществами и недостатками следует разделять области применения способов самосинхронизации и точной синхронизации [7]. Согласно правилам устройства электроустановок (ПУЭ), в нормальных режимах работы энергосистемы способ точной автоматической или полуавтоматической синхронизации, как основной для включения на параллельную работу, должен быть предусмотрен для:

- турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток мощностью более 3 МВт, работающих непосредственно на сборные шины генераторного напряжения, при значениях периодической составляющей переходного тока более $3,5 I_{ном}$;
- турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток типов ТВВ, ТВФ, ТГВ и ТВМ;
- гидрогенераторов мощностью 50 МВт и более.

Самосинхронизация, может предусматриваться в качестве основного способа включения в сеть для следующих генераторов:

- турбогенераторов мощностью менее 3 МВт;
- турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток мощностью более 3 МВт, работающих непосредственно на сборные шины, при условии, что периодическая составляющая переходного тока при включении в сеть способом самосинхронизации не превосходит $3,5 I_{\text{ном}}$;
- турбогенераторов с косвенным охлаждением, работающих в блоке с трансформаторами;
- гидрогенераторов мощностью менее 50 МВт;
- гидрогенераторов, электрически жестко связанных между собой и работающих через общий выключатель при условии, что их суммарная мощность не превышает 50 МВт.

В случае включения на параллельную работу с сетью блоков из двух и более гидрогенераторов в схеме с одним выключателем, их предварительно синхронизируют способом самосинхронизации, после чего блок включается в сеть способом точной синхронизации.

С целью обеспечения скорейшего ввода в работу генерирующих мощностей в аварийных режимах ЭЭС допускается производить включение в сеть генераторов способом самосинхронизации вне зависимости от системы охлаждения и мощности.

1.1 Условия синхронизации генератора с электрической сетью и способы их выполнения

1.1.1 Традиционные условия синхронизации

Для обеспечения качественных результатов синхронизации: отсутствия уравнительных токов, толчков мощности и изменения напряжения в системе, сопровождающихся нежелательными переходными процессами – необходимо чтобы для синхронизируемых объектов были выполнены следующие требования [6, 8]:

- а) равенство напряжений по абсолютному значению;
- б) равенство частот;
- в) совпадение по фазе векторов напряжения;
- г) идентичность чередования фаз напряжений.

Последнее условие, как правило, обеспечивается на этапе предпусковых испытаний, и поэтому дополнительные управляющие воздействия в процессе синхронизации в этом направлении не требуются. Равенство напряжений по абсолютному значению достигается путем регулирования тока возбуждения генератора и не представляет существенной сложности [6]. Равенство частот и фазовых углов векторов напряжений генератора и сети достигается путем изменения вращающего момента на валу генератора регулированием, например, количества пара или воды, пропускаемых через турбину.

Невыполнение условия равенства векторов напряжений генератора и сети по абсолютному значению в момент включения приводит к появлению уравнивающего тока, который в зависимости от соотношения между напряжением генератора и напряжением сети может быть как отстающим (размагничивающим), так и опережающим (намагничивающим). В обоих случаях, за счёт дополнительного намагничивания или размагничивания, напряжения генератора и сети будут выровнены [9].

Несовпадение фазовых углов векторов напряжений генератора и сети приводит к появлению напряжения биений, или напряжения скольжений $\underline{U}_S$. Модуль векторной разности $\underline{U}_S$ между напряжениями генератора $\underline{U}_Г$ и сети $\underline{U}_С$ в случае, когда их частоты неодинаковы (рисунок 1.1, а), периодически изменяется от нуля до максимального значения (рисунок 1.1, б) [10].

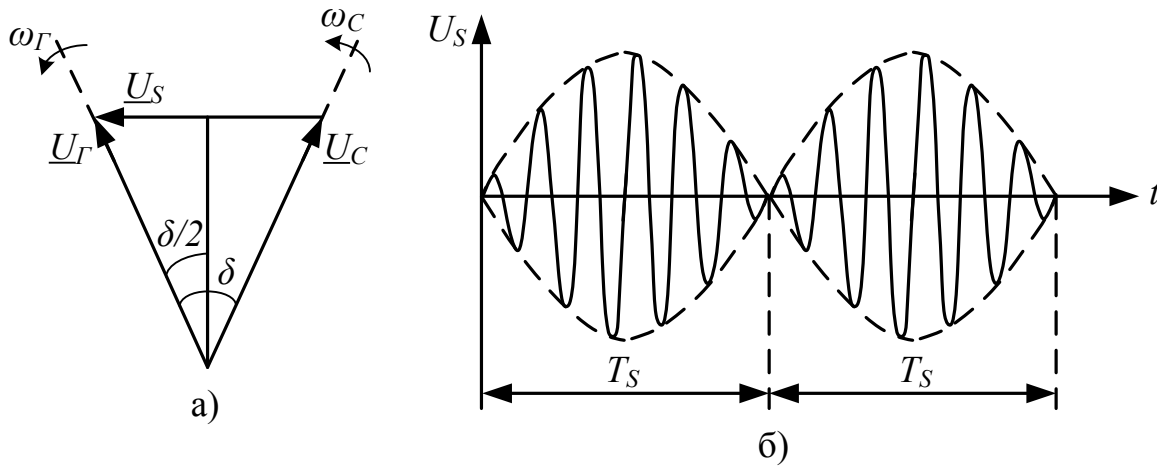


Рисунок 1.1 – Напряжение биений

а – векторная диаграмма; б – изменение мгновенных значений напряжения биений

При равенстве модулей напряжений генератора U_G и сети U_C абсолютное значение напряжения биений U_S , определяемое через обобщённый модуль $U = U_G = U_C$ и переменную δ (см. рисунок 1.1, а), изменяется в соответствии с выражением [10]:

$$U_S = 2U \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) = 2U \sin\left(\frac{\omega_G - \omega_C}{2} t\right) = 2U \sin\left(\frac{\nu}{2} t\right), \quad (1.1)$$

где δ – относительный угол между векторами $\underline{U}_G$ и $\underline{U}_C$; ω_G – частота генератора; ω_C – частота электрической сети; ν – относительная скорость равная разнице частот ω_G и ω_C .

Выражению (1.1) соответствует циклически изменяющаяся кривая (см. рисунок 1.1, б). Продолжительность одного полного цикла изменения напряжения биений, называемая периодом скольжения T_S , определяется как

$$T_S = \frac{2\pi}{\nu}. \quad (1.2)$$

На рисунке 1.2 представлены два цикла изменения напряжения биений при различных величинах относительной скорости ($\nu_1 > \nu_2$).

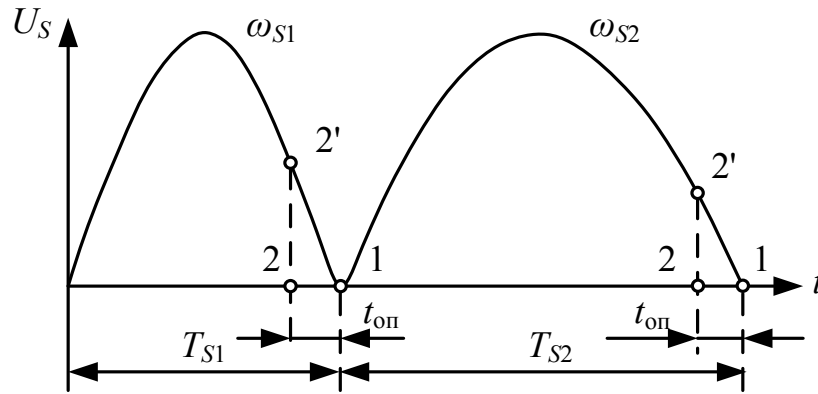


Рисунок 1.2 – Изменение действующих значений напряжения биений

Включение генератора в сеть при ненулевых значениях модуля U_{ST} приведет к появлению уравнивающего тока и связанных с ним последствий [11]. В условиях, принятых для закона (1.1), начальное абсолютное значение уравнивающего тока I_T определяется по выражению:

$$I_T = \frac{U_{ST}}{X''_d + X_C}, \quad (1.3)$$

где X''_d – сверхпереходное реактивное сопротивление генератора по продольной оси; X_C – эквивалентное сопротивление системы; индекс T означает принадлежность параметра к моменту включения объединяющего выключателя.

При сдвиге $\delta_T = 180^\circ$ (включение в противофазе) модуль $U_S = 2U$ имеет наибольшее значение, а соответствующий уравнивательный ток I_T значительно превышает величину тока трёхфазного короткого замыкания на выводах генератора, что может привести к повреждению обмоток генератора и повысительного трансформатора [11].

Включение в противофазе, как правило, происходит при неисправности во вторичных цепях или при неправильном срабатывании синхронизирующего устройства.

При ненулевых значениях относительного угла в момент включения происходит резкое изменение небаланса моментов на валу генератора. Этот небаланс, в зависимости от соотношения фазовых углов векторов напряжения

генератора δ_G и сети δ_C , будет вызывать ускорение ($\delta_G < \delta_C$) или торможение ($\delta_G > \delta_C$) ротора генератора.

При значительной разности частот трудно безошибочно выбрать момент для включения объединяющего выключателя. Однако даже в случае, если момент включения будет выбран удачно, включение будет сопровождаться нежелательными переходными процессами – генератор будет втягиваться в синхронизм медленно, испытывая качания и создавая толчки уравнительного тока и мощности в системе. При большой начальной относительной скорости v_T (3-5 %), ротор генератора может не успеть затормозиться и удержаться в синхронизме, вследствие чего может потребоваться последующее отключение генератора.

Кроме того, возникающие при несинхронном включении механические усилия, сопровождающиеся быстрым ускорением или торможением, в отдельных случаях могут привести к повреждениям генератора и первичного двигателя [9, 11, 12].

Ввиду того, что строгое выполнение условий точной синхронизации в общем случае технически невозможно, включение генераторов в сеть допускается осуществлять с некоторыми отклонениями по контролируемым параметрам. Согласно [13] допустимое значение относительной скорости в момент включения v_T составляет $\pm 0,05-0,1$ Гц, разность модулей векторов напряжений генератора и сети должна быть не выше ± 5 %. Допустимое значение величины относительного угла δ_T определяется в зависимости от параметров сети и синхронизируемого генератора. При этом следует стремиться к обеспечению величины δ_T не выше 10° . Условием допустимости включения генератора на параллельную работу с сетью является непревышение уравнительным током номинального тока генератора.

Для включения на параллельную работу частей энергосистем величина относительной скорости не должна превышать 0,1 Гц и учитывать возможность наброса мощности на межсистемные и внутрисистемные связи. При этом в случае разделения энергосистемы на изолированно работающие части в результате аварии, для сокращения объема отключаемой нагрузки в дефицитной части и

наискорейшего объединения разделившихся частей ЭЭС, допускается выполнять синхронизацию при понижении частоты в избыточной части, но не ниже 49,8 Гц [14].

Следует отметить, что, согласно стандартам международной некоммерческой ассоциации Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), к величине допустимой разности частот генератора и сети в момент включения предъявляются более жесткие требования ($\pm 0,067$ Гц) [15, 16]. Отличаются требования и для синхронизации частей энергосистем. Так, в стандарте по подключению распределенной генерации к ЭЭС [17] указаны допустимые отклонения контролируемых параметров для индивидуальной и эквивалентной генерации, приведенные в таблице 1.1.

Таблица 1.1. Пределы синхронизации согласно стандарту IEEE 1547

Суммарная мощность, кВА	Отклонение по частоте, Гц	Отклонение по напряжению, %	Отклонение по углу, градус
Менее 500	0,3	10	20
От 500 до 1500	0,2	5	15
Более 1500	0,1	3	10

Отметим, что, несмотря на достаточно жесткие требования к параметрам синхронизации в момент включения объединяющего выключателя, на практике часто применяются более широкие пределы [6, 18].

1.1.2 Дополнительное условие синхронизации

Традиционная формулировка цели синхронизации генераторов с сетью и частей энергосистем подразумевает относительно «мягкие» условия для создания современных устройств автоматической синхронизации. Сравнительно широкие пределы допустимых отклонений для параметров синхронизации обусловлены условиями допустимости таких включений с точки зрения отсутствия существенных угроз повреждению оборудования, а также потери устойчивости отдельных энергоагрегатов и подсистем. При этом в общем случае не ставится

задача обеспечения повышения качества электромеханических переходных процессов, сопровождающих включение синхронизируемых объектов на параллельную работу. Постановка такой задачи потребует увеличение длительности процедуры синхронизации, что для алгоритмов работы современных устройств автоматики может привести к существенному затягиванию процесса включения генератора в сеть или объединения энергосистем.

В этой связи при формировании требований к разработке современных устройств автоматической синхронизации целесообразно рассматривать более «жесткие» условия и формулировать цель синхронизации, дополнительно к традиционным условиям, как необходимость обеспечения равенства ускорений синхронно вращающихся векторов напряжений синхронизируемых объектов. Такая постановка задачи удовлетворяет традиционным условиям синхронизации, однако имеет целью обеспечение синхронного вращения векторов напряжения до и после включения объединяющего выключателя, что обуславливает необходимость выполнения дополнительного условия – равенства нулю величины относительного ускорения. Невыполнение этого условия означает наличие небаланса моментов на валу синхронизируемого генератора в момент включения, что в совокупности с допустимыми отклонениями величин относительной скорости и относительного угла может приводить к возникновению дополнительной энергии, усиливающей качания роторов генераторов.

Очевидно, что в такой редакции цели синхронизации, если она будет достигнута, качество сопровождающих электромеханических переходных процессов будет наиболее высоким.

1.1.3 Традиционные подходы к выполнению условий синхронизации

Как при ручном, так и при автоматическом управлении процессом точной синхронизации генератора с сетью в настоящее время применяются единые алгоритмы, основанные на импульсной подгонке частот и модулей векторов напряжений генератора к соответствующим параметрам сети и ожидании

момента совпадения их фазовых углов. Поскольку достижение последнего условия происходит в результате изменения частот вращения векторов напряжений генератора и сети, целью подгонки частоты вращения генератора является обеспечение некоторой заданной ненулевой величины относительной скорости.

Очевидно, что импульсный характер выдачи управляющих воздействий в совокупности с инерционностью управления турбиной подразумевает выдачу последующих управлений до полной отработки предыдущих. В противном случае длительность процесса синхронизации потребовалось бы существенно увеличить. Эта особенность характерна и для определения момента подачи импульса на включение объединяющего выключателя, что выражается в наличии некоторой, в общем случае нелинейно изменяющейся, величины относительного ускорения к моменту включения. Ненулевая величина относительного ускорения в момент включения выключателя косвенно подтверждается современными применяемыми алгоритмами, в которых ускорение используется для выполнения традиционных условий синхронизации.

Следует отметить, что традиционные подходы к выполнению условий синхронизации по своей сути приводят к необходимости выбора между задачами повышения качества и скорости процесса синхронизации.

Более подробно алгоритмы работы современных устройств автоматической точной синхронизации будут рассмотрены далее.

1.2 Алгоритмы работы современных устройств автоматической точной синхронизации

1.2.1 Типы устройств точной синхронизации

Включение генератора на параллельную работу с электрической сетью, равно как и включение частей энергосистем, является крайне важным и ответственным процессом. Неправильные действия, выполненные при синхронизации, способны привести к повреждению генератора, турбины, повысительного трансформатора, выключателя и другого оборудования, а в

малых энергосистемах, суммарная величина вырабатываемой мощности в которых сопоставима с мощностью генератора, в крайних случаях – к нарушению устойчивости всей ЭЭС. Результаты исследований, направленных на анализ последствий несинхронного включения генератора на параллельную работу с сетью, а также частей энергосистем, представлены как в зарубежной литературе, так и в отечественной литературе [19-25] и подтверждают важность выполнения условий синхронизации в момент включения объединяющего выключателя.

Известна авария в объединенной энергосистеме (ОЭС) Урала, произошедшая в 2000 году, когда в результате ошибочных действий персонала электростанции при выполнении переключений в цепях релейной защиты была отключена ВЛ 220 кВ, что привело к выделению энергорайона на изолированную работу с разностью частот 2,3 Гц. В ходе ликвидации сложившейся аварийной ситуации диспетчером ОАО «Свердловэнерго», несмотря на существенную разность частот, была отдана команда на включение объединяющего выключателя. Оперативный персонал подстанции, не имея технической возможности произвести включение выключателя с контролем синхронизма, выполнил ошибочную команду, что в сложившейся схемно-режимной ситуации привело к дальнейшему развитию технологического нарушения, выразившемуся в асинхронном ходе между выделившимся энергорайоном и объединенной энергосистемой [26].

Известна также авария в ОЭС Сибири, произошедшая в 2003 году, когда на Саяно-Шушенской ГЭС в результате ошибочного вывода из работы устройства контроля синхронизма было произведено несинхронное включение в сеть гидрогенератора № 5. При этом апериодическая слагаемая тока в фазе «С» приобрела значение, близкое к максимальному. В результате насыщения трансформаторов тока, произошло неселективное срабатывание дифференциальной защиты генератора, и он был отключен [27].

Приведенные описания аварий еще раз указывают на важность соблюдения условий точной синхронизации в момент включения выключателя и подчеркивают ответственность указанной процедуры.

При использовании способа точной синхронизации в качестве основного способа включения генератора в сеть, с целью улучшения качества процесса синхронизации, сокращения его длительности, а также исключения человеческого фактора, являющегося одним из факторов возникновения крупных аварий в энергосистемах [28], генератор, как правило, оснащается устройствами автоматики, позволяющими производить включение автоматически или полуавтоматически. Выполнение процедуры точной синхронизации вручную допускается для энергоагрегатов мощностью менее 15 МВт при условии наличия блокировки, препятствующей несинхронному включению генератора в сеть [7, 10].

При полуавтоматической синхронизации устройства автоматики выполняют лишь вспомогательную роль. Регулирование частоты и модуля напряжения генератора в этом случае производит персонал электростанций, а устройства автоматики, как правило, представляют собой блокировку от несинхронного включения и отвечают за проверку выполнения условий синхронизации и допустимость включения объединяющего выключателя.

При автоматической синхронизации включение генератора на параллельную работу с сетью выполняется исключительно устройствами автоматики. Устройство автоматической точной синхронизации осуществляет подведение частоты и модуля напряжения синхронизируемого генератора к соответствующим параметрам сети, выполняет контроль допустимости включения и формирует импульс на включение объединяющего выключателя к моменту времени, когда условия точной синхронизации будут выполнены.

Принимая во внимание наличие собственного времени включения выключателя, для обеспечения равенства нулю напряжения биений в момент включения генератора в сеть (точка 1 на рисунке 1.2), команда на включение выключателя выдается до момента совпадения векторов напряжений генератора и сети (точка 2 на рисунке 1.2). При этом время опережения t_{on} принимается равным времени включения выключателя и соответствует некоторому ненулевому

значению угла опережения δ_{on} . Для случая равномерного вращения векторов напряжений генератора и сети величина δ_{on} будет равна:

$$\delta_{on} = \omega t_{on}. \quad (1.4)$$

С позиции выдачи упреждающего импульса на включение выключателя выделяют синхронизаторы с постоянным углом опережения и синхронизаторы с постоянным временем опережения. В синхронизаторах первого типа предусматривается формирование импульса на включение выключателя по условию достижения углом заданного постоянного значения δ_{on} . При этом не учитывается наличие ненулевых величин относительной скорости и относительного ускорения, что приводит к возникновению существенных погрешностей в определении оптимального момента включения выключателя. В синхронизаторах с постоянным временем опережения выдача импульса на включение выполняется со временем опережения t_{on} , равным собственному времени включения выключателя.

В настоящее время наибольшее распространение получили синхронизаторы второго типа (УБАС, АСТ-4, СА-1 и др.) [29].

Структуру автоматического синхронизатора типа УБАС (устройство бесконтактное автоматической синхронизации) составляют шесть основных блоков (рисунок 1.3) [10]:

- *блок питания* служит для обеспечения питания синхронизатора, а также формирует сигнал, пропорциональный напряжению биений U_S ;
- *блок опережения* контролирует выполнение условия синхронизации по разности фаз и формирует сигнал, разрешающий включение выключателя с учетом необходимого времени опережения;
- *блок контроля разности частот* контролирует допустимость включения по условию равенства частот генератора и сети и формирует сигнал, разрешающий включение выключателя;
- *блок контроля разности напряжений* контролирует допустимость включения по условию равенства модулей напряжений генератора и сети и формирует сигнал, разрешающий включение выключателя;

- блок подгонки частоты выполняет управляющие воздействия, направленные на обеспечение равенства частот генератора и сети;
- блок включения, получив разрешающие сигналы, свидетельствующие о выполнении условий синхронизации по частоте, фазе и модулю напряжения, формирует команду на включение выключателя.

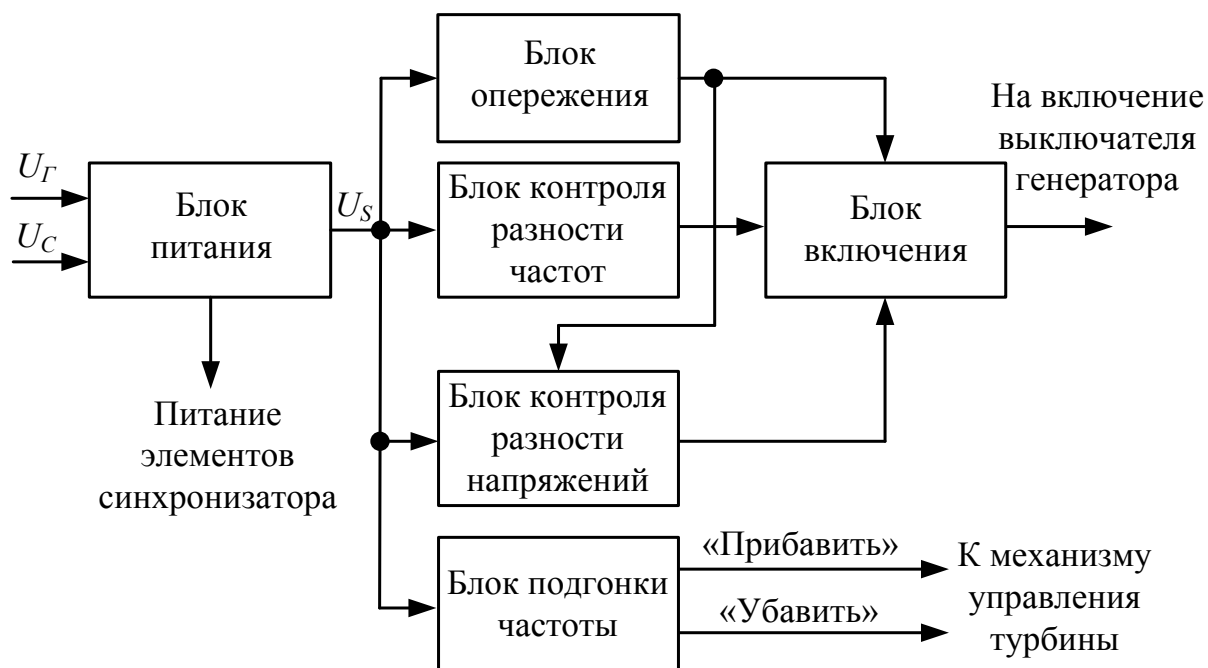


Рисунок 1.3 – Структурная схема автоматического синхронизатора УБАС

В целях исключения нежелательных процессов форсировки и расфорсировки возбуждения генератора от воздействий автоматического регулятора возбуждения сильного действия (АРВ СД), для генераторов, оснащенных такими регуляторами, включение допускается производить при разности модулей векторов напряжений генератора и сети в пределах $\pm 1\%$.

Обеспечение повышенной точности подгонки напряжения генератора к напряжению сети достигается путем изменения уставки АРВ генератора. Для этих целей используется специальный блок подгонки уставки напряжения (ПУН), который входит в состав АРВ СД. При этом блок ПУН исключает из схемы синхронизатора блок контроля разности напряжений с целью предотвращения включения выключателя при достижении уставки последнего.

Элементная база синхронизатора УБАС выполнена с применением полупроводниковых логических элементов, что позволяет обеспечить высокую

надежность устройства в совокупности с простотой выполнения относительно сложных операций точной синхронизации.

К основным недостаткам синхронизатора УБАС следует отнести использование величины напряжения биений в качестве основы функционирования всех блоков устройства. При этом искажение формы напряжения биений, возникающее, например, при неравенстве напряжений синхронизируемого генератора и сети, приводит к появлению существенных погрешностей во времени опережения.

Другим недостатком является возможность отказа синхронизатора при условиях, наиболее благоприятных для включения генератора в сеть. Причиной этого недостатка является то, что при малых величинах относительной скорости возможно исключение условий для срабатывания компаратора в блоке опережения, что наиболее вероятно при небольших величинах собственного времени включения выключателя [10].

Формируемый в блоке опережения УБАС импульс на включение выключателя строится на предположении равномерного вращательного движения векторов напряжений генератора и сети и, следовательно, нулевой величины относительного ускорения. Выполнение управляющих воздействий, направленных на обеспечение равенства частот генератора и сети подразумевает наличие и постоянное изменение величины относительного ускорения. Таким образом, принятое предположение приводит к возникновению погрешности в определении времени опережения.

1.2.2 Микросхемный аналоговый автоматический синхронизатор СА-1

Разработанное в Московском энергетическом институте бесконтактное устройство автоматической точной синхронизации СА-1 представляет собой специализированное вычислительное устройство, выполненное на операционных интегральных усилителях и логических микросхемах [10, 30].

В отличие от синхронизатора УБАС, где для функционирования всех блоков устройства используется напряжение биений, для функционирования

блоков устройства СА-1, отвечающих за выполнение условий синхронизации по частоте и фазовым углам напряжений генератора и сети, применяется линейное преобразование относительного угла в постоянное напряжение, а также относительные скорость и ускорение. Структурная схема синхронизатора упрощенно представлена на рисунке 1.4.

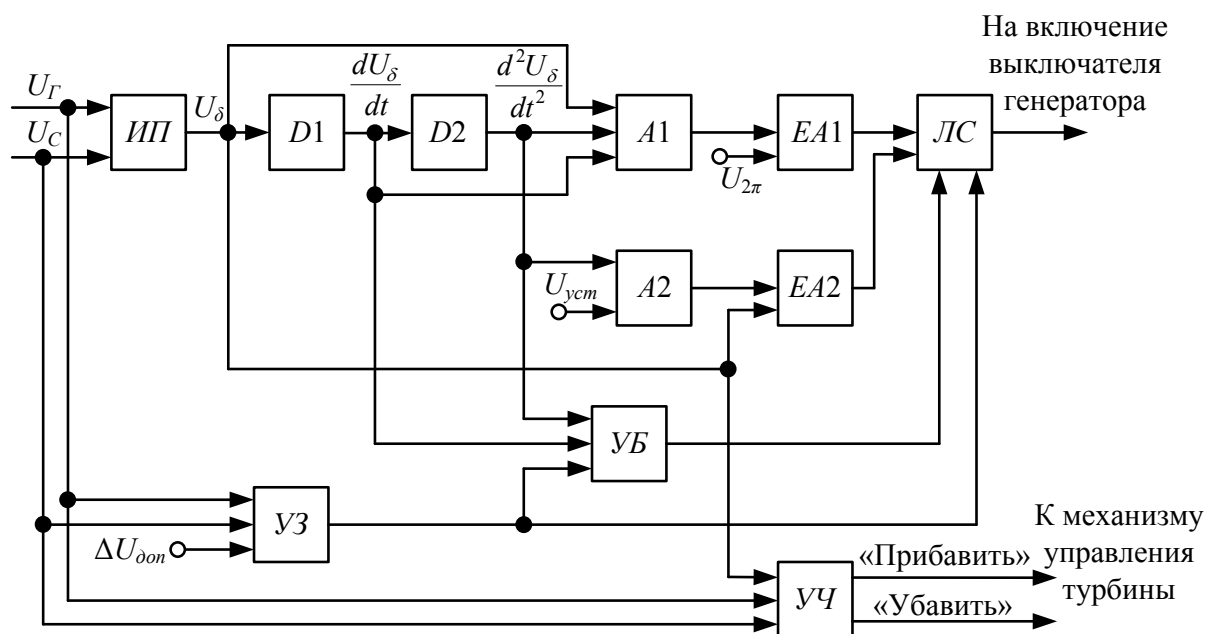


Рисунок 1.4 – Структурная схема устройства точной автоматической синхронизации СА-1

На вход устройства поступают действующие значения напряжений генератора U_G и сети U_C . Измерение относительного угла выполняется при помощи времяимпульсного измерительного преобразователя ИП. Полученная на выходе ИП величина напряжения U_δ пропорциональна текущему значению относительного угла и не зависит от амплитуд U_G и U_C . В момент совпадения векторов напряжений генератора и сети (т.е. при $\delta = 0, 2\pi, \dots$) напряжение U_δ минимально и составляет $U_{2\pi} = 0,5$ В. При нахождении векторов напряжений в противофазе (т.е. при $\delta = \pi, 3\pi, \dots$) напряжение U_δ достигает максимального значения 10,5 В.

После ИП установлены дифференциаторы $D1$ и $D2$, построенные на интегральных операционных усилителях и обеспечивающие определение величин относительной скорости и относительного ускорения. Полученные параметры

относительного движения векторов напряжения генератора и сети поступают на сумматор $A1$, где суммируются с учетом заданного времени включения выключателя t_B .

Блок опережения синхронизатора СА-1 состоит из дифференциаторов $D1$ и $D2$, сумматора $A1$ и компаратора $EA1$. Последний элемент формирует сигнал, разрешающий включение выключателя по факту выполнения равенства относительного угла δ углу опережения δ_{on} . Целевым условием работы синхронизатора является равенство относительного угла нулевому значению (или значению кратному 2π , что соответствует нулевому углу). С учетом некоторого угла опережения это условие может быть представлено в виде:

$$\delta + \delta_{on} = 2\pi. \quad (1.5)$$

С учетом кинематики вращательного движения векторов напряжения генератора и сети, в предположении об их равноускоренном движении, величина угла опережения может быть определена исходя из собственного времени включения выключателя t_B [10]:

$$\delta_{on} = \frac{d\delta}{dt} t_B + \frac{d^2\delta}{dt^2} \cdot \frac{t_B^2}{2}. \quad (1.6)$$

С учетом (1.5) выражение (1.6) принимает вид:

$$\delta + \frac{d\delta}{dt} t_B + \frac{d^2\delta}{dt^2} \cdot \frac{t_B^2}{2} = 2\pi. \quad (1.7)$$

Учитывая линейную зависимость между U_δ и δ , может быть получено уравнение работы блока опережения синхронизатора СА-1:

$$U_\delta + \frac{dU_\delta}{dt} t_B + \frac{d^2U_\delta}{dt^2} \cdot \frac{t_B^2}{2} = U_{2\pi}. \quad (1.8)$$

В компараторе $EA1$ производится сравнение левой части выражения (1.8) с заданным значением $U_{2\pi}$ и при достижении их равенства формируется сигнал, разрешающий включение объединяющего выключателя.

Описанная процедура определения величины δ_{on} позволяет с повышенной точностью обеспечивать равенство фазовых углов векторов напряжения в момент включения объединяющего выключателя.

Блок контроля разности частот состоит из сумматора $A2$ и компаратора $EA2$ и позволяет контролировать допустимость включения с учетом величины относительного ускорения в момент замыкания контактов выключателя (v_{BKL}), а не в момент подачи разрешающего сигнала от блока опережения (v_C). Значение относительной скорости v_C соответствует величине $d\delta/dt$ в уравнении (1.6). Тогда с учетом допущения о равноускоренном характере движения векторов напряжения генератора и сети величина ускорения будет постоянной и равной α , что соответствует величине $d^2\delta/dt^2$ в уравнении (1.6).

Величина относительной скорости v_{BKL} может быть определена как [10]:

$$v_{BKL} = v_C + \alpha t_T. \quad (1.9)$$

Тогда выражение (1.6) принимает вид:

$$\delta_{on} = v_C t_B + \alpha \frac{t_B^2}{2} = v_{BKL} t_B - \alpha \frac{t_B^2}{2}. \quad (1.10)$$

Принимая уставку блока контроля разности частот равной $v_{\max}$, выражение (1.10) преобразуется к виду:

$$\delta_{on\max} = v_{\max} t_B - \alpha \frac{t_B^2}{2}. \quad (1.11)$$

Компаратор $EA2$ сработает в момент, когда величина относительного угла удовлетворит равенству:

$$\delta = 2\pi - \delta_{on\max}. \quad (1.12)$$

Выполнив подстановку величины $\delta_{on\max}$ из уравнения (1.12) в (1.11) и проведя замены величин соответствующими напряжениями, а также принимая во внимание, что напряжение уставки $U_{уст}$ компаратора $EA2$ равно $2\pi - v_{\max} t_B$, получим уравнение работы блока контроля разности частот:

$$U_\delta - \frac{d^2 U_\delta}{dt^2} \cdot \frac{t_B^2}{2} = U_{уст}. \quad (1.13)$$

С целью обеспечения равенства частот предусмотрен блок уравнивания частот $УЧ$, осуществляющий подгонку относительной скорости к некоторому заданному ненулевому значению $v_{\min} \approx \pm 0,03$ Гц путем выдачи управляющих импульсов длительностью 0,1-0,4 с на механизм управления турбины в начале

каждого периода относительного угла. При значениях относительной скорости близких к нулю возможно возникновение явления «зависания» ротора генератора, что может приводить к отказу блока опережения. Избежать указанного явления позволяет выдача дополнительных управлений при $v < v_{\min}$, направленных на увеличение разности частот генератора и сети.

Блок контроля разности напряжений представлен узлом запрета УЗ, выполняющим сравнение разности текущих амплитуд напряжений генератора и сети с уставкой $\Delta U_{\text{доп}}$. При невыполнении условия допустимости включения формируется сигнал запрещающий включение выключателя.

При поступлении разрешающих сигналов от всех блоков устройства, свидетельствующих о выполнении условий синхронизации к моменту включения генератора в сеть, в логической схеме ЛС формируется команда на включение объединяющего выключателя.

С целью предотвращения ложного срабатывания синхронизатора в моменты подачи или снятия входных напряжений, а также в переходных режимах, в синхронизаторе СА-1 установлен узел блокировки УБ, формирующий сигнал, запрещающий включение выключателя при превышении относительной скоростью и относительным ускорением предельных величин.

Проведенные в 1977 году испытания синхронизатора СА-1 на Красноярской ГЭС при разности частот от 0,4 Гц до 0,9 Гц показали работоспособность и эффективность описанных алгоритмов. В проведенных опытах включения гидрогенераторов в сеть величина относительного угла не превышала 2 градусов, а время синхронизации составило от 3 с до 12 с в зависимости от задаваемой уставки по относительной скорости. Для сравнения были проведены опыты включения генераторов в сеть с использованием устройства АСТ-4Б. Время синхронизации при величине допустимой разности частот 0,2 Гц составляло от 24 до 63 с [30].

В настоящее время автоматический синхронизатор СА-1 является наиболее распространенным устройством точной синхронизации, однако, несмотря на то, что его характеристики удовлетворяют требованиям эксплуатации, на

сегодняшний день его элементная база является морально устаревшей, а алгоритм управления несовершенным [5].

Следует отметить, что по принципу работы в синхронизаторе СА-1 предусматривается наличие некоторой ненулевой величины относительного ускорения в момент включения объединяющего выключателя. При этом влиянием этого ускорения на качество переходных процессов, сопровождающих включение генератора в сеть, пренебрегается, и никаких воздействий с точки зрения его ограничения не принимается.

Альтернативу синхронизатору СА-1 составляют современные микропроцессорные устройства, обладающие более совершенными техническими характеристиками и гибкими алгоритмами управления. К таким устройствам следует отнести синхронизаторы АС-М, СПРИНТ-М и SYNCHROТАСТ [29, 31, 32].

1.2.3 Цифровые автоматические синхронизаторы АС-М и СПРИНТ-М

Устройства автоматической точной синхронизации типа АС-М и СПРИНТ-М построены на современной микропроцессорной базе и обеспечивают выполнение всех основных функций, необходимых для точной синхронизации генератора с сетью. Безусловным достоинством рассматриваемых устройств является возможность проводить самодиагностику и выводить информацию о состоянии синхронизатора и генератора на дисплей, осуществляя при этом анализ достоверности выдаваемой информации [29].

Вычислительная часть синхронизаторов выполнена на микроконтроллерах типа КМ1816ВЕ51 (АС-М) и ТN80С196КC20 (СПРИНТ-М), выполняющих определение параметров синхронизации и угла опережения включения выключателя по уравнению (1.12) с учетом предположения о равноускоренном характере движения векторов напряжений синхронизируемых объектов [29, 33].

Принцип действия синхронизаторов АС-М и СПРИНТ-М заключается в следующем.

Поступающие аналоговые сигналы вторичных напряжений генератора и сети проходят фильтрацию и оцифровываются посредством аналого-цифровых преобразований (АЦП). На основе полученных значений определяются величины модулей векторов напряжений. Величины относительной скорости и относительного угла вычисляются путем фиксации кодов таймера при переходе мгновенных значений напряжений генератора и сети через нуль.

При необходимости формируются импульсные управляющие воздействия на автоматические регуляторы возбуждения и (или) частоты вращения (АРЧВ) генератора.

Целевое значение относительной скорости v_y рассчитывается по выражению: $v_y = (v_{\max} + v_{\min}) / 2$, где $v_{\max}$ и $v_{\min}$ – максимальная и минимальная величины относительной скорости, при которых возможна подача команды на включение выключателя. При этом в качестве уставки задается величина $v_{\max}$, а $v_{\min}$ определяется как $v_{\min} = v_{\max} / 5$.

В момент, когда условия синхронизации по частоте и модулю напряжения будут выполнены, производится расчет необходимого угла опережения из предположения о равноускоренном характере движения векторов напряжений генератора и сети и формируется команда на включение выключателя.

Синхронизаторы предусматривают блокировку работы при превышении параметрами синхронизации заданных значений, при отклонениях частот генератора и сети от синхронной частоты более ± 5 Гц, а также при неисправности самих устройств и недостоверности поступающих на входы устройств измерений.

Отмечается [34], что в условиях стабильности собственного времени включения объединяющего выключателя, абсолютная погрешность синхронизации по углу не превышает ± 3 градусов.

1.2.4 Цифровой автоматический синхронизатор SYNCHROTACT

Микропроцессорное устройство автоматической синхронизации SYNCHROTACT производится компанией АВВ. Его структурно-функциональная

схема (рисунок 1.5) аналогично рассмотренным ранее реализует функции измерения, анализа и подгонки параметров синхронизации, а также формирование команды на включение выключателя. Модификации устройства предназначены как для автоматической синхронизации генераторов с сетью, так и для параллельного включения частей ЭЭС [32].

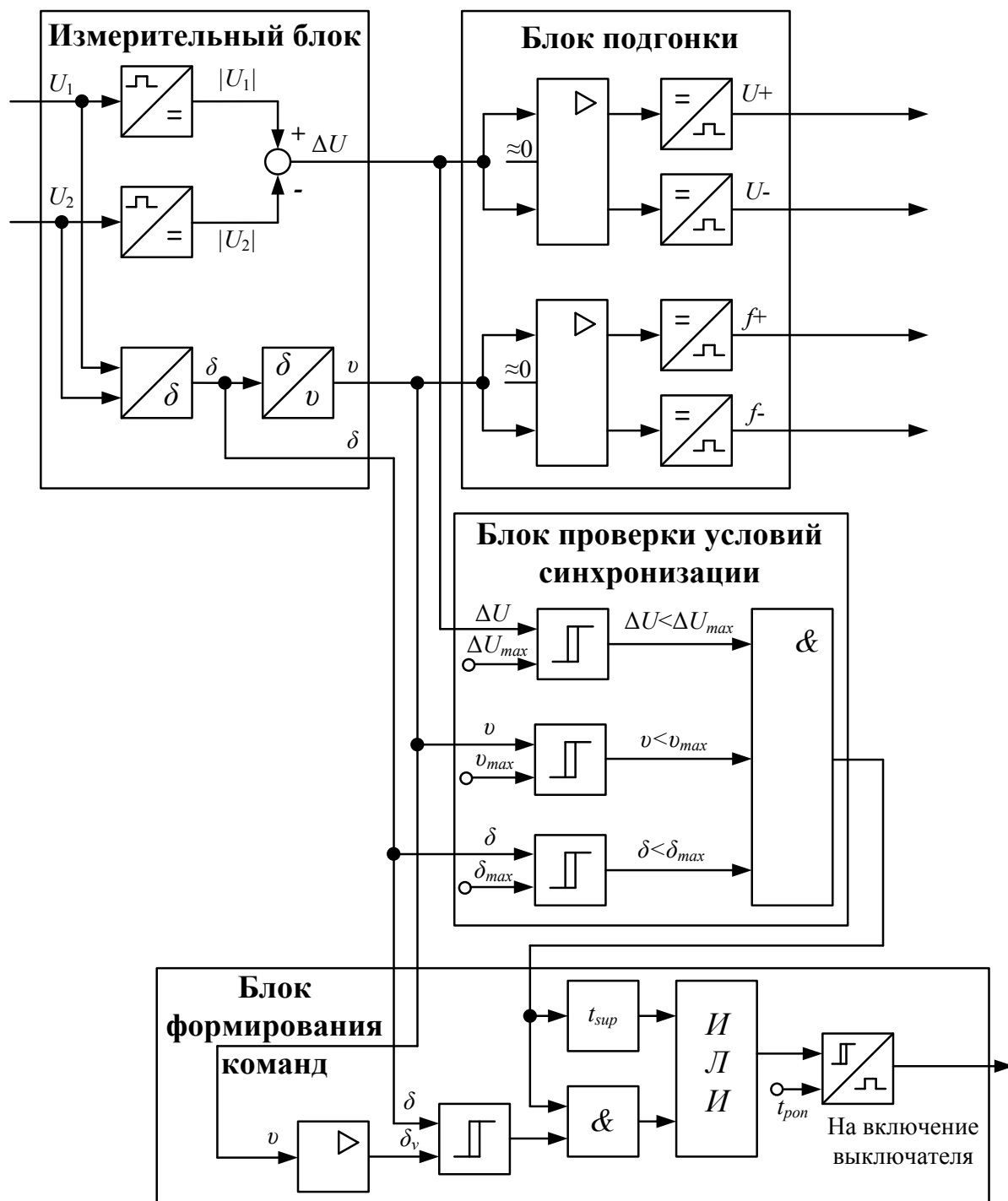


Рисунок 1.5 – Структурно-функциональная схема устройства автоматической синхронизации SYNCHROTACT

Паспортные значения, устанавливаемые для параметров синхронизации в устройствах SYNCHROТАСТ приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2. Паспортные значения параметров синхронизации устройств SYNCHROТАСТ

Параметр	Шаг	Допустимые значения
Относительная скорость	0,01 %	0-6 %
Относительный угол	1 град.	0-40 град.
Разность напряжений по абсолютному значению	1 %	0-40 %
Полное время синхронизации	30 секунд	0,5-15 минут

Как видно из таблицы 1.2, в устройстве SYCNHROТАСТ предусмотрена возможность установки допустимых величин параметров синхронизации в широких пределах. При этом высокая точность задания параметров обеспечивается небольшими значениями шага изменения уставки. Важной особенностью устройства является возможность установки различных величин допустимых отклонений для отрицательных и положительных значений относительной скорости и разности напряжений.

При значениях параметров синхронизации, неудовлетворяющих заданным уставкам, осуществляется выдача импульсных управляющих воздействий на АРВ и АРЧВ генератора. Продолжительности импульсов регулирования принимаются переменными и пропорциональными величинам разности напряжений и относительной скорости, соответственно. Коэффициент пропорциональности может быть задан в пределах от 0,01 %/сек до 5 %/сек. Возможна также установка фиксированной продолжительности импульса от 0,05 до 2 секунд, в этом случае интервал между импульсами будет обратно пропорционален соответствующим параметрам. Интервал между импульсами и минимальная продолжительность импульса могут быть установлены в пределах от 1 до 20 секунд и от 0,05 до 2 секунд, соответственно.

Когда относительный угол достигает значения δ_v , соответствующего времени, необходимому для замыкания контактов выключателя, производится выдача команды на включение объединяющего выключателя. Команда на включение может быть сформирована и в том случае, когда условия синхронизации выполняются на протяжении заданного промежутка времени t_{sup} . Это позволяет избежать производства лишних управлений и затягивания процедуры синхронизации в случае достаточно малых величин относительного ускорения.

1.2.5 Направления совершенствования алгоритмов работы устройств автоматической синхронизации

Несмотря на то, что современные системы автоматической синхронизации в большинстве случаев удовлетворяют предъявляемым к ним требованиям, алгоритмы их работы обладают рядом недостатков. Основным недостатком следует считать отсутствие формализованной процедуры перевода используемых в синхронизации параметров состояния к необходимым для точной синхронизации значениям. Указанный недостаток приводит к необходимости использования такого принципа, как «подгонка» частоты вращения и «ожидание» момента совпадения фаз векторов напряжений синхронизируемых объектов, который по своему существу вносит неопределённость в задачи повышения точности и уменьшения длительности достижения конечных значений используемых для точной синхронизации режимных параметров.

Применение импульсной подгонки частоты генератора к частоте сети требует высокоточной настройки продолжительности управляющих импульсов и интервалов между ними, неправильный выбор которых приведет либо к увеличению длительности процесса синхронизации, если импульсы будут непродолжительными, либо к так называемому «рысканию» («Hunting»), если импульсы будут длительными. Последний случай описан в [33] и заключается в перерегулировании частоты генератора выше (ниже) значения уставки. При этом возможно возникновение ситуации, когда частота генератора будет непрерывно

колебаться от минимального до максимального значения, не попадая в область, допустимую для включения. Для исключения «рысканья» продолжительность импульсов управления и интервалов между ними следует выбирать с обязательным учетом инерционности регулятора и ошибки системы регулирования турбины, что, в общем случае, приводит к усложнению настройки синхронизатора и увеличению длительности процесса синхронизации.

Другим недостатком принципа «подгонки» и «ожидания» является неустойчивость к возмущениям. Данный недостаток заключается в том, что отклонение режимных параметров объектов синхронизации, вызванные некоторыми неопределенными возмущениями, приводят к неопределенности длительности процесса управления и его успешности в целом. При этом в современных микропроцессорных синхронизаторах (СПРИНТ-М, АС-М, SYNCHROTAСТ) предусмотрена возможность включения на параллельную работу как генератора с сетью, так и отдельных частей энергосистем. Однако, по вышеобозначенным причинам, в последнем случае их применение менее эффективно, так как в условиях постоянно изменяющейся режимной обстановки (что особенно характерно для частей сравнительно малых энергосистем) значительно сложнее обеспечить одновременность выполнения всех отмеченных выше условий точной синхронизации. По этой причине в отдельных случаях требуется переходить от автоматической к полуавтоматической или даже ручной процедуре синхронизации. При объединении частей энергосистем ручная синхронизация является достаточно частым явлением.

Следует признать, что в общем случае затягивание процесса синхронизации генератора с сетью не является критичным. Однако можно выделить ряд областей, в которых сокращение времени на синхронизацию является ключевой задачей. К таким областям следует отнести включение на параллельную работу с сетью газотурбинных установок, у которых время вывода агрегата на холостой ход может составлять около двух минут [34]. Включение таких установок в сеть может потребоваться как в нормальном режиме, например, для покрытия пиковых нагрузок или увеличения запаса устойчивости энергосистемы, так и при

ликвидации нарушений, например, при превышении максимально допустимых перетоков мощности по контролируемым сечениям, или для восстановления частоты в выделившейся части энергосистемы, а также в ряде других случаев. В случае выделения части ЭЭС на изолированную работу, следует также иметь в виду, что режимные параметры выделившейся части могут колебаться в относительно широких пределах, в то время как устройство синхронизации должно максимально быстро, надежно и качественно обеспечивать выполнение требуемых для включения условий.

Отдельно следует выделить задачи выполнения автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического ввода резерва (АВР) с управляемой синхронизацией в случаях, когда улавливание синхронизма оказывается неэффективным. Актуальными данные задачи являются, например, при внедрении собственных генерирующих источников на предприятиях [35, 36] или при отключении межсистемных связей, особенно для сравнительно малых энергосистем. В этих случаях существующие алгоритмы, в силу перечисленных выше недостатков, представляются недееспособными с точки зрения определенности результатов и быстродействия процесса синхронизации.

Проведенный анализ показал, что исследования в области синтеза устройств автоматической точной синхронизации направлены преимущественно на определение момента включения генератора в сеть (времени опережения) и совершенствование алгоритмов, реализующих вышеописанный принцип «подгонки» и «ожидания». Так, в [37] предложен способ синхронизации генератора с сетью по обобщенному параметру, в качестве которого выступает модуль вектора разности изображающих векторов трехфазного напряжения электрической сети и синхронизируемого генератора, представляющий собой огибающую напряжения «биений». Указанный способ позволяет с высокой точностью определять момент выполнения условий синхронизации независимо от несинусоидальности напряжения сети.

В [40] предложен способ синхронизации генератора с сетью, заключающийся в формировании оптимального набора управляющих команд.

При этом устройство определяет реакцию регулятора на соответствующую команду и сохраняет ее в памяти. В дальнейшем устройство формирует оптимальный набор команд (или оптимальную продолжительность команд и интервалов между ними) в соответствии с текущими значениями частоты и напряжения. В момент, когда относительный угол достигнет допустимого значения, производится дополнительная регулировка величины относительной скорости до нуля. Преимущества такого управления заключаются в сокращении интенсивности воздействий на регулятор турбины в сравнении с известными системами, а также в возможности производить включение объединяющего выключателя при уточненном выполнении условий синхронизации.

Наибольшим отличием обладает способ синхронизации генератора с сетью, предложенный в [36], позволяющий исключить из управления этап точной подгонки частот синхронизируемых объектов. Это достигается путем формирования управляющих воздействий, направленных на изменение знака величины относительной скорости. При этом в момент, когда величина относительного угла достигает допустимого значения, выполняется включение объединяющего выключателя. Изложенный способ основан на предположении о том, что определяющим фактором для обеспечения минимального броска уравнивающего тока при включении генератора в сеть является не разность частот, а совпадение фазовых углов векторов напряжений синхронизируемых объектов. К недостаткам указанного способа следует отнести ненулевые, в общем случае, значения относительной скорости и относительного ускорения в момент включения. Несмотря на то, что их влияние на величину броска уравнивающего тока в момент включения предполагается несущественным, ненулевые значения указанных параметров могут послужить причиной возникновения последующих синхронных качаний. Таким образом, возможность применения указанного способа требует тщательного анализа с учетом конкретных условий установки синхронизатора.

Исходя из вышесказанного, задача синтеза устройств автоматической точной синхронизации, способного выполнять целенаправленное,

быстродействующее и предсказуемое управление является актуальной в ряде областей электроэнергетики. При этом наряду с достижением указанных свойств важной задачей остается обеспечение высокого качества выполнения процедуры синхронизации. При проведении исследовательских работ следует руководствоваться и тем, что разрабатываемое устройство должно обладать таким свойством как адаптивность, то есть устойчивость к возникающим в ходе процесса возмущениям.

В качестве прототипа к разработке устройства синхронизации можно принять один из современных микропроцессорных синхронизаторов (например, СПРИНТ-М). При этом представляется необходимым синтез новых алгоритмов управления, обеспечивающих качественное выполнение условий синхронизации в широком спектре типов ЭЭС и их схемно-режимных состояний. Принимая во внимание, что реализация таких алгоритмов может потребовать повышенные требования к точности и быстродействию измерительного блока, следует предполагать необходимость исследований и в этом направлении.

1.3 Способ управления процессом синхронизации с эталонной моделью

Эффективным для решения задач управления процессами синхронизации представляется предложенный в Энергетическом институте Томского политехнического университета подход [4, 5, 41, 42], суть которого заключается в применении методов автоматического управления программным движением объектов [43] к задаче управления динамическими переходами энергосистем [4]. К таким задачам, в частности, относится и задача включения на параллельную работу генератора с сетью и частей энергосистем. При этом в качестве эталонной модели на первом этапе предлагается принимать программную траекторию движения (ПТД) для параметров относительного движения векторов напряжения синхронизируемых объектов. Иными словами, указанная ПТД должна обеспечивать целенаправленный перевод относительных параметров (угла, скорости и ускорения) вращательного движения векторов напряжения на контактах объединяющего выключателя в заданную область фазовых координат.

В качестве такой области следует рассматривать множество допустимых по условию синхронизации значений (в идеальном случае нулевых) указанных параметров.

Проведенные исследования [5] позволили определить обобщенную структурно-функциональную схему устройства синхронизации с эталонной моделью (рисунок 1.6).

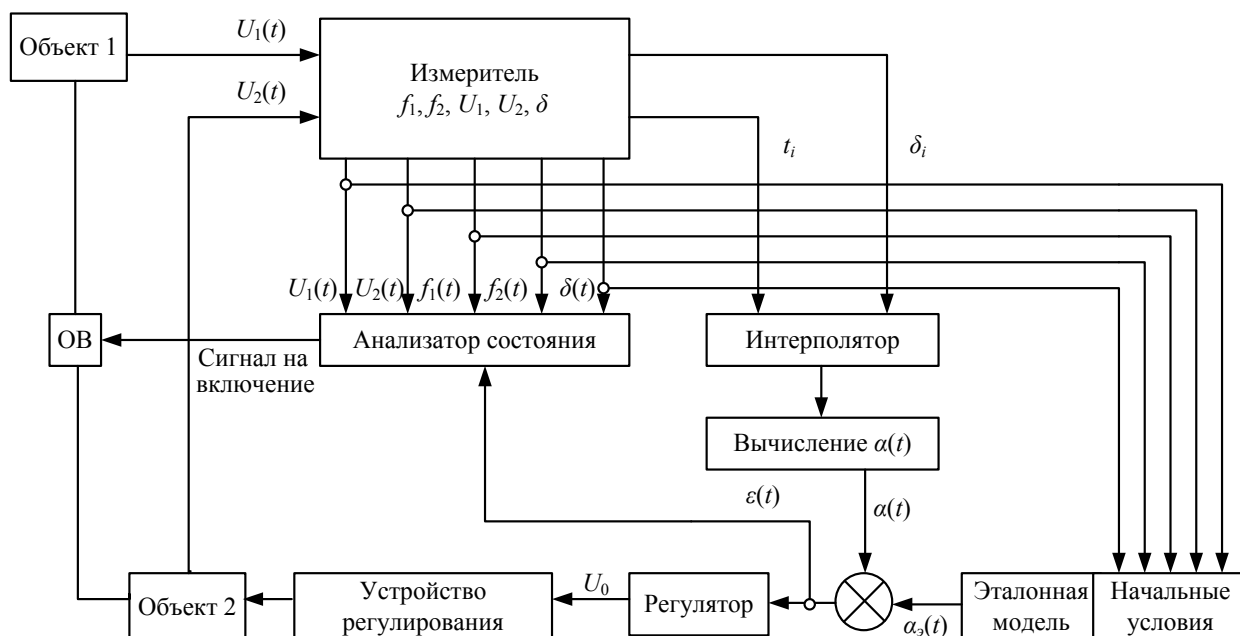


Рисунок 1.6 – Структурно-функциональная схема устройства синхронизации с эталонной моделью

Структурно-функциональная схема, представленная на рисунке 1.6, отражает классическую структуру систем управления, построенных на основе принципа автоматического управления с эталонной моделью. Объектами синхронизации 1 и 2 могут являться как генераторы, так и энергосистемы. В качестве исполнительных устройств регулирования могут выступать регуляторы турбины, регуляторы возбуждения генераторов, накопители электрической энергии, устройства электрического торможения и другие устройства, способные осуществить качественное управление параметрами вращательного движения векторов напряжения на контактах объединяющего выключателя (ОВ).

Устройство работает следующим образом. Сигналы напряжения $U_1(t)$ и $U_2(t)$, пропорциональные напряжениям объектов синхронизации 1 и 2

соответственно, поступают на вход измерителя, на выходе которого формируются сигналы, пропорциональные абсолютным значениям и частотам напряжений, а также сигнал, пропорциональный углу разности фаз между векторами напряжений. Далее эти сигналы поступают на вход блока построения эталонной модели, где производится построение ПТД в соответствии с желаемой формой функции относительного ускорения $\alpha_{\varepsilon}(t)$.

Оценка реального движения осуществляется интерполятором и блоком вычисления текущей величины относительного ускорения $\alpha(t)$. Параметры эталонной модели и реального объекта сравниваются в сумматоре, посредством которого вычисляется ошибка $\varepsilon(t)$ регулирования, которая поступает на вход регулятора. Регулятор, в свою очередь, вырабатывает управляющий сигнал, соответствующий требуемым управляющим воздействиям. Этот сигнал поступает на устройства регулирования.

Анализатор состояния служит для определения момента выполнения условий синхронизации, и формирования сигнала на включение объединяющего выключателя.

1.3.1 Состояние разработки синхронизатора с эталонной моделью

Основными результатами начатой разработки синхронизаторов с эталонной моделью являются обоснование алгоритмов построения ПТД, предложенных для создания более совершенных устройств синхронизации, а также подтверждение целесообразности дальнейших исследований в этом направлении [4, 5]. Возможности построения основных блоков структурно-функциональной схемы устройства (см. рисунок 1.6), за исключением блока эталонной модели, не рассмотрены. Имеется возможность и для совершенствования алгоритмов построения ПТД.

Представленные в [5] алгоритмы построения ПТД, разработанные для синхронизации частей мини-ЭЭС, позволяют выполнять плавный перевод параметров синхронизации к конечным значениям. Однако они требуют при этом выполнения двухполярных управляющих воздействий сложной формы, что в

случае синхронизации отдельных генераторов с сетью может оказаться затруднительным. Кроме того предложенные алгоритмы построения ПТД предполагают выполнение управления на одном периоде скольжения, что также может усложнить их реализацию.

Выполненные ранее исследования не содержат проработки алгоритмов управления параметрами синхронизации по построенным ПТД, что представляется одним из важнейших элементов задачи синтеза устройства синхронизации с эталонной моделью. Открытым остается также вопрос возможности использования существующих измерительных систем.

С учетом вышесказанного формулируются задачи исследований, направленных на совершенствование алгоритмов построения ПТД и синтез других основополагающих блоков устройств синхронизации с эталонной моделью.

1.3.2 Задачи исследований в области синтеза устройства синхронизации генератора с эталонной моделью

Комплекс решаемых в диссертации задач исследования, направленных на синтез устройства точной автоматической синхронизации генератора с сетью включает в себя:

а) совершенствование алгоритмов построения эталонной модели. Данная задача подразумевает синтез эффективных алгоритмов построения программных траекторий движения, обеспечивающих одновременный целенаправленный перевод параметров вращательного движения векторов напряжения синхронизируемых объектов в заданную точку фазовых координат на основе однополярных управляющих воздействий;

б) разработку алгоритмов регулятора, способного обеспечивать движение параметров синхронизации в некоторой окрестности построенной ПТД;

в) разработку алгоритмов блока измерения и анализа. Существующие системы измерения фазовых углов и частот представляются достаточно точными и качественными, если речь идет об измерении параметров равномерного

вращательного движения векторов напряжений. Однако для измерения параметров неравномерного вращательного движения, свойственного процессам синхронизации, они могут являться полностью или частично непригодными. Таким образом, важной задачей является поиск удовлетворяющих высоким требованиям измерительных устройств или разработка новых;

г) моделирование алгоритмов работы вышеуказанных блоков в специализированных программных комплексах с целью их экспериментальной апробации.

1.4 Выводы

1. Общим недостатком существующих систем синхронизации является отсутствие формализованной процедуры перевода используемых в синхронизации параметров состояния к необходимым для точной синхронизации значениям, вследствие чего используются такие действия, как подгонка и ожидание, которые по своему существу вносят неопределённость в задачи повышения точности и уменьшения длительности достижения конечных значений используемых для точной синхронизации режимных параметров.

2. Перспективным направлением в задаче синтеза устройства синхронизации представляется применение методов теории автоматического управления с эталонной моделью.

3. Разработанные ранее алгоритмы построения эталонных моделей в виде программных траекторий движения для устройств автоматической синхронизации соответствуют задаче повышения качества и быстродействия процедуры в целом, однако их реализация требует выдачу управляющих воздействий двухполярного типа, что допустимо для частей энергосистем, однако может оказаться затруднительно для отдельных генераторов. Применительно к задаче синхронизации генератора и электрической сети следует разработать алгоритмы построения ПТД, основанные на выдаче однополярных управляющих воздействий.

4. При проведении научно-исследовательских работ по синтезу устройства автоматической синхронизации генератора с эталонной моделью одновременно с задачей разработки алгоритмов построения ПТД, требуется решение задачи синтеза других основных блоков устройства, в частности, блока регулирования (регулятора) и измерительного блока.

ГЛАВА 2 АЛГОРИТМЫ РАБОТЫ И СТРУКТУРА УСТРОЙСТВА АВТОМАТИЧЕСКОЙ ТОЧНОЙ СИНХРОНИЗАЦИИ С ЭТАЛОННОЙ МОДЕЛЮ

Варианты алгоритмов построения программных траекторий движения доставляют широкие возможности для постановки и реализации целей управления. Применительно к задаче синхронизации генераторов и частей энергосистем появляется возможность повышения качества управления, учёта технических характеристик используемых средств, а также возможность ускорения процесса в целом. Однако существует ряд ограничений, обусловленных возможностями системы регулирования с точки зрения выдачи управляющих воздействий, а также необходимостью быстрой перенастройки и корректировки ПТД в ходе процесса. Таким образом, можно выделить основные требования к ПТД:

- относительно невысокую интенсивность управляющих воздействий, обеспечивающую требуемое изменение параметров состояния в процессе синхронизации;
- плавность изменения параметров ПТД, обеспечивающую плавность управляющих воздействий, отвечающую техническим показателям управляющего устройства;
- простоту перенастройки параметров (констант) ПТД, обеспечивающую быстрое изменение численного содержания компонент ПТД в соответствии с конкретными схемно-режимными ситуациями, складывающимися в системе к начальному и промежуточным моментам процесса синхронизации.

Выполнение перечисленных требований заметно осложняется, если ставится задача формирования только однополярных управляющих воздействий (управлений) для осуществления движения по ПТД. Сложность заключается в том, что соответствующая этому требованию ПТД должна включать в себя несколько полных оборотов относительного движения векторов напряжения генератора и сети. Причём количество полных оборотов заранее неизвестно. Оно

определяется в процессе формирования ПТД. Таким образом, необходимо построить ПТД, которая бы, начинаясь от определяемых на основе реальных измерений значений угла δ_{p0} , скорости v_{p0} и ускорения α_{p0} , приводила эти параметры, в конечный момент t_T интервала управления, к нулевым значениям при однополярных управляющих воздействиях.

Далее будет показан способ быстрого и точного определения фазовых углов, скоростей и ускорений неравномерного вращательного движения векторов напряжений электроэнергетических систем. Открывающиеся возможности такого определения применительно к векторам напряжения генератора и сети позволяют конструктивно рассматривать задачу обеспечения условий точной синхронизации генератора «с ходу», когда используется только однополярное управление и, соответственно, не допускается перерегулирование, то есть появление повышенной частоты вращения ротора по отношению к частоте сети.

При формировании ПТД в этой постановке задачи учитывается, что известны (определены) начальные условия в виде значений t_0 , δ_{p0} , v_{p0} и α_{p0} . Конечные условия в момент t_T также известны. Они определены как идеальные условия точной синхронизации в виде значений: $\alpha_{pT} = 0$, $v_{pT} = 0$ и $\delta_{pT} = 0$. Неизвестным, в общем случае, является момент времени t_T , поскольку в процессе управления могут корректироваться и t_T и ПТД в целом.

Математическая форма зависимостей $\alpha_p(t)$, $v_p(t)$, $\delta_p(t)$ ПТД определяется, в силу дифференциальных связей, принятой формой одного из этих параметров. Так например кусочно-постоянной форме зависимости $\alpha_p(t)$ будет соответствовать кусочно-линейная форма $v_p(t)$ и кусочно-квадратичная – для $\delta_p(t)$. И, соответственно, линейная форма $\alpha_p(t)$ породит квадратичную для $v_p(t)$ и кубическую – для $\delta_p(t)$.

К анализу применимости форм ПТД приступим с рассмотрения наиболее простых, с точки зрения удовлетворения вышеперечисленным требованиям, зависимостей $\alpha_p(t)$ – кусочно-постоянной и линейной. При этом для движения с постоянным ускорением используем общепринятый термин *равноускоренное*

движение, а с линейно изменяющимся – *равномерно ускоренное движение* [44, 45].

2.1 Алгоритмы построения программных траекторий движения (ПТД)

2.1.1 Алгоритм построения программной траектории равноускоренного движения

Рассмотрим задачу определения расчётных значений ускорения α_p и времени t_{pT} , системы «генератор-сеть» (рисунок 2.1), позволяющих при произвольных, измеренных на этапе разгона ротора генератора, начальных условиях $v_{p0} = v_0 < 0$; $0 \leq \delta_{p0} = \delta_0 \leq 2\pi$ осуществить переход в конечное расчётное состояние, характеризуемое значениями $v_{pT} = 0$; $\delta_{pT} = 0$. При этом полагаем, что в момент t_T расчётное постоянное ускорение α_p обнуляется мгновенно. Ввиду того, что программные начальные значения параметров синхронизации v_{p0} и δ_{p0} равны реальным значениям v_0 и δ_0 , в дальнейшем индекс p для этих параметров будет опущен.

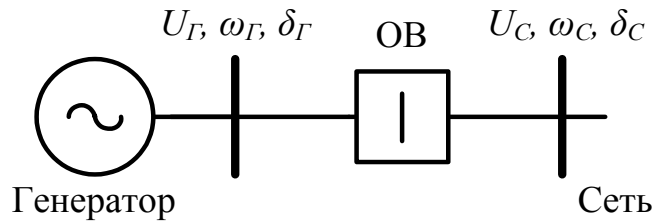


Рисунок 2.1 – Схема «генератор-сеть» в процессе синхронизации

Из формулы скорости равноускоренного движения

$$v_{pT} = v_0 + \alpha_p t_T, \quad (2.1)$$

и условия $v_{pT} = 0$ следует, что

$$v_0 = -\alpha_p t_T, \quad (2.2)$$

$$\alpha_p = -\frac{v_0}{t_T}. \quad (2.3)$$

Используя (2.3) получим, что значение угла δ_{pT} в момент t_T при равноускоренном движении определится выражением:

$$\delta_{pT} = \delta_0 + v_0 t_T + 0,5 \alpha_p t_T^2 = \delta_0 + 0,5 v_0 t_T. \quad (2.4)$$

Согласно конечным условиям в момент t_T угол $\delta_{pT} = 0$. Однако в процессе приближения к этому значению вектор $\underline{U}_T$ может сделать n_p полных оборотов относительно вектора $\underline{U}_C$, которое следует определить или задать. Исходя из этого условия и учитывая, что вектор $\underline{U}_T$ по скорости вращения отстаёт от вектора $\underline{U}_C$, вместо $\delta_{pT} = 0$ в левой части выражения (2.4) следует записать $\delta_{pT} = -2\pi n_p$. Это приводит к следующим соотношениям:

$$-2\pi n_p = \delta_0 + 0,5v_0 t_T, \quad (2.5)$$

$$t_T = \frac{-2\pi n_p - \delta_0}{0,5v_0} = -2 \frac{(2\pi n_p + \delta_0)}{v_0}. \quad (2.6)$$

С учётом (2.6) выражение (2.3) преобразуется к виду:

$$\alpha_p = \frac{v_0^2}{2(2\pi n_p + \delta_0)}. \quad (2.7)$$

Из (2.6) и (2.7) следует, что расчётные значения t_T и α_p , удовлетворяющие условиям $v_{pT} = 0$ и $\delta_{pT} = 0$ точной синхронизации, находятся в зависимости от количества n_p допустимых полных оборотов относительного движения между векторами напряжений $\underline{U}_T$ и $\underline{U}_C$ на интервале $[t_0, t_T]$. Таким образом, возникает задача нахождения количества полных оборотов n_p относительного движения.

Ориентиром для выбора n_p может служить сложившееся к моменту t_0 реальное относительное ускорение α_0 . Заменив в формуле (2.7) расчётное ускорение α_p реальным α_0 , получим уравнение относительно искомого количества оборотов, которое при решении приводит не к конечному n_p , а только к оценочному n результату:

$$n = \frac{-2\alpha_0\delta_0 + v_0^2}{4\alpha_0\pi}. \quad (2.8)$$

При вычислении по (2.8) оценочное количество n в общем случае будет иметь дробное значение, подлежащее округлению. При этом в качестве расчётного следует принимать ближайшее значение n_p , поскольку в дальнейшем, на интервале времени управления $[t_0, t_T]$, могут потребоваться пересчёты n_p , последующие результаты которых не должны значительно отличаться от

предшествующих. Полученное значение n_p используется в (2.7) для определения α_p .

Согласно принятому правилу округления при вычислении относительного ускорения по (2.7) в общем случае будет получаться значение, близкое начальному $\alpha_p \approx \alpha_0$. В частном случае, когда $\alpha_p = \alpha_0$, дополнительное управление в момент t_0 не требуется. В дальнейшем, в промежуточные моменты интервала $[t_0, t_T]$ могут потребоваться лишь корректирующие управления в случае изменения реального относительного ускорения α по отношению к α_p . В случае, когда $\alpha_p \approx \alpha_0$, выполняются управляющие воздействия, приводящие к равенству $\alpha = \alpha_p$. При мгновенном (теоретическом) изменении величины α до значения α_p в момент $t = t_0$ дальнейшее протекание процесса будет таким же, как и в частном случае при $\alpha_p = \alpha_0$.

При математическом моделировании реальных процессов, происходящих в системах автоматического регулирования мощности турбин, необходимо учитывать запаздывание и инерционность действия регуляторов. Компенсация отклонений, связанных с запаздыванием и инерционностью автоматических регуляторов мощности турбины может осуществляться разными способами. Если известны количественные показатели динамических характеристик регуляторов, то можно рассмотреть возможность прогнозирования отклонений ускорения и других параметров от расчётных значений. Другой возможностью является последовательное «сближение» реального ускорения с расчётным. При этом расчётное ускорение должно корректироваться на каждом шаге «сближения». Возможно существование и других способов, однако требуются дополнительные исследования по этому вопросу.

Пример построения ПТД по алгоритму равноускоренного движения (Приложение А) при начальных значениях относительной скорости минус 2 Гц, относительного угла 1,57 рад и относительного ускорения 3 рад/с представлен на рисунке 2.2. Здесь и далее на рисунках (если не указано иное) значения параметров относительного движения векторов напряжения синхронизируемых

объектов выражаются в следующих величинах: относительное ускорение – рад/с², относительная скорость – рад/с, относительный угол – рад.

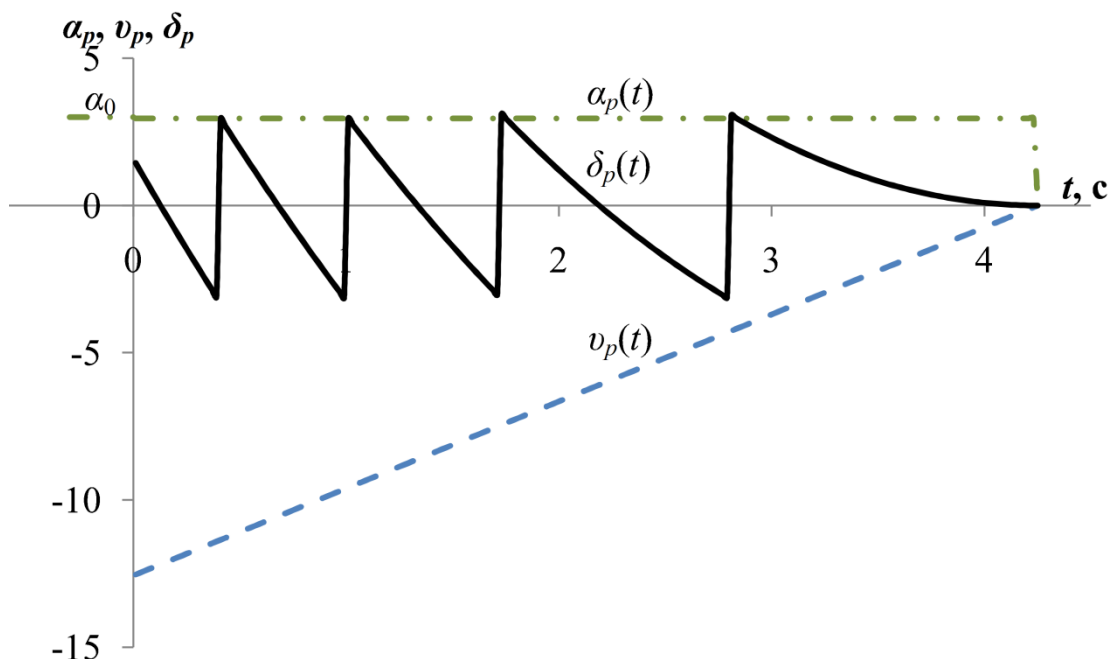


Рисунок 2.2 – Пример построения ПТД по алгоритму равноускоренного движения при начальном значении относительной скорости минус 2 Гц

Результаты проведенного математического моделирования (Приложение А) показали работоспособность предложенного алгоритма равноускоренного движения. Основным недостатком указанного алгоритма является необходимость скачкообразного обнуления относительного ускорения в момент времени t_T . Это может затруднить техническую реализацию синхронизатора для инерционных систем регулирования. Более гибким является рассматриваемый далее алгоритм равномерно ускоренного движения.

2.1.2 Алгоритм построения программной траектории равномерно ускоренного движения

Рассмотрим задачу приведения параметров относительного движения векторов напряжения $\underline{U}_T$ и $\underline{U}_C$ к конечному моменту t_T с нулевыми расчётными значениями: $\alpha_{pT} = 0$; $v_{pT} = 0$; $\delta_{pT} = 2\pi n_p$, где $n_p = 0, 1, 2, \dots$ - целое число, полагая что ускорение $\alpha_p(t)$ изменяется по линейному закону, а само движение, соответственно, является равномерно ускоренным.

Решение целесообразно искать в форме функций изменения угла, скорости и ускорения, записанных с учётом дифференциальных связей между ними:

$$\delta_p = d_0 + d_1 t + d_2 t^2 + d_3 t^3, \quad (2.9)$$

$$\nu_p = d_1 + 2d_2 t + 3 \cdot d_3 t^2, \quad (2.10)$$

$$\alpha_p = 2d_2 + 6d_3 t. \quad (2.11)$$

Задача состоит в определении коэффициентов d_i , $i=0, \dots, 3$ и конечного момента $t = t_T$ интервала управления. Для решения этой задачи используются начальные и конечные условия. Для начального момента $t = t_0 = 0$ известны $\delta_{p0} = \delta_0$ и $\nu_{p0} = \nu_0$. Конечные условия – нулевые.

При $t = t_0 = 0$ из (2.9-2.11) следует:

$$d_0 = \delta_0, \quad (2.12)$$

$$d_1 = \nu_0, \quad (2.13)$$

$$d_2 = 0,5\alpha_{p0}. \quad (2.14)$$

С учётом равенств (2.12-2.14), выражения (2.19-2.11) для конечного расчётного момента $t = t_T$ интервала управления принимают вид:

$$-2\pi n_p = \delta_0 + \nu_0 t_T + 0,5\alpha_{p0} t_T^2 + d_3 t_T^3, \quad (2.15)$$

$$0 = \nu_0 + \alpha_{p0} t_T + 3d_3 t_T^2, \quad (2.16)$$

$$0 = \alpha_{p0} + 6d_3 t_T. \quad (2.17)$$

Рассматриваем (2.15-2.17) как систему уравнений относительно переменных α_{p0} , t_T , d_3 . Решение проводим методом последовательного исключения переменных.

Из (2.17) находим:

$$d_3 = -\frac{\alpha_{p0}}{6t_T}. \quad (2.18)$$

При подстановке d_3 из (2.18) последовательно в (2.15) и (2.16) получаем систему уравнений:

$$\delta_0 + \nu_0 t_T + \frac{\alpha_{p0}}{3} t_T^2 = -2\pi n_p, \quad (2.19)$$

$$\nu_0 + 0,5\alpha_{p0}t_T = 0. \quad (2.20)$$

Определив α_{p0} из (2.19) и подставив его в (2.20), получим:

$$\delta_0 + \frac{\nu_0}{3}t_T = -2\pi n_p, \quad (2.21)$$

откуда

$$t_T = -3 \frac{(\delta_0 + 2\pi n_p)}{\nu_0}. \quad (2.22)$$

Далее, заменив t_T в (2.17) правой частью из (2.22), получаем

$$\alpha_{p0} = \frac{2}{3} \cdot \frac{\nu_0^2}{(\delta_0 + 2\pi n_p)}. \quad (2.23)$$

Оценочное значение n определяется на основе (2.23), для чего вместо α_{p0} принимается реальное начальное ускорение α_0 . В результате преобразования получим:

$$n = \frac{-1,5\alpha_0\delta_0 + \nu_0^2}{3\alpha_0\pi}. \quad (2.24)$$

В качестве расчётного принимается ближайшее целое к n число n_p , с использованием которого в соответствии с (2.23) вычисляется величина α_{p0} .

Пример построения ПТД по алгоритму равномерно ускоренного движения (Приложение Б) при начальных значениях относительной скорости минус 2 Гц, относительного угла 1,57 рад и относительного ускорения 3 рад/с представлен на рисунке 2.3.

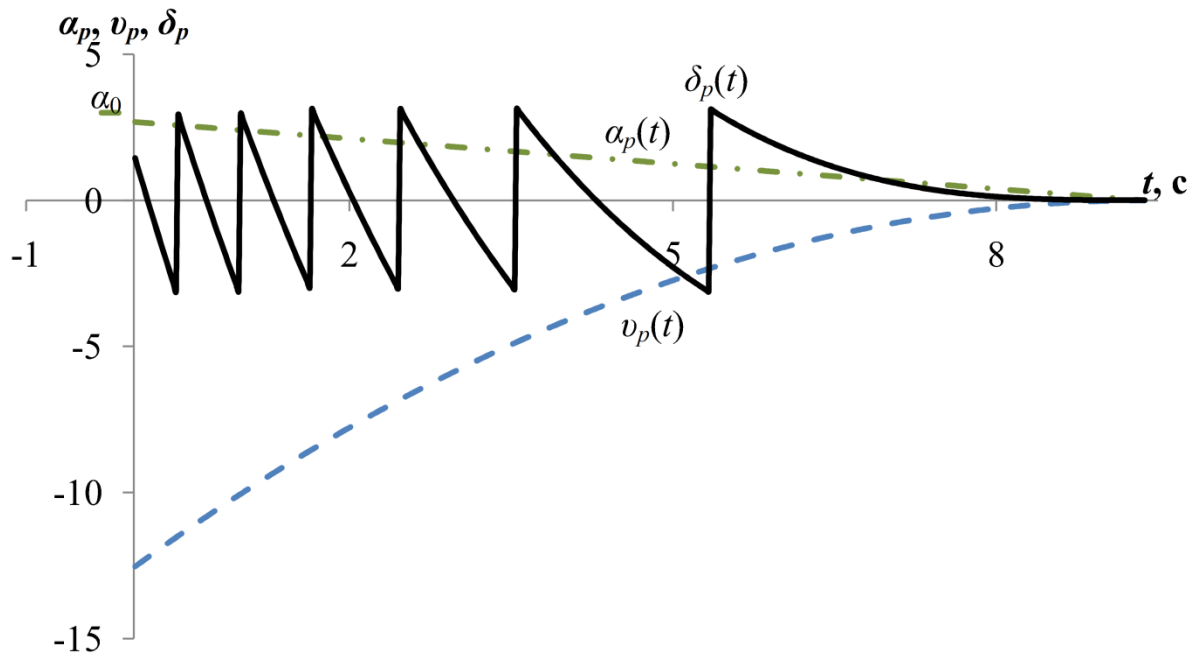


Рисунок 2.3 – Пример построения ПТД по алгоритму равномерно ускоренного движения при начальном значении относительно скорости минус 2 Гц

Полученные результаты математического моделирования алгоритмов построения ПТД равномерного и равноускоренного движений позволяют оптимистично оценивать возможности дальнейшего синтеза устройств синхронизации, способных посредством управляющих воздействий однополярного типа выполнять плавный переход всех параметров относительного движения векторов напряжения синхронизируемых объектов к нулевым конечным значениям. Затруднением технической реализации в рассматриваемом случае может выступить необходимость определения относительного ускорения, на основе которого будут выдаваться управляющие воздействия, что обуславливает необходимость проведения исследовательской работы, направленной на синтез соответствующего высокоточного измерительного блока.

2.1.3 Алгоритм построения ПТД при постоянном небалансе мощности

Предложенные выше алгоритмы построения ПТД строятся на основе обеспечения требуемой формы траектории относительного ускорения (равноускоренное и равномерно ускоренное движение). С точки зрения управляющих воздействий, согласно уравнению движения вращающейся части

синхронной машины, для их реализации потребуется обеспечение соответствующего закона изменения небаланса моментов на валу ротора генератора во времени. При рассмотрении переходных процессов часто принимается допущение о равенстве мощности и вращающего момента, представленных в системе относительных единиц. Однако ввиду того, что рассматриваемая задача синхронизации налагает высокие требования к точности модели, такой переход от момента к мощности приводит к возникновению некоторой ошибки управления. Наличие этой ошибки не означает невыполнение условий синхронизации в конце процесса, однако для их выполнения требуется выдача некоторых дополнительных управляющих воздействий в процессе управления. Принимая во внимание то, что при управлении частотой генераторов и, особенно, энергосистем обычно оперируют понятием мощности, а не момента [29, 46], в дальнейшем задача построения ПТД будет решаться исходя из предпочтительного закона изменения небаланса активной мощности во времени $\Delta P(t)$. Переход от управления по относительному ускорению к управлению по небалансу мощности позволяет при проведении моделирования осуществлять управляющие воздействия по каналу регулирования мощности турбины.

Рассмотрим алгоритм построения ПТД постоянного небаланса, подразумевающий неизменность небаланса активной мощности $\Delta P(t) = const$ на интервале управления. Данный алгоритм по своему виду и существу близок к алгоритму равноускоренного движения, но позволяет учесть изменение частоты в ходе процесса синхронизации.

Согласно [6, 47] связь между моментом на валу генератора и активной мощностью может быть представлена следующим соотношением:

$$M_* = \frac{P_*}{1 + \nu_*}. \quad (2.25)$$

В выражении (2.25) индекс $*$ означает запись параметров в системе относительных единиц. В дальнейшем для значений моментов и мощностей индекс $*$ опускается. Соответственно выражение (2.25) представляется как:

$$M = \frac{P}{1 + \frac{\nu}{\omega_{ном}}}. \quad (2.26)$$

С учетом (2.26) уравнение движения вращающейся части энергоагрегата принимает вид:

$$\left(1 + \frac{\nu}{\omega_{ном}}\right) \frac{T_j}{\omega_{ном}} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \Delta P, \quad (2.27)$$

или

$$\left(1 + \frac{\nu}{\omega_{ном}}\right) \frac{T_j}{\omega_{ном}} \frac{d\nu}{dt} = \Delta P, \quad (2.28)$$

где T_j – постоянная инерции вращающейся части энергоагрегата, ΔP – небаланс активной мощности на его валу, $\omega_{ном}$ – номинальная (синхронная) частота.

В результате решения неоднородного дифференциального уравнения (2.28) с учетом начальных и конечных условий и последующих преобразований (Приложение В), получены следующие выражения для определения:

– оценочного числа относительных оборотов векторов напряжения синхронизируемых объектов:

$$n = -\frac{\delta_0}{2\pi} + \frac{T_j \nu_0^2}{4\pi \Delta P \omega_{ном}} \left(1 + \frac{2\nu_0}{3\omega_{ном}}\right); \quad (2.29)$$

– величины небаланса мощности ΔP_p , который необходимо обеспечить на всем интервале управления:

$$\Delta P_p = \Delta P_{p0} = \frac{T_j \nu_0^2}{2\omega_{ном}(2\pi n_p + \delta_0)} \left(1 + \frac{2\nu_0}{3\omega_{ном}}\right); \quad (2.30)$$

– времени, необходимого для синхронизации t_{pT} :

$$t_{pT} = -\frac{3(2\pi n_p + \delta_0)}{(3\omega_{ном} + 2\nu_0)} \left(1 + \frac{2\omega_{ном}}{\nu_0}\right). \quad (2.31)$$

Отметим, что значение полных оборотов относительного движения векторов напряжений синхронизируемых объектов n_p в данном случае принимается равным ближайшему целому n , вычисленному по (2.29).

Пример построения ПТД по алгоритму постоянного небаланса при начальных значениях относительной скорости минус 2 Гц, относительного угла 1,57 рад и относительного ускорения 3 рад/с приведен на рисунке 2.4.

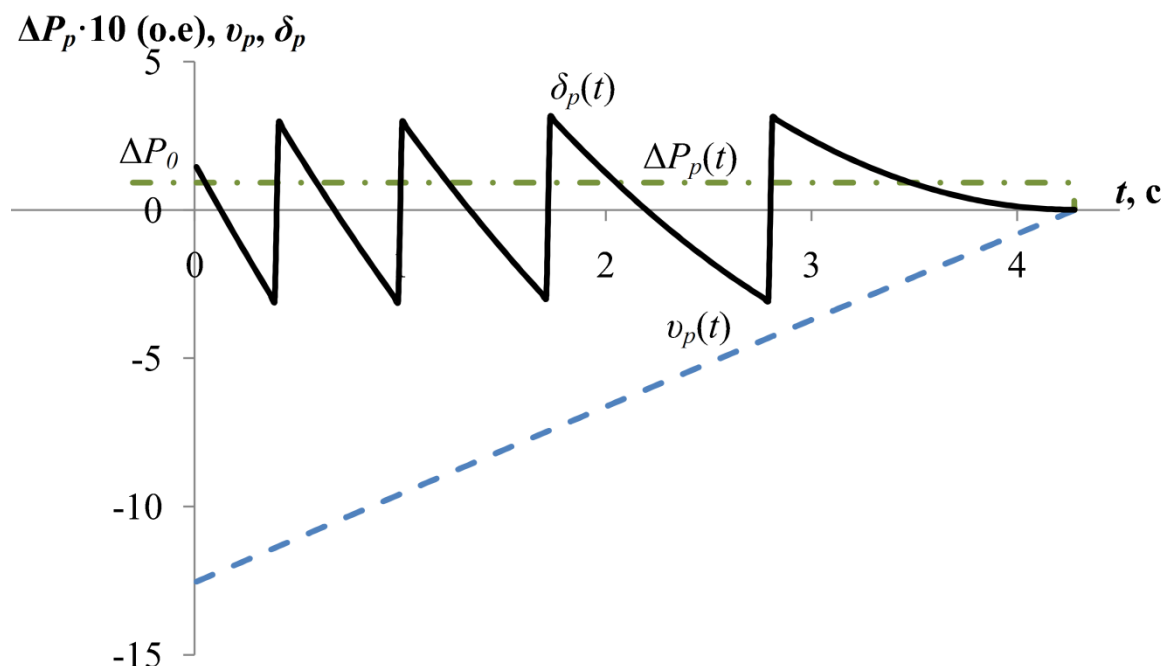


Рисунок 2.4 – Пример построения ПТД по алгоритму постоянного небаланса при начальном значении относительной скорости минус 2 Гц

Важно отметить, что более точный учет изменения частоты потребовал бы выполнения трудновыполнимых расчетов переходных процессов в цепях статора [47], поэтому для решения задачи построения ПТД принимается, что использованное по формуле (2.25) уточнение обеспечивает достаточную точность вычислений.

2.1.4 Алгоритм построения ПТД при линейно изменяющемся небалансе мощности

В рассматриваемом алгоритме управление выполняется согласно следующему закону изменения небаланса мощности во времени:

$$\Delta P(t) = \Delta P_0 \left(1 - \frac{t}{t_T}\right). \quad (2.32)$$

Из выражения (2.32) следует, что на протяжении интервала управления небаланс мощности должен линейно изменяться от некоторого начального

значения ΔP_0 до нуля. Указанный алгоритм по своему виду и существу близок к алгоритму равномерно ускоренного движения, но учитывает изменение частоты в ходе процесса синхронизации.

С учетом (2.32), уравнение (2.27) принимает вид:

$$(1 + \frac{\nu}{\omega_{ном}}) \frac{T_j}{\omega_{ном}} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \Delta P_0 (1 - \frac{t}{t_T}). \quad (2.33)$$

В результате его решения и последующих преобразований (Приложение Г) получены следующие выражения для определения:

– оценочного числа относительных оборотов векторов напряжения синхронизируемых объектов:

$$n = -\frac{\delta_0}{2\pi} + \frac{C_2 T_j}{\pi \Delta P_0} (1 - \frac{1}{2} (\sqrt{1 - \frac{2C_2}{\omega_{ном}}} - \sqrt{\frac{\omega_{ном}}{2C_2}} \arcsin(-\sqrt{\frac{2C_2}{\omega_{ном}}}))); \quad (2.34)$$

– времени, необходимого для синхронизации t_T :

$$t_{pT} = \frac{2\pi n_p + \delta_0}{\omega_{ном} (1 - \frac{1}{2} (\sqrt{1 - \frac{2C_2}{\omega_{ном}}} - \sqrt{\frac{\omega_{ном}}{2C_2}} \arcsin(-\sqrt{\frac{2C_2}{\omega_{ном}}}))}); \quad (2.35)$$

– величины начального небаланса мощности ΔP_{p0} :

$$\Delta P_{p0} = \frac{2C_2 T_j}{\omega_{ном} t_{pT}}. \quad (2.36)$$

При этом значение полных оборотов относительного движения векторов напряжений синхронизируемых объектов n_p принимается равным ближайшему целому n , вычисленному по (2.34).

После подстановки полученного значения ΔP_{p0} , закон изменения небаланса мощности во времени (2.32) принимает вид:

$$\Delta P_p(t) = \frac{2C_2 T_j}{\omega_{ном} t_{pT}} (1 - \frac{t}{t_{pT}}). \quad (2.37)$$

Константа C_2 в уравнениях (2.35-2.37) определяется следующим образом:

$$C_2 = -\nu_0 (\frac{\nu_0}{2\omega_{ном}} + 1). \quad (2.38)$$

Пример построения ПТД по алгоритму линейно изменяющегося небаланса при начальных значениях относительной скорости минус 2 Гц, относительного угла 1,57 рад и относительного ускорения 3 рад/с приведен на рисунке 2.5.

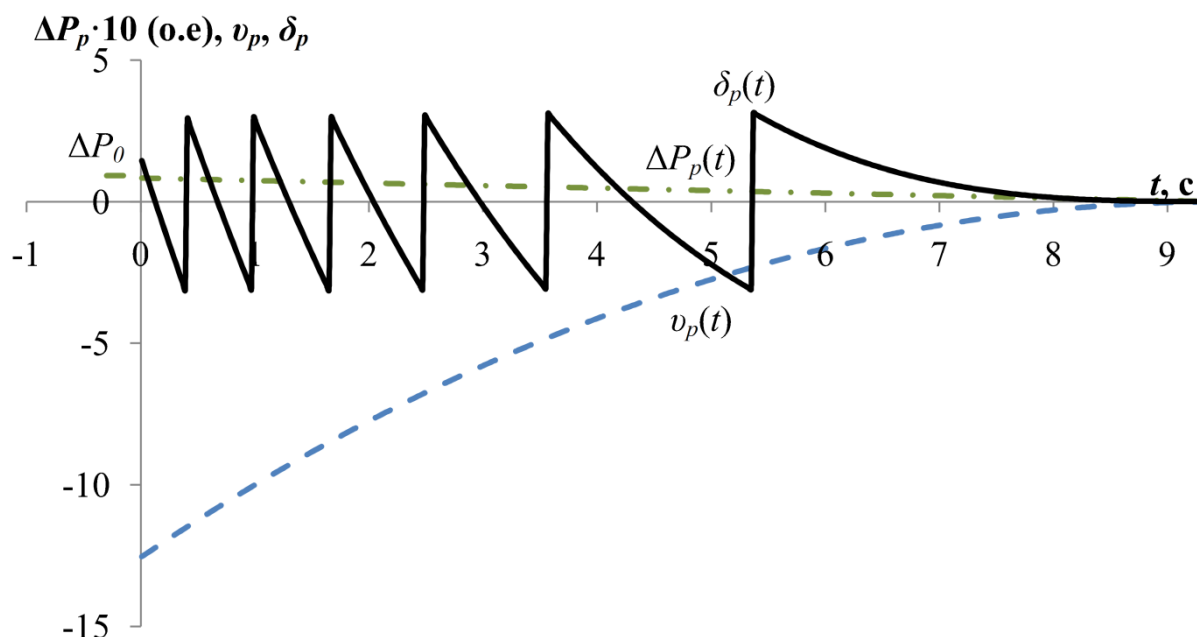


Рисунок 2.5 – Пример построения ПТД по алгоритму линейно изменяющегося небаланса при начальном значении относительной скорости 2 Гц

Как видно из рисунков 2.4-2.5, учет изменения частоты в уравнении движения ротора генератора не привел к значительным изменениям зависимостей параметров ПТД от времени, однако позволил выполнить построение ПТД в соответствии с желаемыми формами изменения величины небаланса мощности от времени.

2.1.5 Алгоритмы построения ПТД по времени синхронизации

Анализ выполненных расчетов ПТД показал, что определенное в ходе построения ПТД значение числа полных оборотов относительного движения векторов напряжений синхронизируемых объектов n_p может быть выбрано произвольно, но обязательно целым числом. При этом будет изменяться лишь начальная величина небаланса мощности ΔP_{p0} и длительность интервала управления $[t_0, t_T]$. В случае пренебрежимо малой инерционности регуляторов, произвольный выбор значения n_p не окажет существенного влияния на

успешность процесса синхронизации и к моменту времени t_T условия синхронизации будут выполнены. Очевидно, что увеличение числа оборотов n_p будет способствовать уменьшению величины ΔP_{p0} и увеличению t_T . При этом следует отметить, что в ряде случаев округление значения n в меньшую сторону потребует коррекции значения $dP_+ = \Delta P_{0+} - \Delta P_0$, меньшей величины, чем при округлении значения n в большую сторону $dP_- = \Delta P_{0-} - \Delta P_0$, где ΔP_0 – начальное значение небаланса мощности, а ΔP_{0+} , ΔP_{0-} – значения требуемого для проведения по ПТД начального небаланса мощности для случаев округления n в меньшую и большую сторону, соответственно; dP_+ и dP_- – соответствующие величины начальной коррекции. Однако округление значения n в меньшую сторону не всегда является целесообразным. За исключением случаев, когда полученное значение $n < 1$, увеличение числа оборотов может благоприятно сказаться на процессе управления в случае ограничения по величине небаланса мощности, а также при использовании устройств регулирования, имеющих высокую инерционность.

В ряде задач управление целесообразно производить исходя из желаемой (допустимой или целесообразной) продолжительности синхронизации. Для этого, используя ранее полученные соотношения между t_T и ΔP_0 , в формулы (2.8, 2.24, 2.29, 2.34) по определению оценочного значения количества оборотов следует подставить желаемую величину времени t_T . Тогда эти формулы примут вид:

- для равноускоренного движения:

$$n = \frac{-\delta_0}{2\pi} - \frac{\nu_0 t_T}{4\pi}; \quad (2.39)$$

- для равномерно ускоренного движения:

$$n = \frac{-\delta_0}{2\pi} - \frac{\nu_0 t_T}{6\pi}; \quad (2.40)$$

- для алгоритма постоянного небаланса:

$$n = -\frac{\delta_0}{2\pi} - \frac{\omega_{ном} \nu_0 t_T}{2\pi(\nu_0 + 2\omega_{ном})} \left(1 + \frac{2\nu_0}{3\omega_{ном}}\right); \quad (2.41)$$

- для алгоритма линейно изменяющегося небаланса:

$$n = -\frac{\delta_0}{2\pi} + \frac{\omega_{ном} t_T}{2\pi} \left(1 - \frac{1}{2} \left(\sqrt{1 - \frac{2C_2}{\omega_{ном}}} - \sqrt{\frac{\omega_{ном}}{2C_2}} \arcsin\left(-\sqrt{\frac{2C_2}{\omega_{ном}}}\right) \right)\right). \quad (2.42)$$

В случае отсутствия дополнительных ограничений, полученное значение n округляется до ближайшего целого n_p . При этом уточненные величины t_T и ΔP_{p0} определяются согласно выражениям, приведенным ранее в соответствующих подразделах.

2.2 Алгоритмы управления устройства синхронизации с эталонной моделью

Согласно положениям классической теории автоматического управления, решение задачи управления траекторией движения объекта с использованием эталонной модели производится в два этапа. Первый этап выполняется до начала управления и заключается в формировании номинальных или программных (расчетных) управляющих зависимостей, обеспечивающих выполнение целевой задачи в соответствии с выбранными моделями движения. Второй этап выполняется во время движения и заключается в формировании командных управляющих зависимостей, обеспечивающих достижение цели управления в реальных условиях функционирования. Различие между реальными условиями движения и условиями моделирования, принятыми при построении расчетных управляющих зависимостей, порождает отличие между командным и номинальным управлением [43, 48].

Целью управления для рассматриваемой задачи синхронизации является приведение с заданной точностью параметров относительного движения векторов напряжения генератора и сети в заданную область фазовых координат при выполнении существующих ограничений на управляющие воздействия и с учетом наличия неопределенных возмущений в ходе процесса управления.

Алгоритм управления, представляющий собой функциональную зависимость, в соответствии с которой управляющее устройство формирует управляющее воздействие $u(t)$ может быть представлен в виде [49]:

$$u(t) = F(\Delta P, x, f) = F_1(\Delta P_p) + F_2(x) + F_3(f), \quad (2.43)$$

где F представляет собой функцию от задающего воздействия ΔP_p , ошибки управления x , возмущающего воздействия f , а также их производных и интегралов по времени. При этом $F_1(\Delta P_p)$ и $F_3(f)$ соответствует управлению по внешним воздействиям (задающему и возмущающему, соответственно), а $F_2(x)$ – управление по отклонению (ошибке).

Построение функции $F_1(\Delta P_p)$ было рассмотрено ранее в подразделе 2.1, в то время как возмущающее воздействие f для задачи синхронизации генератора с сетью, как правило, неопределенно, и, соответственно, учет участия $F_3(f)$ как самостоятельной функции в алгоритме управления не представляется возможным. Поэтому далее рассмотрен выбор функции управления по ошибке $F_2(x)$, заключающийся в формировании управляющих воздействий, позволяющих реализовать управление в некоторой окрестности построенной ПТД в условиях неопределенных возмущений.

Применительно к задаче синхронизации генератора с сетью факторы появления ошибки управления x могут носить различный характер. К таким факторам следует отнести инерцию регулирующих устройств, внешние возмущения в сети, погрешности измерительных органов и регуляторов, несовершенство применяемой для построения ПТД модели генератора и другие.

2.2.1 Анализ последствий возникновения отклонений параметров синхронизации от параметров ПТД

В соответствии с вышеизложенным цель управления может быть представлена в виде:

$$\alpha_T = 0, \quad (2.44)$$

$$\nu_T = 0, \quad (2.45)$$

$$\delta_T = 0. \quad (2.46)$$

Успешным следует считать управление, позволяющее обеспечить с требуемой точностью выполнение равенств (2.44-2.46). Это может быть достигнуто, например, при отсутствии отклонений в ходе процесса и точного соблюдения равенства

$$\alpha(t) = \alpha_p(t) \quad (2.47)$$

на всем интервале управления.

В случае если равенство (2.47) в процессе управления нарушаться не будет, параметры реальной траектории $v(t)$, $\delta(t)$ будут равны соответствующим параметрам ПТД:

$$v(t) = v_p(t), \quad (2.48)$$

$$\delta(t) = \delta_p(t). \quad (2.49)$$

Однако в общем случае обеспечить соблюдение равенства (2.47) на всем интервале управления не представляется возможным, что в силу наличия дифференциальной взаимосвязи между параметрами $\alpha(t)$, $v(t)$, $\delta(t)$ будет приводить к нарушению равенств (2.48, 2.49). При этом, несмотря на то, что в течение некоторого интервала времени значение параметра $\alpha(t)$ может быть произвольно и с высокой точностью возвращено к значению соответствующего параметра ПТД, компенсировать возникшие отклонения $v(t)$ и $\delta(t)$ таким путем не удастся.

На рисунке 2.6 показано, что возникновение временного отклонения $\alpha(t)$ до значения α_x приводит к смещению функции $v(t)$ и изменению формы кривой $\delta(t)$ (показаны сплошными линиями) от соответствующих параметров ПТД (пунктирные линии). Для удобства анализа зависимость относительного угла от времени $\delta(t)$ представлена в виде монотонно убывающей кривой.

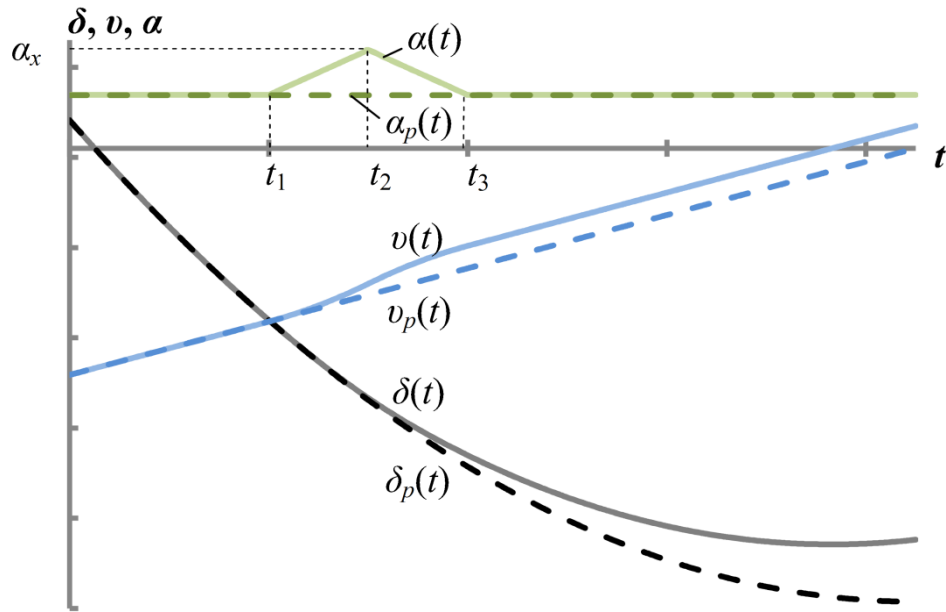


Рисунок 2.6 – Возникновение отклонений относительной скорости и относительного угла для алгоритма равноускоренного движения

В момент времени t_1 (см. рисунок 2.6) возникают совместные отклонения параметров $\alpha(t)$, $v(t)$ и $\delta(t)$ от ПТД. К моменту времени t_2 отклонение $\alpha(t)$ достигает значения α_x , достаточного для его фиксации и выдачи корректирующих управляющих воздействий. К моменту времени t_3 отклонение относительного ускорения полностью компенсировано и равенство (2.47) соблюдено, в то время как равенства (2.48-2.49) остаются нарушенными [50].

Следует отметить, что к отклонению параметров $v(t)$ и $\delta(t)$ будет приводить, в частности, наличие некоторого, сколь угодно малого, значения нечувствительности регулятора $\alpha_{нч}$ (рисунок 2.7).

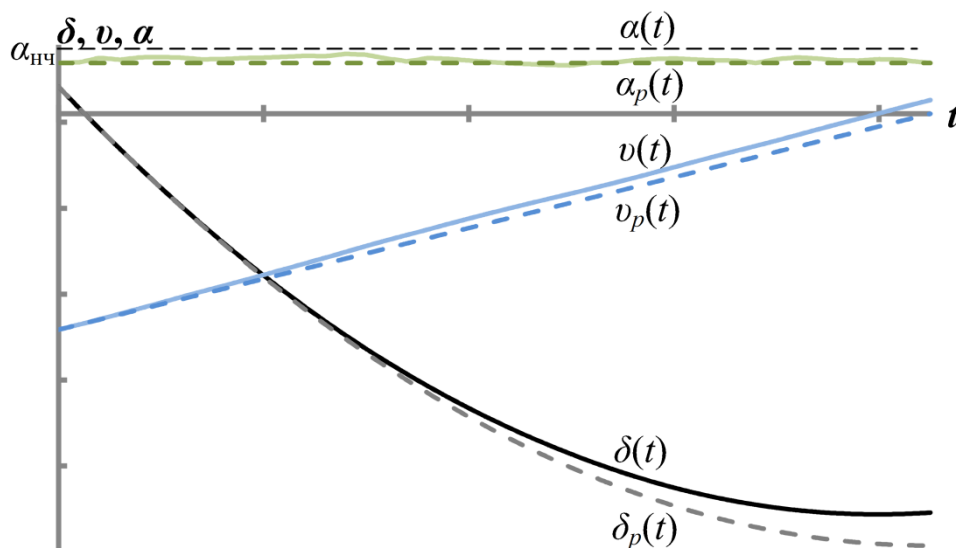


Рисунок 2.7 – Возникновение отклонений параметров синхронизации при наличии малых периодических возмущений для алгоритма равноускоренного движения

Исходя из представленных на рисунках 2.6 и 2.7 результатов математического моделирования возникновения отклонений параметров синхронизации в ходе процесса управления можно сделать вывод о необходимости формирования алгоритма управления с учетом возможности комплексного согласованного управления по трем параметрам: относительному ускорению, относительной скорости и относительному углу.

2.2.2 Синтез блока регулятора систем синхронизации с эталонной моделью

Выбор типа регулятора и соответствующего ему закона регулирования представляет собой сложную инженерно-техническую задачу, в которой должна быть учтена совокупность факторов, таких как: вид передаточной функции объекта управления, его инерционные свойства, требования к качеству управления и другие. Несмотря на то, что в настоящее время разработаны различные методики для определения необходимого типа регулятора и его оптимальных параметров настройки, исходя из передаточной функции объекта, на практике часто предпочтение отдается эмпирическому подходу. В такой постановке задачи изначально выбирают тип регулятора, затем проводится его проверка на удовлетворение заданным требованиям качества управления. В

случае если полученные показатели неудовлетворительны, выполняется переход к более сложным типам регуляторов и процедура повторяется [51].

На основании проведенных исследований в качестве алгоритма управления $u_x(t)$, соответствующего слагаемому $F_3(x)$ уравнения (2.43) был выбран линейный алгоритм, подразумевающий формирование управляющим устройством величины воздействий в функции от $x(t)$, ее производных и интегралов линейной формы:

$$u_x(t) = K_p x(t) + \sum_{i=1}^n K_{Di} \frac{d^i x(t)}{dt^i} + K_{I1} \int x(t) dt + K_{I2} \iint x(t) dt + \dots, \quad (2.50)$$

где K – параметры настройки (коэффициенты усиления функции x , ее производных и интегралов), индекс p соответствует пропорциональному управлению, D – управлению по производной, I – интегральному управлению. А в качестве функции $x(t)$ была выбрана следующая зависимость:

$$x(t) = v_p(t) - v(t). \quad (2.51)$$

Такой выбор обусловлен сложностью определения величины небаланса мощности на валу генератора (а также в частях энергосистем), сравнимой со сложностью определения величины относительного ускорения α , в то время как величина относительной скорости v в заданных условиях может быть определена с высокой точностью.

Принимая во внимание возможности измерительных систем и систем регулирования, в качестве базового было выбрано изодромное управление, соответствующее пропорционально-интегрально-дифференциальному регулятору (ПИД-регулятору) (рисунок 2.8), сочетающее в себе высокую точность интегрального управления с высоким быстродействием пропорционального управления и хорошими динамическими характеристиками управления по производной [49, 51, 52]. При этом канал пропорционального регулирования соответствует управлению по относительной скорости v , дифференциального – по относительному ускорению α , а интегрального – по относительному углу δ .

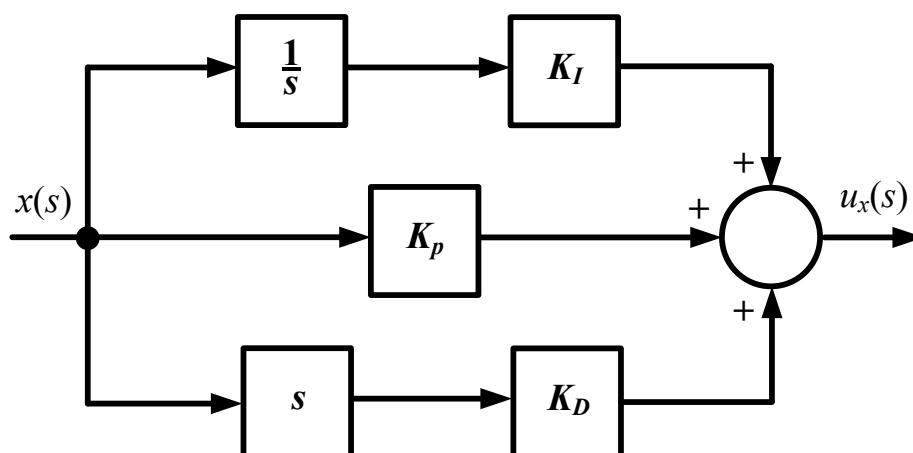


Рисунок 2.8 – Структурная схема ПИД-регулятора

Тогда алгоритм управления $u_x(t)$ в выражении (2.50) принимает вид [49]:

$$u_x(t) = K_p x(t) + K_D \frac{dx(t)}{dt} + K_I \int x(t) dt, \quad (2.52)$$

а передаточная функция регулятора может быть записана в виде следующего соотношения:

$$W(s) = K_p + K_D s + \frac{K_I}{s}, \quad (2.53)$$

или

$$W(s) = K_p + T_D s + \frac{1}{T_I s}, \quad (2.54)$$

где T_D – постоянная дифференцирования, T_I – постоянная интегрирования, s – оператор дифференцирования.

Следует отметить, что ПИД-регулятор, реализованный согласно структурной схеме, изображенной на рисунке 2.8, в общем случае имеет известные недостатки, один из которых может оказать существенное влияние на качество управления. Этот недостаток связан с реализацией канала управления по производной и заключается в том, что дифференцирование входного сигнала регулятора, в общем случае, сопровождается значительным усилением присутствующего в нем высокочастотного шума. В случае, если существует возможность измерения не только входного сигнала (относительной скорости), но и скорости его изменения (относительного ускорения), то построение регулятора

следует выполнять в соответствии со схемой, представленной на рисунке 2.9, исключаяющей операцию дифференцирования [52].

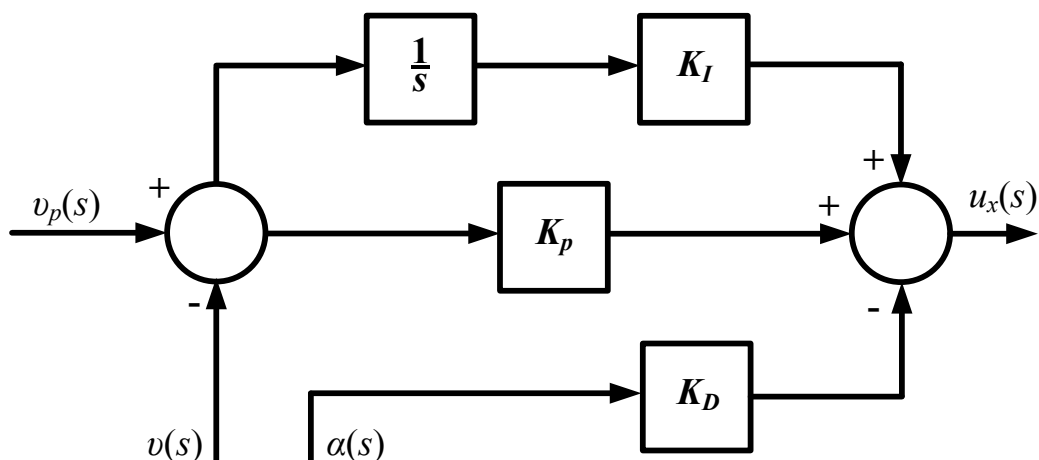


Рисунок 2.9 – Структурная схема ПИД-регулятора с обратной связью по скорости изменения входного сигнала регулятора

В случае если измерение скорости изменения входного сигнала представляет труднореализуемую задачу, в канале управления по производной следует использовать фильтр верхних частот, т.е. вместо чистого дифференцирования использовать инерционное дифференцирующее звено. В этом случае выражение (2.53) примет вид:

$$W(s) = K_p + K_D \frac{s}{1 + \tau s} + \frac{K_I}{s}, \quad (2.55)$$

где τ – малая постоянная времени. Увеличение τ уменьшает частотный диапазон, в котором будет выполняться точное дифференцирование, однако снижает влияние высокочастотных помех.

Принимая во внимание отсутствие устройств высокоточного измерения величины относительного ускорения, на данном этапе в качестве регулятора для устройства синхронизации с эталонной моделью к разработке принят ПИД-регулятор с фильтром верхних частот в канале управления по производной.

В результате, руководствуясь приведенным подходом к синтезу управляющей части устройства синхронизации, структурно-функциональная схема устройства принимает вид, как показано на рисунке 2.10 [53].

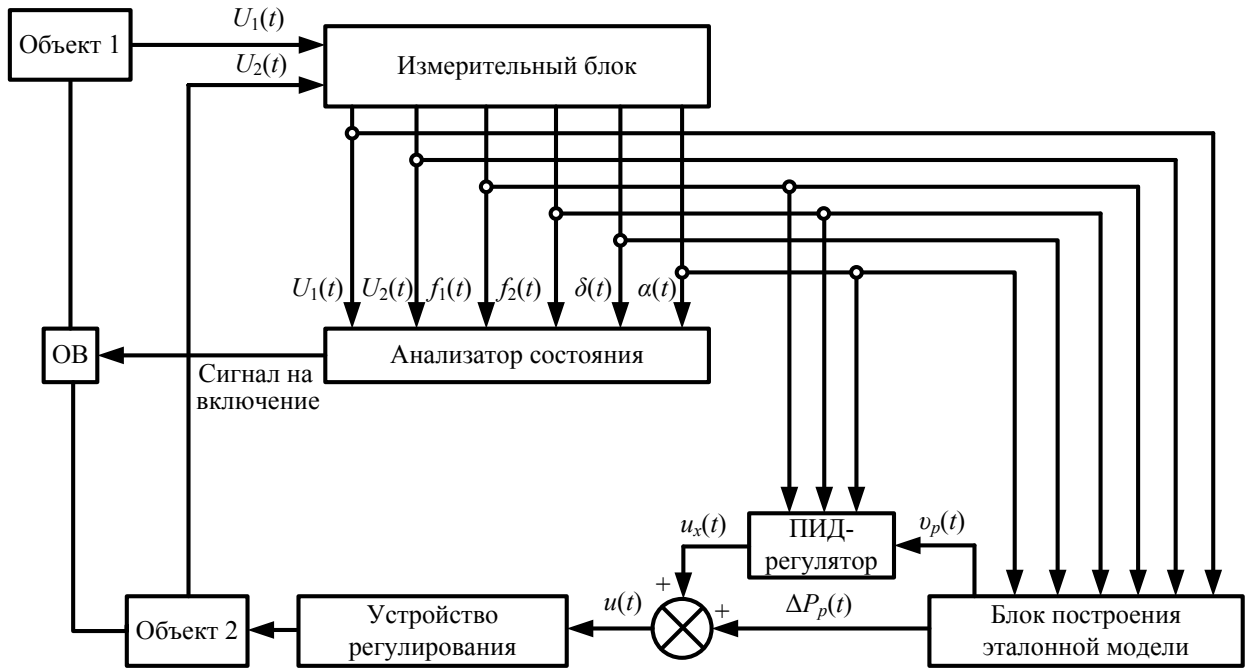


Рисунок 2.10 – Структурно-функциональная схема устройства синхронизации с эталонной моделью

Представленная на рисунке 2.10 схема отражает все основные функции устройства синхронизации с эталонной моделью и позволяет производить управление параметрами синхронизации вблизи построенной для них ПТД. Однако, при необходимости, схема может быть дополнена и развита как в части регулятора, так и со стороны других блоков устройства. Перспективные направления синтеза регулятора будут представлены ниже.

2.2.3 Определение параметров настройки регулятора

В соответствии с вышеизложенным к одной из основных задач синтеза систем регулирования следует отнести задачу определения параметров настройки K_p , K_D , K_I в выражении (2.53) (K_p , T_D , T_I в выражении (2.54)), а также τ в выражении (2.55).

В настоящее время единый подход к определению параметров настройки регулятора отсутствует, а существующие методики часто являются трудоемкими, требуют наличия математической модели регулируемого объекта и выполнения совместных расчетов. Предлагаемые в литературе аналитические методы настройки параметров регуляторов построены на аппроксимации динамики

объекта моделью первого или второго порядка с задержкой, в то время как аналитическое решение уравнений более высокого порядка часто представляется невозможным [54].

В последнее время развитие получили численные методы определения параметров настройки регуляторов, позволяющие выполнять настройку параметров для моделей высокой степени сложности и учитывать нелинейность объекта управления, а также требования к робастности. Большое распространение получила методика, предложенная немецкими учеными Циглером (J. G. Ziegler) и Николсом (N. B. Nichols) [55].

Методика Циглера-Николса включает два способа настройки параметров ПИД-регулятора. Первый основан на определении параметров отклика объекта управления на единичный скачок, а второй – на частотных характеристиках управляемого объекта.

Расчет параметров регулятора по первому способу подразумевает выполнение единичного скачкообразного управляющего воздействия и определение двух параметров переходной характеристики (отклика) $y(t)$ объекта управления на это воздействие (параметры a и L на рисунке 2.11). Величины a и L определяются точками пересечения осей ординат и абсцисс, соответственно, с касательной, имеющей наибольший угол наклона, к графику изменения управляющего воздействия от времени.



Рисунок 2.11 – Переходная характеристика управляемого объекта

Формулы для расчета параметров настройки регулятора, соответствующих выражению (2.54), по первому способу приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Формулы для расчета параметров настройки регулятора по первому способу Циглера-Николса

Тип регулятора	K_p	T_I	T_D
Пропорциональный (П)	$1/a$	-	-
Пропорционально-интегрирующий (ПИ)	$0,9/a$	$3L/K_p$	-
Пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД)	$1,2/a$	$0,9L/K_p$	$0,5LK_p$

Во втором способе Цинглер-Николса в качестве исходных данных для расчета используется период собственных колебаний системы. Для этого коэффициенты K_D и K_I устанавливаются равными нулю (соответственно $T_D = 0$ и $T_I \rightarrow \infty$) и постепенно увеличивается коэффициент усиления пропорционального звена K_p до появления незатухающих колебаний сигнала обратной связи (автоколебаний). При этом требуется обеспечить сравнительно небольшую амплитуду колебаний. Коэффициент усиления K_p , при котором на выходе системы будут наблюдаться автоколебания, называется критическим коэффициентом усиления K_u . Измеряется и далее используется соответствующий этому коэффициенту период автоколебаний T_u [56].

Рассматриваемые параметры настройки регулятора определяются по приведенным в таблице 2.2 соотношениям.

Таблица 2.2 – Формулы для расчета параметров настройки регулятора по второму способу Циглера-Николса

Тип регулятора	K_p	T_I	T_D
Пропорциональный (П)	$0,5K_u$	-	-
Пропорционально-интегрирующий (ПИ)	$0,45K_u$	$0,833T_u/K_p$	-
Пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД)	$0,6K_u$	$0,5 T_u /K_p$	$0,125 T_u /K_p$

В общем случае, методика Циглера-Николса не позволяет определять оптимальные параметры настройки регулятора, что объясняется как упрощенным характером самой методики, так и тем, что определение параметров осуществляется исходя из относительно невысоких требований к декременту затухания (коэффициенту, характеризующему скорость затухания колебаний). Исходя из вышесказанного, применение методики Циглера-Николса целесообразно для первичного выбора параметров настройки регулятора. В дальнейшем, с целью улучшения качества управления, следует выполнять ручную коррекцию параметров методом последовательных приближений, руководствуясь общими правилами настройки [54, 57], основываясь на том, что:

- увеличение коэффициента усиления пропорционального звена K_p способствует повышению быстродействия, но уменьшает запас устойчивости;
- уменьшение коэффициента усиления интегрального звена T_I способствует уменьшению ошибки регулирования, но уменьшает запас устойчивости;
- увеличение коэффициента усиления дифференцирующего звена T_D способствует увеличению скорости реакции системы управления и запаса устойчивости.

2.2.4 Алгоритмы терминального управления движением объектов по принципу «гибких» траекторий

В настоящее время сформированы два классических принципа управления движущимися объектами – принципы «жестких» и «гибких» траекторий. Первый принцип, именуемый также как «коррекция по заданной программе», применительно к задаче синхронизации генератора с сетью рассмотрен в п. 2.2.1-2.2.3 и заключается в стабилизации сформированной на первом этапе управления «жесткой» программной траектории движения. Второй принцип – принцип «гибких» траекторий или «коррекция по конечному состоянию» заключается в периодическом пересчете (перестроении) траектории, исходя из текущего состояния объекта, и построен из условия, что строгие требования к точности управления предъявляются лишь к конечной (терминальной) точке. При этом из множества траекторий, способных обеспечить достижение конечной точки с

заданной точностью, предлагается выбирать оптимальную траекторию для данного этапа управления [58-60].

Реализация принципа «гибких» траекторий предусматривает три способа перестроения программных траекторий движения:

1. Разбиение процесса управления на несколько циклов. Для реализации указанного способа в процессе управления выделяются отдельные интервалы (циклы), для каждого из которых с учетом фактического состояния объекта выполняется построение ПТД. При этом в течение каждого цикла осуществляется стабилизация построенной в начале данного цикла траектории.

2. Формирование коридора стабилизации, представляющего собой некоторую окрестность вблизи текущей программной траектории, при выходе за которую выполняется перестроение ПТД, исходя из текущего состояния объекта.

3. Предварительное построение ПТД для всего множества возможных состояний объекта.

Для рассматриваемой задачи синхронизации генератора с электрической сетью целесообразным представляется использование совокупности двух первых способов. При этом разбиение интервала управления на конечное количество циклов позволит ликвидировать накопление ошибки управления, а построение коридора стабилизации позволит увеличить скорость реакции системы управления на возникновение резких возмущений.

На рисунке 2.12 (а) представлено сравнение принципов «жесткого» и «гибкого» управления. В рассматриваемом случае целью управления является достижение объектом управления конечной точки с координатами $(z_F, 0)$. Согласно принципу «жесткой» траектории управление может проводиться в соответствии с первоначально построенной номинальной (исходной) траекторией. При этом компенсация возникающих отклонений осуществляется за счет выдачи дополнительных управляющих воздействий по отклонению $F_I(x)$. Управление по «гибким траекториям» подразумевает, что при переходе объекта в состояния 1 или 2, соответствующие точкам 1 и 2 на рисунке 2.12 (а), возможно построение новых «гибких» траекторий, доставляющих объект в конечное состояние и

требующих формирование дополнительных управляющих воздействий $F_2(x)$ сравнительно малой величины, или не требующих вообще.

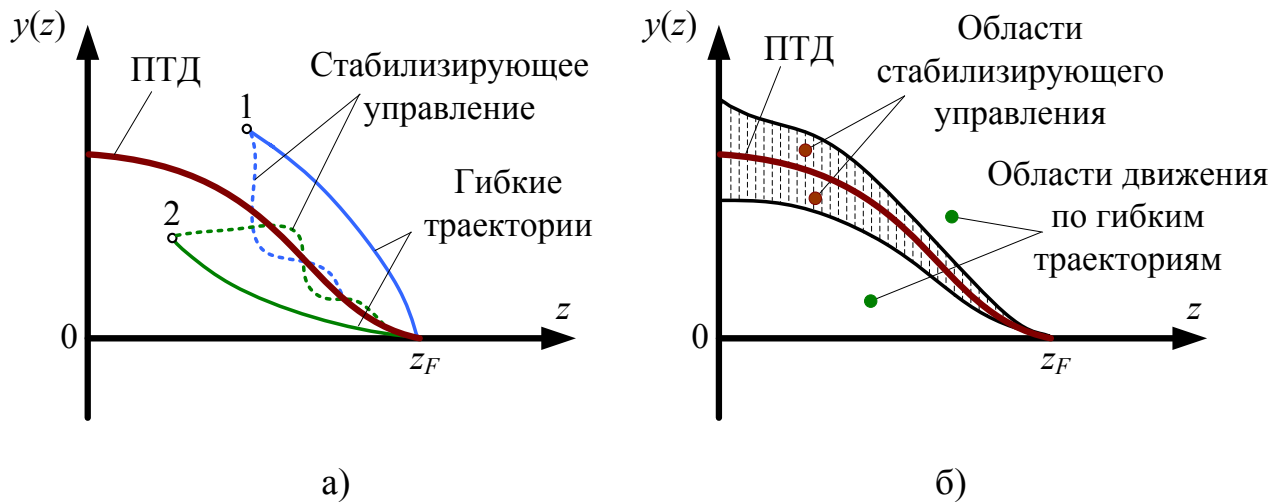


Рисунок 2.12 – Управление по ПТД а) сравнение принципов «жесткого» и «гибкого» управления; б) совмещение «жесткого» и «гибкого» управления

На рисунке 2.12 (б) представлено совмещение «жесткого» и «гибкого» принципов управления. Для этого в некоторой окрестности номинальной траектории формируется коридор стабилизации, в котором при помощи корректирующих управлений обеспечивается движение объекта по заданной номинальной «жесткой» траектории. При выходе объекта за пределы указанного коридора выполняется построение гибких траекторий, для которых, в свою очередь, также формируется коридор стабилизации.

Применение комплексного подхода к управлению, основанного на объединении принципов управления по «жестким» и «гибким» траекториям, представляется наиболее эффективным направлением для синтеза алгоритмов управления устройства синхронизации с эталонной моделью.

2.2.5 Перспективные направления развития задачи синтеза регулятора устройства синхронизации с эталонной моделью

Сложность создания высокоточной комплексной модели связки «регулятор-турбина-генератор-сеть» при решении задачи синтеза устройства синхронизации генератора с электрической сетью, обуславливает трудности в выборе оптимального алгоритма управления и анализе качественных показателей

синтезированной системы управления. Еще более сложной представляется задача включения на параллельную работу двух несинхронно работающих частей энергосистемы, когда разнообразие схемно-режимных ситуаций обуславливает невозможность обеспечения достаточности начальной (априорной) информации об объекте. При этом в процессе управления состав функционирующих элементов сети, а также их параметры способны изменяться непредвиденным образом. Важным обстоятельством также является наличие, в общем случае, целого комплекса внутрисистемных управляющих устройств, что может потребовать функционирование устройства регулирования в рамках неопределенной реакции системы на управляющие воздействия.

В настоящее время существенная роль в области автоматического управления отводится изучению принципов построения адаптивных систем, обладающих свойством самостоятельной настройки. Указанное свойство означает способность системы самостоятельно определять оптимальный закон управления и обеспечивать требуемое качество управления в условиях изменчивости свойств объекта управления и элементов управляющего устройства с учетом неопределенных возмущений [49, 61, 62]. Решение этой задачи возможно как путем изменения параметров алгоритма управления (самонастраивающиеся системы), так и путем изменения его структуры (самоорганизующиеся системы).

Наиболее простым способом самонастройки адаптивной системы управления является самонастройка по методике Циглера-Николса, рассмотренная ранее и позволяющая автоматизировать процесс выбора параметров настройки. Указанный способ позволяет выполнять первичную настройку, однако, принимая во внимание описанные выше условия функционирования синтезируемого устройства синхронизации, следует отметить необходимость периодической подстройки параметров регулятора. В дополнение к вышесказанному следует отметить крайнюю нежелательность подведения системы регулирования к границе устойчивости, которое осуществляется при создании автоколебаний.

Одним из способов адаптации алгоритма управления к текущим условиям является предварительное определение базовых настроек для типовых условий функционирования (табличная настройка). При этом устройство содержит банк настроек (таблицу), которые выполняются при наступлении заданных (типовых) условий [56]. Указанный способ может быть использован для подбора параметров настройки в задаче синхронизации генератора с сетью. В то время как для задачи синхронизации частей энергосистем по причине множественности и неопределенности состояний объектов формирование банка настроек представляется затруднительным.

Перспективными направлениями решения задачи синтеза адаптивных устройств синхронизации с эталонной моделью представляются построение регулятора по принципу нейронных сетей и применение методов нечеткой логики.

Регуляторы, построенные по принципу нейронных сетей, обладают рядом полезных свойств, основными из которых являются обучаемость и адаптивность [63-65].

К основным недостаткам нейронных сетей относят сложность структуры, необходимость проведения обучения и накопления начального объема информации о поведении объекта регулирования, а также непрозрачность формирования управляющих воздействий, вызванная высокой сложностью (или невозможностью) получения строгой логической модели, способной воспроизвести действия сети [65, 66].

Альтернативным подходом является синтез регуляторов на основе методов нечеткой логики или экспертных регуляторов [67-69]. В рассматриваемой задаче экспертная система может быть использована для определения оптимальных настроек регулятора. В ряде случаев применение принципов нечеткой логики показало эффективность для решения задач управления при неполноте информации об объекте управления или недостаточной ее формализации и отсутствии опыта управления им [67, 70].

В электроэнергетике исследования, направленные на синтез систем автоматического управления, построенных на основе методов нечеткой логики, проводятся в области разработки регуляторов возбуждения синхронного генератора [71-74]. Такой подход представляется перспективным и для создания устройств автоматического управления динамическими переходами энергосистем, к которым, в частности, относится включение на параллельную работу генератора с электрической сетью, и особенно частей энергосистем. Рассмотрение этого вопроса применительно к задаче синхронизации генератора с сетью требует проведения тщательного исследования, направленного на выработку принципов организации структуры регулятора и выбор алгоритмов его функционирования. Последняя задача включает в себя сравнение возможностей применения принципов нечеткой логики с нейросетевыми алгоритмами по отдельности или совокупно.

2.3 Выводы

1. Предложенные алгоритмы построения ПТД для параметров синхронизации обеспечивают достижение цели управления без выполнения знакопеременных управляющих воздействий. Преимуществом предложенных алгоритмов является возможность создания гибких систем регулирования по отношению к форме и величине управляющих воздействий, соответствующих функциональным показателям реальных исполнительных устройств.

2. Выделены два подхода к синтезу алгоритмов компенсации отклонений на основании принципов «жестких» и «гибких» траекторий. Комплексное применение этих подходов представляется эффективным направлением для синтеза регулятора устройства синхронизации с эталонной моделью.

3. Оценена перспективность возможных направлений развития задачи синтеза регулятора устройства синхронизации с эталонной моделью. В качестве наиболее перспективных выделены направления построения нейронных систем и систем, функционирующих на принципах нечеткой логики, позволяющих

обеспечивать для регулятора адаптивность в сложных схемно-режимных условиях.

4. Создание регулятора, обеспечивающего минимальное отклонение параметров синхронизации от ПТД, является одной из важнейших задач синтеза устройства синхронизации с эталонной моделью. Однако качество управления также существенно зависит от совокупности параметров, учитываемых при формировании самой эталонной модели. При дальнейшей проработке данной задачи отдельное внимание следует уделить уточнению используемой при построении ПТД модели управляемой системы.

ГЛАВА 3 К СИНТЕЗУ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО БЛОКА УСТРОЙСТВА СИНХРОНИЗАЦИИ С ЭТАЛОННОЙ МОДЕЛЬЮ

Высокую важность в задаче синтеза устройства автоматической синхронизации играет реализация канала измерения параметров вращательного движения векторов напряжения генератора и сети. От точности и быстродействия измерительного блока напрямую зависит качество и успех процедуры синхронизации. При этом необходимым набором параметров измерений следует считать: относительный угол, относительную скорость и относительное ускорение. Определенный интерес также представляет измерение величины первой производной по относительному ускорению. Следует отметить, что указанные параметры могут быть определены как непосредственно (в виде относительных величин), так и опосредованно, путем определения абсолютных углов, частот и ускорений синхронизируемых объектов, однако во втором случае открытым является вопрос согласования (синхронизации) измеренных значений во временной области.

Качественные требования, предъявляемые к системам измерения промышленной частоты, в равной степени могут быть отнесены к измерению ее производной и интеграла. Основными из этих требований являются [75]:

- высокая точность измерений;
- высокое быстродействие;
- помехозащищенность и устойчивость к искажениям исходного сигнала.

Принимая во внимание специфику задачи синхронизации генераторов (или энергообъединений), к указанным требованиям следует добавить:

- надежность и четкость работы алгоритмов на всем временном интервале процесса синхронизации;
- устойчивость качества измерений при функционировании в условиях протекающих переходных процессов;
- единство момента измерения параметров синхронизируемых объектов в случае измерения абсолютных величин.

Высокие темпы развития цифровой техники обуславливают вектор развития современных систем измерения и анализа данных. При этом постоянно расширяющиеся возможности современных микроконтроллеров, рост вычислительной мощности и объема памяти, позволяют применять все более совершенные алгоритмы обработки поступающих от измерительных трансформаторов сигналов. Однако, несмотря на постоянно развивающиеся возможности таких систем, следует учитывать, что увеличение сложности алгоритмов все еще может привести к необходимости решения оптимизационной задачи, заключающейся в определении оптимального сочетания выполнения первых трех из вышеуказанных требований. При этом, согласно [76, 77], реализовать точное выполнение двух любых требований в целом возможно, но в ущерб оставшемуся.

3.1 Современные подходы к измерению разностей частот и фаз напряжений

В настоящее время предложено и разработано множество подходов к измерению частоты. Так в [78, 79] частота электрической сети определяется по корням характеристического уравнения (собственным частотам) адаптивного фильтра, настроенного на подавление измеренного сигнала. В [80] предлагается перемножение измеренного и опорного сигналов, суммирование полученных значений и выделение среднего значения произведения сигналов для каждой частоты опорного сигнала. Частота электрической сети определяется по максимуму среднего значения.

Сравнительно недавно предложен подход, основанный на определении частоты через обобщенный вектор режимного параметра [76]. Режимные параметры (например, напряжение) объекта измерения, в общем случае можно представить в виде трех векторов, вращающихся относительно оси времени с заданной частотой. При этом проекции этих векторов на ось времени образуют мгновенные значения. В то же время, мгновенные значения фазных напряжений

могут быть представлены в виде проекции обобщенного вектора на три оси фаз, сдвинутые на угол $2\pi/3$:

$$u_A = U \cos \alpha, \quad (3.1)$$

$$u_B = U \cos(\alpha - \frac{2\pi}{3}), \quad (3.2)$$

$$u_C = U \cos(\alpha + \frac{2\pi}{3}), \quad (3.3)$$

где U – модуль изображающего вектора $\underline{U}$, а α – его фазовый угол относительно оси фазы А.

Величина изображающего вектора может быть определена из системы равенств (3.1-3.3) как

$$U = \sqrt{\frac{2}{3}(u_A^2 + u_B^2 + u_C^2)}, \quad (3.4)$$

а угол α , в частности, из (3.1):

$$\alpha = \arccos \frac{u_A}{U}. \quad (3.5)$$

Тогда мгновенное значение частоты ω_i на i -том шаге дискретизации (или ином интервале времени) может быть определено из соотношения:

$$\omega_i = \frac{\Delta \alpha}{\Delta t} = \frac{\alpha_i - \alpha_{i-1}}{t_i - t_{i-1}}, \quad (3.6)$$

где α_i и α_{i-1} – значения угла сдвига изображающего вектора относительно фазы А, определенные в моменты времени t_i и t_{i-1} , соответственно.

При этом наличие составляющей нулевой последовательности напряжения может быть учтено путем исключения значения данной составляющей из мгновенных значений фазных напряжений:

$$u_A' = u_A - u_0, \quad (3.7)$$

$$u_B' = u_B - u_0, \quad (3.8)$$

$$u_C' = u_C - u_0. \quad (3.9)$$

где составляющая нулевой последовательности определяется через сумму векторов напряжений фаз как: $u_0 = (u_A + u_B + u_C)/3$.

Полученные по (3.7-3.9) значения используются в уравнениях (3.4-3.5).

Важной особенностью является то, что присутствие высших гармоник не оказывает влияния на выражения (3.5-3.6), а лишь приводит к знакопеременному отклонению величины U в (3.4).

К преимуществам такого подхода следует отнести отсутствие необходимости в использовании обработки массива дискретных значений измеряемого сигнала и фильтрации высших гармонических составляющих, простоту используемого математического аппарата, а также возможность определения мгновенных значений частоты без привязки к моментам перехода измеряемого сигнала через нуль.

К недостаткам данного способа следует отнести отсутствие сведений о точности измерения в различных условиях работы измерителя, а также отсутствие информации о принципах устранения погрешности, вызванной неравенством модулей фазных напряжений сети.

Следует отметить также, что для задачи синхронизации генератора с сетью, измерения частоты и фазы напряжения синхронной машины могут быть проведены с использованием фазохронометрической регистрации параметров вращения ротора, обеспечивающей высокие показатели точности [81]. Так, относительная погрешность измерения продолжительности оборота вала синхронной машины (для 50 Гц – 0,02 с) составляет $5 \cdot 10^{-4} \%$, абсолютная погрешность – не выше $\pm 1 \cdot 10^{-7}$ с. Указанные погрешности приведены для реальных рабочих условий машинного зала тепловой электростанции. Величина угла поворота ротора может быть определена на основе интерполяции имеющихся данных о «нулевом» положении ротора и текущей частоты вращения на интервал следующего периода. Величина ускорения может быть определена как производная от выборки значений частоты. Однако использование указанного метода требует сопоставления полученных значений электрическим параметрам напряжения на обмотках статора, а также синхронизации измерений с параметрами сети во временной области.

Существуют и другие способы определения частоты периодически изменяющегося сигнала. На практике наибольшее распространение получил способ определения частоты на основе фиксации интервалов между периодическим переходом измеренного сигнала через заданный уровень. В большинстве случаев принято использовать нулевой уровень, однако ответ на этот вопрос неоднозначен [75]. Немаловажно, что такой подход позволяет также судить и о величине фазы напряжения и позволяет сравнительно просто определять величины относительной скорости и относительного угла. Указанный подход, в частности, применен в измерительном блоке автоматического синхронизатора АС-М и ряде других современных синхронизаторов.

Перспективным и стремительно развивающимся является подход к измерению, заключающийся в синхронизированном вычислении векторной величины режимного параметра при помощи измерительного оборудования PMU (Phasor measurement unit). Данный подход также использует фиксацию моментов перехода сигнала через заданное значение наряду с применением высокоточного математического аппарата и синхронизацией полученных измерений посредством спутниковых систем. Получаемые при этом высокоточные измерения, сопоставленные во временной области, позволили, в частности, синтезировать такие системы как WAMS (Wide area measurement system) – широкомасштабную систему сбора информации, а также ее отечественного аналога – систему мониторинга переходных режимов (СМНР) [82].

В дальнейшем более детально будет рассмотрена реализация вышеуказанного подхода в измерительном блоке автоматического синхронизатора АС-М, а также в оборудовании PMU.

Измерение параметров относительного движения векторов напряжения генератора и сети производится посредством цифровой обработки сигналов, пропорциональных мгновенным значениям напряжений генератора и сети, поступающих от измерительных трансформаторов через специальные преобразователи, которые преобразуют входные сигналы к удобной для обработки форме (как правило, в сигналы до 5 В). Для устранения

высокочастотных помех и паразитных сигналов после измерительных преобразователей устанавливается фильтр низкой частоты. Далее сигналы проходят аналого-цифровое преобразование, после чего поступают в измеритель. На основании полученных сигналов в измерителе осуществляется определение параметров вращательного движения векторов напряжений синхронизируемых объектов.

3.1.1 Реализация измерительного блока в микропроцессорном автоматическом синхронизаторе АС-М

Рассмотрим, для примера, вычислительно-измерительный блок современного синхронизатора АС-М, функционирующий на основе цифрового времяимпульсного преобразования с использованием вычитающего счётчика импульсов тактовой частоты 11/12 МГц, периодически заполняемого после каждого цикла сканирования [83].

В моменты переходов мгновенных значений напряжений синхронизируемых объектов U_G и U_C через нуль производится считывание кодов таймера (счетчика), на основании чего определяются длительности периодов напряжений генератора U_G и сети U_C , необходимые для вычисления значений частот и, соответственно, относительной скорости. Относительный угол определяется путем измерения интервала, на протяжении которого значения U_G и U_C лежат по разные стороны оси времени, то есть когда одна из измеренных величин является отрицательной, а другая – положительной.

Считывание производится посредством формирования единичных импульсов прямоугольной формы U_{TG} и U_{TC} , равных единице при положительных значениях напряжений и нулю при отрицательных (рисунок 3.1).

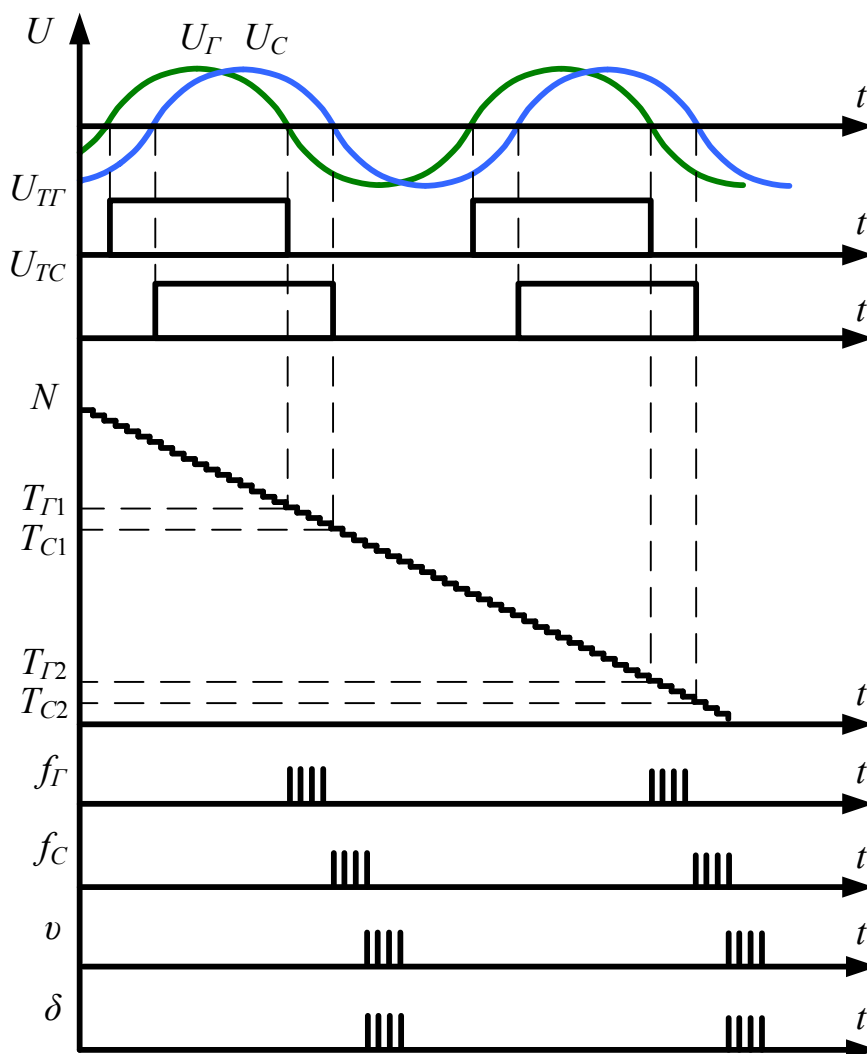


Рисунок 3.1 – Графическое представление принципа работы измерительного блока автоматического синхронизатора АС-М

Разность значений кодов таймера T_G и T_C , определенных в момент равенства нулю напряжений U_G и U_C , соответственно, определяет величину относительного угла δ , а их величины соответствуют периоду измеряемого сигнала. Тогда частоты синхронизируемых объектов f_G и f_C могут быть определены как величины, обратно пропорциональные кодам, а относительная скорость – как разность этих частот.

Принимая во внимание возможность появления ошибки в случае, когда мгновенные значения напряжения генератора и сети U_G и U_C одновременно обратятся в нуль, в измерительном блоке участвует не реально измеренное

напряжение генератора, а его инверсное (противоположное по знаку) значение [83]. Тогда величина относительного угла δ может быть определена как:

$$\delta = 360 \frac{(T_{Cn} - T_{\Gamma n})}{(T_{Cn} - T_{Cn-1})} + 180, \quad (3.10)$$

где T_{Cn} , $T_{\Gamma n}$ – значения кодов таймера, определенные на n -том шаге, а T_{Cn-1} – определенное на предыдущем шаге значение T_C .

К сожалению, информация о применяемых методах оцифровки и обработки поступающих от измерительных трансформаторов напряжения сигналов для измерительного блока синхронизатора АС-М отсутствует, что не позволяет судить о точности получения исследуемых сигналов U_{Γ} и U_C .

Рассмотренный алгоритм функционирования измерительного блока в целом удовлетворяет потребностям современных устройств автоматической синхронизации, работающих на основе принципа «подгонки» и «ожидания». Большая длительность интервалов между управляющими импульсами, необходимая для учета инерции первичного двигателя и принципиальная особенность управления, заключающаяся в последовательном приближении к целевому значению относительной скорости, обуславливают пониженные требования к быстродействию и обеспечению точности измерения параметров относительного движения на всем интервале управления.

Однако, с точки зрения синтезируемых алгоритмов устройства автоматической синхронизации с эталонной моделью, описанный измерительный блок следует признать непригодным, или частично непригодным. Измеренные таким образом величины частот синхронизируемых объектов позволяют судить лишь о среднем значении относительной скорости за период. При этом отсутствует информация об изменении частоты на интервалах между измерениями. Такая информация в общем случае могла бы быть получена применением методов экстраполяции измеренных значений на период вперед. Однако актуальным остается вопрос, к какому моменту времени стоит отнести полученные в ходе измерений значения, которые будут являться усреднёнными для конкретного интервала измерения. Очевидно, что определение

относительного ускорения и его первой производной на основании полученных значений относительной скорости в данном случае представляется затруднительным.

Усложняет задачу и тот факт, что в общем случае на интервале между измерениями изменения относительного угла и относительной скорости будут иметь нелинейную форму. Увеличить точность и быстродействие измерительного блока возможно путем сокращения интервала измерения до половины величины периода и меньше [75].

3.2 Возможности измерения синхронизируемых параметров режима при помощи устройств векторных измерений PMU

Согласно стандартам организации IEEE, PMU (Phasor measurement unit) определено как устройство, способное вычислять синхронизированные вектора, частоты и производные частот на основе синхронизирующего сигнала и измеренных значений напряжений и (или) тока. При этом принято оперировать таким термином, как «синхрофазор». Синхрофазор представляет собой вектор (амплитуду и фазу) измеренного параметра, отнесенный к некоторой опорной косинусной функции номинальной частоты, синхронизированной по специальной метке. За такую метку принимают ежесекундный импульс (PPS), полученный оборудованием PMU посредством спутниковых систем (GPS, ГЛОНАСС) с точностью до 1 мкс. Указанная точность передачи импульса способствует появлению некоторой, в общем случае ненулевой, ошибки в определении фазы в пределах $0,018^\circ$ для частоты 50 Гц и $0,021^\circ$ для частоты 60 Гц. При этом заданное (например, нулевое) значение опорной функции точно соответствует началу импульса.

Основными достоинствами рассматриваемой концепции являются высокая точность определения режимных параметров в узлах и ветвях сети, а также возможность синхронизации измерений в различных точках энергосистемы с точностью до 1 мкс.

Следует отметить, что в задаче синхронизации частей энергосистем

применение технологий WASP и СМПП позволяет не только эффективно контролировать величины параметров синхронизации в точке раздела, но также предоставляет синхронизированную по времени информацию о реакции узлов энергосистем на выдачу управляющих воздействий. Полученная таким образом информация может быть учтена регулятором в ходе процесса управления.

Актуальность вопроса разработки и совершенствования алгоритмов определения синхрофазора обусловила большое количество исследований по этому вопросу. Наибольшее число публикаций по данной тематике выполнено зарубежными учеными, например [84-86], однако разработки ведутся и в России [87]. В частности, в России разработано устройство векторных измерений SMART-WAMS [88], имеющее конкурентоспособные характеристики в сравнении с зарубежными аналогами.

В [89] приведены показатели точности, обеспечиваемые современными устройствами PMU (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Сводные параметры точности устройств PMU

Параметр	SMART-WAMS (Россия)	BEN6000 (Бельгия)	SEL 421 (США)	RES 521 (Швеция)	Arbiter (США)
Напряжение U	$\pm (0,3-0,5)\%$	$\pm 0,1\%$	$\pm 0,1\%$	$\pm 0,1\%$	$\pm 0,02\%$
Фазовый угол δ	$\pm 0,1^\circ$	$\pm 0,1^\circ$	$\pm 0,2^\circ$	$\pm 0,1^\circ$	$\pm 0,3^\circ$
Частота f	$\pm 0,001$ Гц	$\pm 0,002$ Гц	$\pm 0,01$ Гц	$\pm 0,002$ Гц	$\pm 0,005$ Гц
Погрешность времени синхронизации от GPS	20 мкс	50 мкс	5 мкс	5 мкс	1 мкс

На рисунке 3.2 представлена структурная схема серийно выпускаемых и получивших широкое распространение PMU с постоянной частотой дискретизации [90].

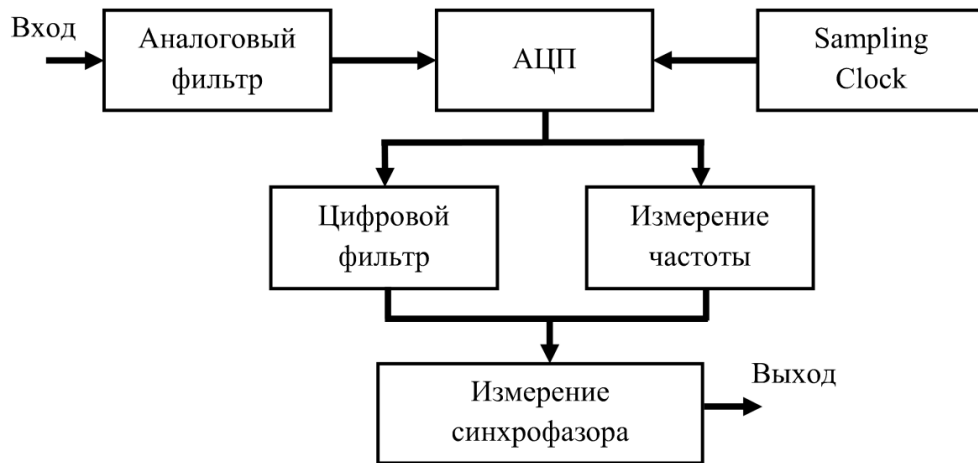


Рисунок 3.2 – Структурная схема PMU с постоянной частотой дискретизации

Алгоритмы определения синхрофазоров по большей части построены на применении дискретного преобразования Фурье (DFT) для квазистационарных сигналов и отличаются множеством модификаций, направленных на повышение точности измерений. Встречаются и алгоритмы, не содержащие DFT, использующие, например, метод наименьших квадратов [81], получившие, однако, меньшее распространение.

Рассмотрим процедуру обработки измеренного сигнала и алгоритм определения синхрофазора, основанные на DFT и предложенные в [84]. Заявленная погрешность определения фазового угла рассмотренным способом составляет 0,07 мрад.

Процедура определения синхрофазора включает в себя следующие этапы:

1. Оцифровка мгновенных значений напряжений трехфазной сети на выделенном временном окне T , начиная с момента получения импульса PPS. Величина временного окна T выбирается достаточно малой, с условием, что измеренный сигнал можно считать стационарным в пределах T .

2. Восстановление основной гармонической составляющей, т.е. синусоидального сигнала одной частоты в пределах некоторого окна частот Δf . Тогда частота полученного сигнала может быть определена как $f_0 \pm \Delta f$, где f_0 – номинальное значение частоты сети.

3. Определение амплитуды, фазы и частоты синхрофазора с учетом восстановленного сигнала.

Пусть входной сигнал PMU $s(t)$ имеет вид:

$$s(t) = s' + \sum_{h=1}^n s_h \cos(h\omega_0 t + \delta_h) + \varepsilon_t, \quad (3.11)$$

где s' – некоторая постоянная составляющая сигнала в выборке временного окна T ; s_h и δ_h – амплитуда и фаза h -ой гармонической составляющей; ε_t – величина, характеризующая шум сигнала по Гауссу.

Полученный сигнал оцифровывается с частотой дискретизации f_s . При этом временное окно T (в указанном способе 80 мс) разбивается на N интервалов $\Delta t = T/N = 1/f_s$.

Применяя дискретное преобразование Фурье к (3.11), получим:

$$G(k\Delta f) = \sum_{h=1}^n S_h D_N[(k\Delta f - f_h)T] \quad (3.12)$$

где $\Delta f = 1/T$; $k = 0, \dots, (N/2) - 1$; S_h и f_h – амплитуда и частота h -ой гармонической составляющей; D_N – ядро Дирихле, определяемое как:

$$D_N(\vartheta) = \frac{\sin(\pi\vartheta)}{N \sin(\pi\vartheta / N)} e^{-j\pi\vartheta \frac{N-1}{N}}. \quad (3.12)$$

С целью предотвращения эффекта спектральной утечки при определении основной частоты $s(t)$ применяется окно Хэннинга:

$$G_H(k\Delta f) = \sum_{h=1}^n S_h H_N[(k\Delta f - f_h)T], \quad (3.13)$$

где

$$H_N(\vartheta) = \frac{1}{2} (D_N(\vartheta) - \frac{1}{2} (D_N(\vartheta + 1) + D_N(\vartheta - 1))). \quad (3.14)$$

Частота основной гармоники может быть выражена в виде функции от Δf :

$$f_0 = (m + \Delta bin)\Delta f, \quad (3.15)$$

где Δbin – отклонение f_0 от некоторого целого значения m ($0 \leq \Delta bin \leq 1$).

Далее производится аппроксимация

$$e^{-\pi i v \frac{N-1}{N}} \approx -1 + \frac{\pi i}{N} \quad (3.16)$$

и

$$\Delta bin = \pm \frac{a - 2b}{a + b}, \quad (3.17)$$

где a и b – амплитуды наивысшей и второй по величине гармоник в дискретном спектре G_H .

Тогда комплексная величина S_1 соответствующая частоте основной гармоники f_0 может быть определена следующим образом:

$$S_1 = \frac{2\pi\Delta bin(1 - \Delta bin)}{\sin(\pi\Delta bin)} e^{-\pi\Delta bin} (1 + \Delta bin) G_H(m\Delta f). \quad (3.18)$$

Из выражения (3.18) определяют амплитуду s_h и фазу δ_h основной гармонической составляющей. Тогда полученный восстановленный сигнал будет иметь вид:

$$s_1(t) = S_1 \cos(2\pi f_0 t + \delta_1). \quad (3.19)$$

Далее производится вычисление синхронизированной величины угла δ_1 по отношению к импульсу PPS:

$$\delta_1 = \frac{3}{2} \pi - 2\pi f_0 [(t_{zero-cross} - t_{1sample}) + (t_{1sample} - t_{PPS})], \quad (3.20)$$

где $(t_{zero-cross} - t_{1sample})$ соответствует интервалу времени между первым дискретным значением сигнала $s_1(t)$ и моментом пересечения функцией (3.19) нулевого значения, а $(t_{1sample} - t_{PPS})$ – интервалу между импульсом PPS и первым дискретным значением сигнала $s_1(t)$ (рисунок 3.2).

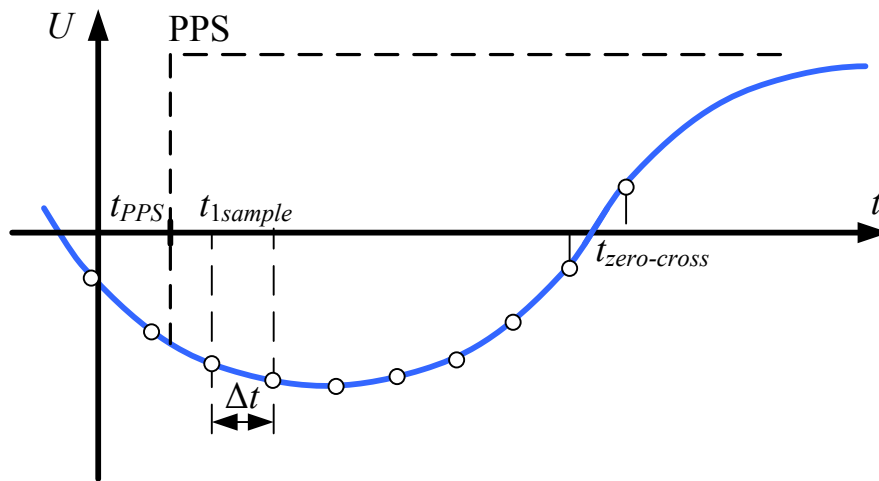


Рисунок 3.2 – Воссозданный сигнал мгновенных значений напряжения

Следует отметить, что в общем случае момент перехода через нуль будет лежать между двумя соседними дискретными отсчетами, что потребует выполнения дополнительных выкладок.

На основании вышесказанного, можно сделать вывод о том, что современные средства измерения параметров вращательного движения векторов напряжения, такие как PMU, способны эффективно воспроизводить сигнал основной частоты, что позволяет повысить точность измерений, а применение современной компонентной базы обеспечивает высокое быстродействие. Заявленная точность измерений, производимых указанными устройствами, в установившихся (или близких к установившимся) режимах достаточна для решения большинства задач. Однако для решения задачи синхронизации с эталонной моделью необходимым является способность устройства измерения эффективно функционировать в рамках протекающих переходных процессов. По этому вопросу в литературе встречается неоднозначная информация о точности измерений и однозначная о необходимости совершенствования алгоритмов [84, 92].

Применение устройств PMU для решения задачи синхронизации синхронных машин с сетью или частей энергосистем, в целом, представляется перспективным направлением, хотя и неоднозначным [18]. При этом основная сложность обусловлена возможной нестабильностью сигналов спутниковых систем, их незащищенность от помех, вызванных излучением и, как, следствие, возможное возникновение ошибки. В качестве решения этой проблемы на данном этапе предлагается резервирование стандартными кабельными системами синхронизации.

3.3 Способ аналитического определения параметров вращательного движения векторов напряжений на интервале измерения

Для построения измерительного блока устройства синхронизации с эталонной моделью в Томском политехническом университете разработан способ

аналитического определения параметров вращательного движения векторов напряжений синхронизируемых объектов, учитывающий непрерывный и неравномерный характер их изменения. Суть данного способа заключается в аппроксимации, на интервале измерения, функции ускорения $\alpha(t)$ линейной зависимостью, характерной для равномерно ускоренного движения.

Параметры вращательного движения вектора напряжения синхронизируемого объекта могут быть представлены в виде:

$$\delta(t) = d_0 + d_1 t + d_2 t^2 + d_3 t^3, \quad (3.21)$$

$$\omega(t) = d_1 + 2d_2 t + 3d_3 t^2, \quad (3.22)$$

$$\alpha(t) = 2d_2 + 6d_3 t, \quad (3.23)$$

$$\lambda(t) = \frac{d\alpha(t)}{dt} = 6d_3. \quad (3.24)$$

Переход от функций (3.21-3.24), записанных в обобщённом виде, к выражениям, позволяющим выполнить вычислительные действия, осуществляется в три относительно обособленных шага.

На первом шаге производится определение коэффициентов d_1, d_2, d_3 в выражениях (3.21-3.24). При этом для снятия неопределённости, обусловленной случайным процессом появления начальных значений угла δ_0 в момент t_0 , в качестве начального момента измерения временно принимается момент первого перехода напряжения через нулевое значение.

Второй шаг заключается в определении начальных величин параметров $\delta_0, \omega_0, \alpha_0, \lambda_0$ соответствующих моменту начала измерений t_0 .

На третьем шаге выполняется построение расчётных зависимостей $\delta(t), \omega(t), \alpha(t), \lambda(t)$, в соответствии с представленными выше выражениями для этих параметров.

Ниже каждый из этапов рассмотрен более подробно.

Для определения коэффициентов d системы уравнений (3.21-3.24) ось отсчёта угла $\delta(t)$ временно переносится к моменту времени t_1 (рис. 3.3). Таким образом исключается из рассмотрения неопределённость коэффициента d_0 , так

как для начального момента t_1 коэффициент $d_0=0$.

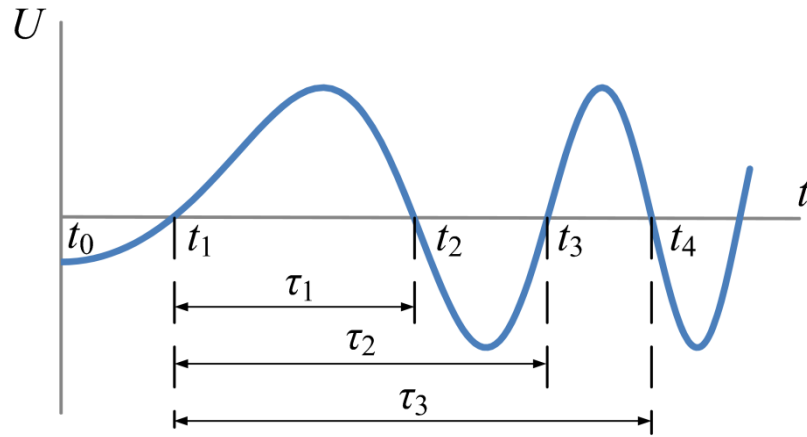


Рисунок 3.3 – Определение длительности временных интервалов τ

Для определения начальных значений остальных параметров период измерения разбивается на три интервала $\tau_1 = t_2 - t_1$, $\tau_2 = t_3 - t_2$, $\tau_3 = t_4 - t_3$. На рисунке 3.3 указанные интервалы отнесены к последовательным моментам равенства нулю мгновенных значений напряжения, однако, при необходимости интервалы могут быть сокращены либо увеличены. В дальнейшем рассмотрен случай фиксации моментов перехода мгновенных значений напряжения через нуль, по истечении которых угол δ вектора напряжения получает соответствующие, известные по величине приращения: $\Delta\delta(\tau_1) = \pi$; $\Delta\delta(\tau_2) = 2\pi$; $\Delta\delta(\tau_3) = 3\pi$.

Тогда выражение (3.21) может быть представлено в виде системы линейных уравнений относительно коэффициентов d_1, d_2, d_3 :

$$\begin{aligned}\delta(\tau_1) &= d_1\tau_1 + d_2\tau_1^2 + d_3\tau_1^3 = \pi, \\ \delta(\tau_2) &= d_1\tau_2 + d_2\tau_2^2 + d_3\tau_2^3 = 2\pi, \\ \delta(\tau_3) &= d_1\tau_3 + d_2\tau_3^2 + d_3\tau_3^3 = 3\pi.\end{aligned}\tag{3.25}$$

Решение этой системы уравнений методом Крамера приводит к выражениям:

$$d_1 = \frac{\Delta_{d1}}{\Delta},\tag{3.26}$$

$$d_2 = \frac{\Delta_{d2}}{\Delta},\tag{3.27}$$

$$d_3 = \frac{\Delta_{d3}}{\Delta}, \quad (3.28)$$

где

$$\Delta = \begin{vmatrix} \tau_1 & \tau_1^2 & \tau_1^3 \\ \tau_2 & \tau_2^2 & \tau_2^3 \\ \tau_3 & \tau_3^2 & \tau_3^3 \end{vmatrix}, \quad (3.29)$$

$$\Delta_{d1} = \pi \begin{vmatrix} 1 & \tau_1^2 & \tau_1^3 \\ 2 & \tau_2^2 & \tau_2^3 \\ 3 & \tau_3^2 & \tau_3^3 \end{vmatrix}, \quad (3.30)$$

$$\Delta_{d2} = \pi \begin{vmatrix} \tau_1 & 1 & \tau_1^3 \\ \tau_2 & 2 & \tau_2^3 \\ \tau_3 & 3 & \tau_3^3 \end{vmatrix}, \quad (3.31)$$

$$\Delta_{d3} = \pi \begin{vmatrix} \tau_1 & \tau_1^2 & 1 \\ \tau_2 & \tau_2^2 & 2 \\ \tau_3 & \tau_3^2 & 3 \end{vmatrix}. \quad (3.32)$$

Полученные при помощи (3.26-3.28) величины коэффициентов d_i ($i = 1, 2, 3$) позволяют перейти к этапу определения значений δ_0 , ω_0 , α_0 , λ_0 соответствующих начальному моменту времени t_0 . Для этого в выражениях (3.21-3.24) следует принять $t = -t_1$.

При подстановке $t = -t_1$ и учёте знаков перехода через нуль в момент t_1 из (3.21-3.24) следует:

$$\delta_{0(+)} = 2\pi - d_1 t_1 + d_2 t_1^2 - d_3 t_1^3 \quad (3.33)$$

или

$$\delta_{0(+-)} = \pi - d_1 t_1 + d_2 t_1^2 - d_3 t_1^3, \quad (3.34)$$

$$\omega_0 = d_1 - 2d_2 t_1 + 3d_3 t_1^2, \quad (3.35)$$

$$\alpha_0 = 2d_2 - 6d_3 t_1, \quad (3.36)$$

$$\lambda_0 = \lambda = 6d_3. \quad (3.37)$$

Посредством последовательного интегрирования функций в направлении от $\lambda(t)$ к $\delta(t)$ с учётом их начальных значений, определяемых выражениями (3.33-

3.37), формируются окончательные расчётные выражения для параметров вращательного движения на всём интервале измерения:

$$\lambda(t) = \lambda_0 = \lambda = const, \quad (3.38)$$

$$\alpha(t) = \alpha_0 + \lambda t, \quad (3.39)$$

$$\omega(t) = \omega_0 + \alpha_0 t + \lambda t^2 / 2, \quad (3.40)$$

$$\delta(t) = \delta_{0(+)} + \omega_0 t + \frac{\alpha_0 t^2}{2} + \frac{\lambda t^3}{6} \quad (3.41)$$

или

$$\delta(t) = \delta_{0(+)} + \omega_0 t + \frac{\alpha_0 t^2}{2} + \frac{\lambda t^3}{6}. \quad (3.42)$$

Из совокупности расчётных выражений (3.38-3.42), при необходимости, можно выделить частные случаи, демонстрирующие работу алгоритма при измерении параметров равномерного и равноускоренного движения. Так, равномерному движению соответствует нулевое значение ускорения $\alpha(t)=0$ и постоянное значение скорости $\omega(t)=\omega = const$. Тогда:

$$\omega(t) = \omega_0, \quad (3.43)$$

$$\delta(t) = \delta_{0(+)} + \omega_0 t \quad (3.44)$$

или

$$\delta(t) = \delta_{0(+)} + \omega_0 t. \quad (3.45)$$

Равноускоренное движение характеризуется постоянством ускорения $\alpha(t) = \alpha = const$ и, соответственно, равенством нулю его производной $\lambda(t) = 0$. Тогда:

$$\alpha(t) = \alpha_0, \quad (3.46)$$

$$\omega(t) = \omega_0 + \alpha_0 t, \quad (3.47)$$

$$\delta(t) = \delta_{0(+)} + \omega_0 t + \frac{\alpha_0 t^2}{2} \quad (3.48)$$

или

$$\delta(t) = \delta_{0(+)} + \omega_0 t + \frac{\alpha_0 t^2}{2}. \quad (3.49)$$

Расчётные выражения (3.38-3.42) позволяют осуществлять измерения

параметров вращательного движения вектора напряжения и получать информацию об изменении этих параметров на интервале измерения при линейном изменении функции ускорения. В случае равноускоренного движения происходит автоматическое обнуление величины λ и расчет производится согласно выражений (3.46-3.49). При равномерном движении обнуляются слагаемые λ и α , расчет производится по (3.43-3.45).

Очевидно, что параметры относительного движения векторов напряжения синхронизируемых объектов будут равны разности соответствующих абсолютных величин.

Следует отметить, что указанный алгоритм позволяет определять текущие (расчетные) значения параметров вращательного движения векторов напряжения, а также дает некоторую информацию об изменении параметров в течение интервала измерения. Однако в этом случае полученные зависимости будут отставать от действительных на треть периода измерения, что может оказаться существенным для случая стремительно изменяющихся параметров. Для получения более актуальных зависимостей следует провести процедуру экстраполяции указанных параметров, принимая допущение о постоянстве характера изменения параметров на $1/3$ периода измерений.

3.4 Моделирование алгоритмов работы измерительного блока устройства синхронизации в среде MATLAB Simulink

Для проверки представленного алгоритма измерения параметров вращательного движения вектора напряжения было произведено моделирование измерительного блока в программной среде MATLAB Simulink посредством стандартного набора элементов (рисунок 3.4).

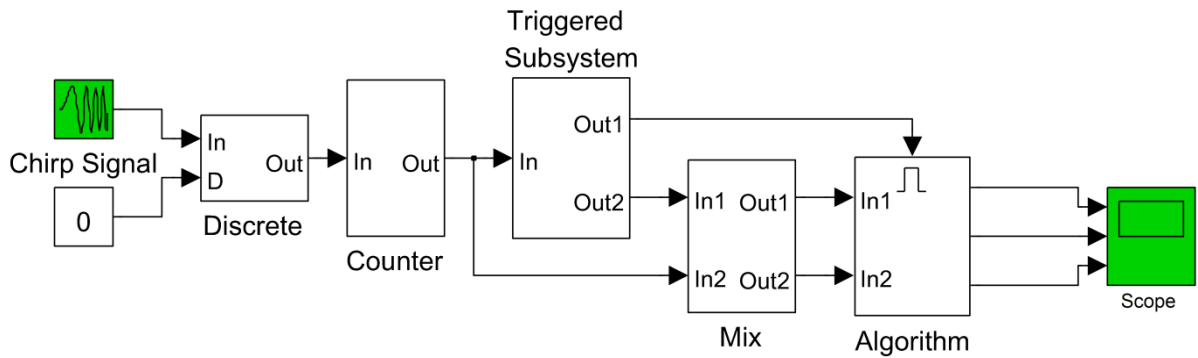


Рисунок 3.4 – Схема моделируемого измерительного блока в MATLAB Simulink

На входе установлен генератор синусоидального сигнала с изменяемой частотой (Chirp signal). Полученный сигнал оцифровывается в блоке Discrete с частотой дискретизации 1000 кГц. Оцифрованный сигнал поступает в счетчик Counter (см. рисунок 3.5), в котором выполняется счет переходов через нуль и формируются единичные импульсы прямоугольной формы, соответствующие i -тому ($i = 1, 2, 3$) переходу.

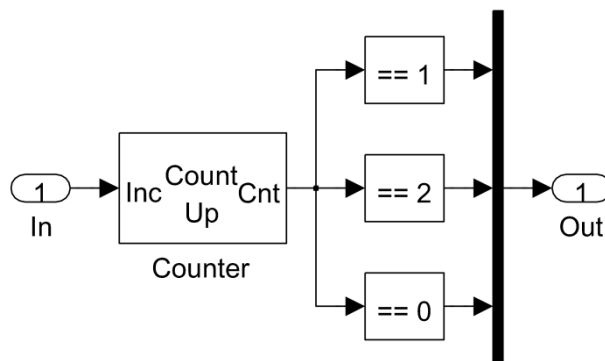


Рисунок 3.5 – Схема элемента Counter моделируемого измерительного блока в MATLAB Simulink

Сформированные единичные импульсы поступают на входы блоков Triggered Subsystem, отвечающего за измерение интервалов времени τ_1 , τ_2 , τ_3 (см. рисунок 3.6) и Mix, обеспечивающего непрерывность измерений.

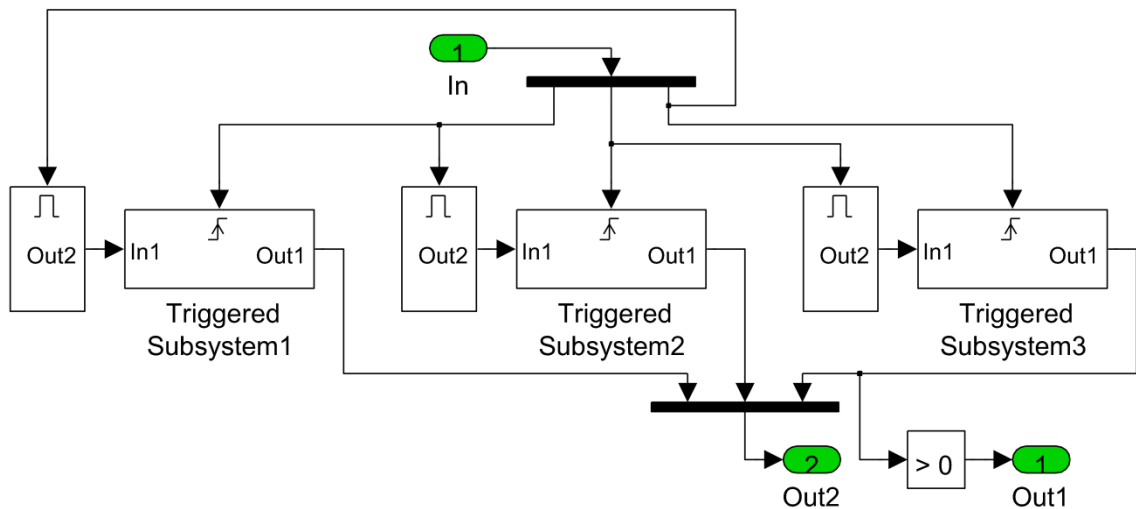


Рисунок 3.6 – Схема элемента Triggered Subsystem моделируемого измерительного блока в MATLAB Simulink

Блок Algorithm (рисунок 3.7) реализует сам алгоритм измерения и состоит из блоков D, D1, D2, D3, выполняющих расчет определителей в соответствии с уравнениями (3.29-3.32) и блоков расчета параметров.

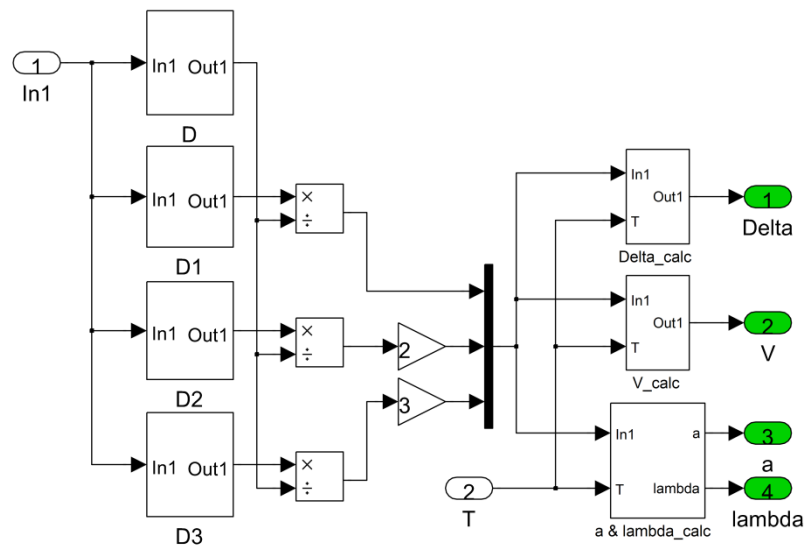


Рисунок 3.7 – Схема элемента Algorithm моделируемого измерительного блока в MATLAB Simulink

В качестве измеряемого был принят синусоидальный сигнал, соответствующий равноускоренному движению:

$$u(t) = 1 \sin(2\pi \cdot (50 - t)t). \quad (3.50)$$

Измерения проводились на интервале 0,08 секунды. Конечные значения

составили: ускорение $-0,995$ Гц/с, частота $49,9201$ Гц, угол $357,7^\circ$. что с высокой точностью соответствует зависимости (3.50). Важно отметить, что в ходе расчетов использовались «сырые» значения оцифрованного сигнала, что обусловило возникновение некоторой ошибки измерения интервалов перехода мгновенных значений напряжения через нуль.

С целью сопоставления результатов измерения был воссоздан в среде MATLAB Simulink стандартный измерительный блок в соответствии с [83, 93], построенный по принципу фиксации моментов перехода мгновенных значений напряжения через нуль и способный производить измерение частоты и ускорения (рисунок 3.8).

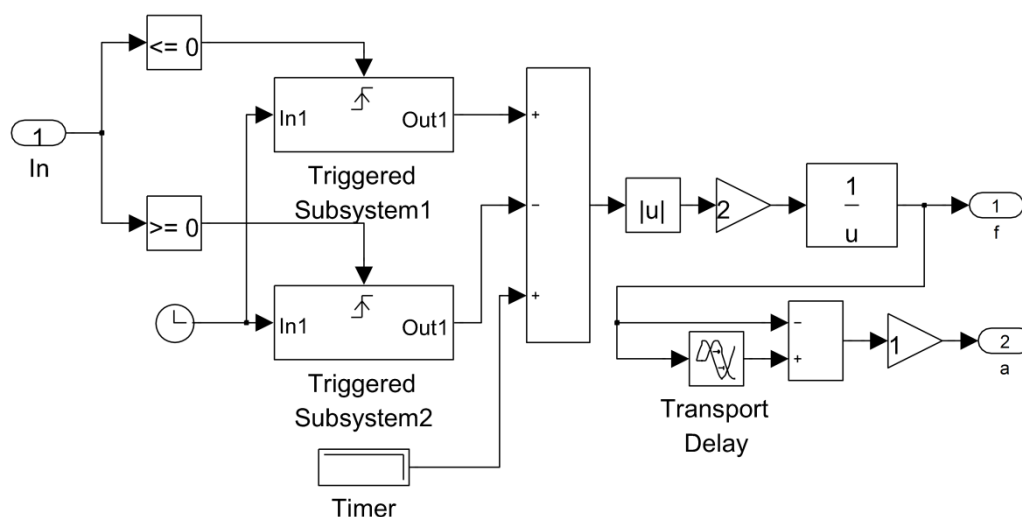


Рисунок 3.8 – Моделируемая схема современного измерителя частоты и ускорения синусоидального сигнала

Результаты сравнительного моделирования процессов измерения приведены на рисунке 3.9.

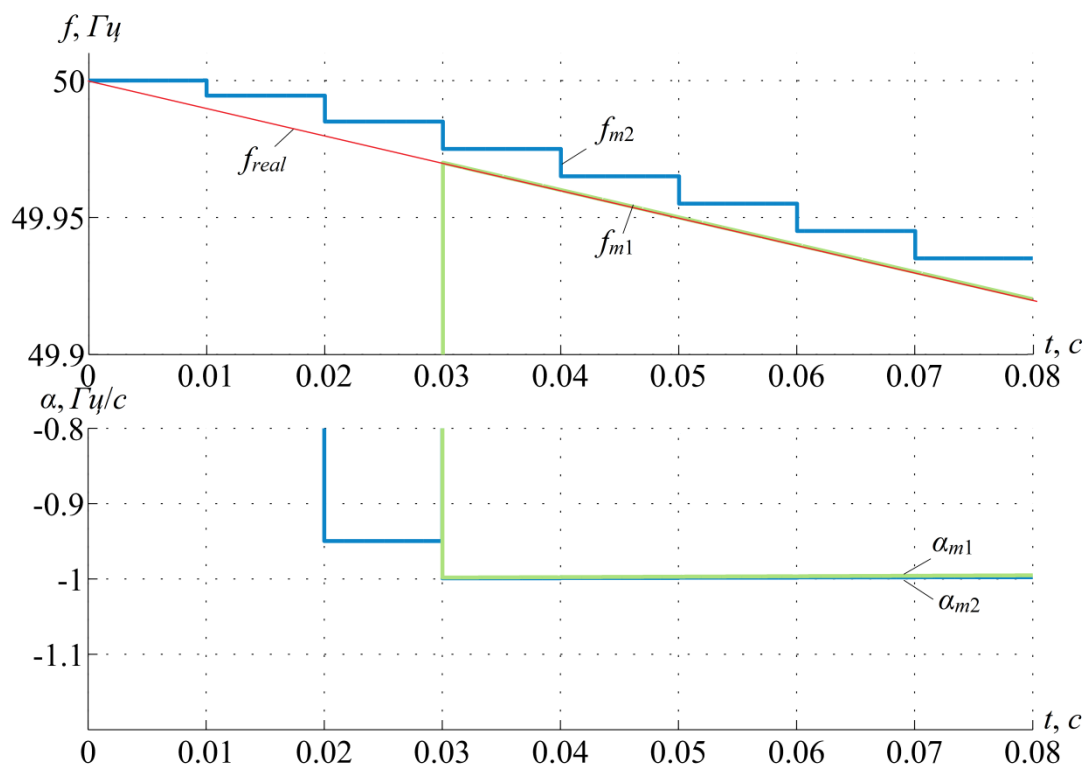


Рисунок 3.9 – Результаты измерения равноускоренного сигнала

Полученные при помощи модели современного измерительного блока величины частоты f_{m2} и ускорения α_{m2} характеризуются ступенчатым характером изменения, что обусловлено применяемыми измерительными алгоритмами. При этом к концу полупериода изменения входной величины напряжения отклонение частоты f_{m2} от действительного значения f_{real} существенно увеличивается. Как видно (см. рисунок 3.9), предложенный способ дает более точные результаты определения параметров, отнесенных к конкретной временной точке, и позволяет судить об их изменении в течение интервала измерения.

Для апробации предложенного способа в условиях, близких к условиям синхронизации, была воссоздана упрощенная схема «Генератор-нагрузка». Частота изменялась путем выдачи управляющих воздействий на канал регулирования мощности турбины генератора $\Delta P = 4 \cdot t$. Полученные сигналы (δ_m , f_m) сравнивались с эталонными зависимостями (δ_{real} , f_{real}), воспроизводимыми средой MATLAB Simulink. На рисунке 3.10 приведены результаты моделирования.

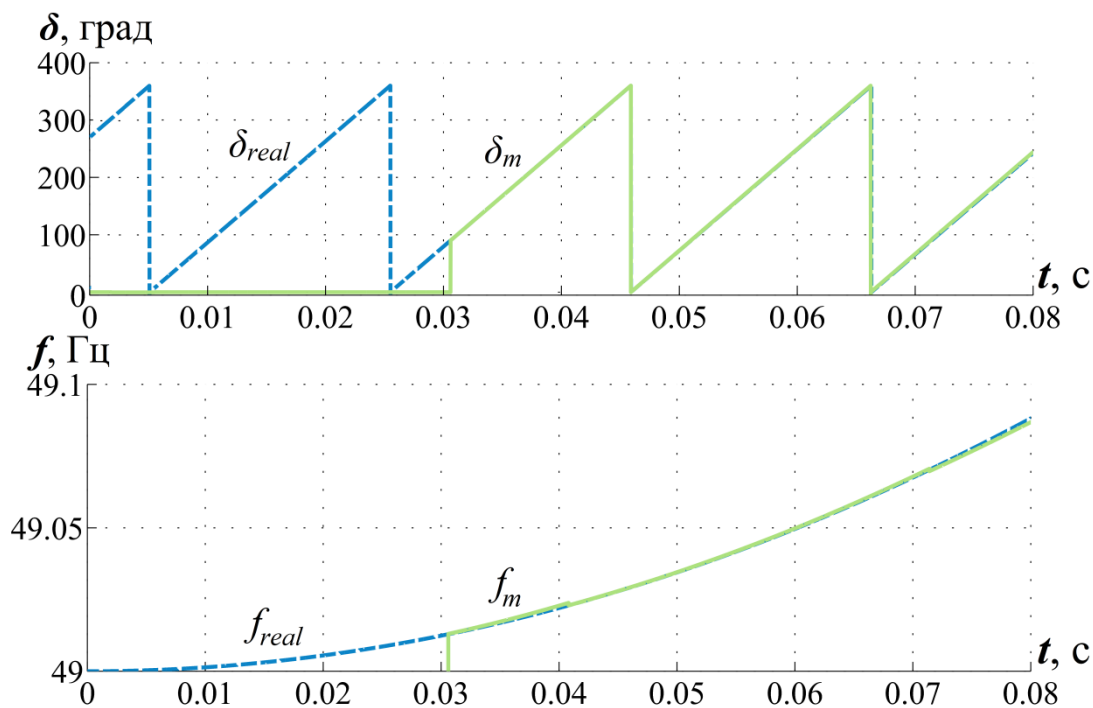


Рисунок 3.10 – Результаты измерения при неравномерном характере изменения ускорения

Следует отметить, что в соответствии с (2.27) указанные управляющие воздействия не соответствуют в чистом виде равноускоренному движению, хотя и близки к нему. Тем не менее, как видно из рисунка 3.10 определение фазы и частоты напряжения производится с высокой точностью. Величина ускорения изменялась линейно от 0,894 Гц/с до 2,09 Гц/с, что в целом соответствует управляющим воздействиям. Незначительные отклонения обусловлены дискретизацией измеряемого сигнала, а также аппроксимацией ускорения вектора напряжения линейной зависимостью.

3.5 Выводы

1. Проведенный анализ подходов к измерению параметров вращательного движения векторов напряжения показал, что алгоритмы новейших систем измерения позволяют обеспечить высокую точность определения величин относительного угла и относительной скорости в установившихся режимах. Возможности функционирования таких систем в переходных режимах пока неоднозначны и подлежат дальнейшему исследованию. Точность определения

относительного ускорения, в известных первоисточниках не рассматривается и представляется неопределенной.

2. Описанный в [83] измерительный блок современного автоматического синхронизатора АС-М в целом удовлетворяет требованиям процесса синхронизации с использованием принципов «подгонки» и «ожидания». В то же время задача синхронизации с эталонной моделью предполагает повышенные требования к точности определения параметров синхронизации на всем этапе измерения, что приводит к необходимости использования более совершенных алгоритмов.

3. Высокие темпы внедрения в ЕЭС современных систем WASP и СМПП открывает новые возможности для управления динамическими переходами энергосистем, в общем, и синхронизации энергосистем, в частности. Однако их применение с позиции этих вопросов требует тщательного исследования.

4. Предложены подход и алгоритмы измерения параметров вращательного движения векторов напряжения, учитывающие неравномерный характер их движения. Указанный подход позволяет непрерывно и с повышенной точностью оценивать величины всех требуемых параметров синхронизации на интервале измерения. Перспективным с точки зрения развития предложенного способа представляется применение алгоритмов обработки измеренного сигнала, используемые в устройствах PMU.

ГЛАВА 4 МОДЕЛИРОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ РАБОТЫ УСТРОЙСТВА СИНХРОНИЗАЦИИ С ЭТАЛОННОЙ МОДЕЛЬЮ

4.1 Задачи и средства моделирования алгоритмов работы устройств автоматической точной синхронизации

С целью проведения анализа эффективности разработанных и изложенных выше алгоритмов работы устройства синхронизации с эталонной моделью было выполнено их моделирование с использованием специализированных программных комплексов. Первичное моделирование проводилось в программном комплексе (ПК) Mustang и не учитывало инерционность управляющих воздействий. Для сравнительного анализа эффективности предложенных алгоритмов с алгоритмами существующих систем автоматической синхронизации, были проведены опыты моделирования процесса синхронизации для невозмущенного состояния режимных параметров и в условиях возникновения возмущений в сети.

Дальнейшее моделирование проводилось в специализированной среде моделирования MATLAB Simulink и включало в себя воспроизведение алгоритмов функционирования регулятора устройства синхронизации с эталонной моделью. Для этого была воссоздана одномашинная модель энергосистемы, содержащая, в частности, одномассовую модель турбины синхронизируемого генератора и модель ее регулятора, что позволило оценить работоспособность алгоритмов работы устройства в условиях инерционности управления.

4.2 Моделирование алгоритмов работы устройств автоматической точной синхронизации в ПК Mustang

4.2.1 Моделирование алгоритмов работы современных устройств

В качестве объекта моделирования были выбраны алгоритмы функционирования автоматического синхронизатора SYNCHROTACT производства шведско-швейцарской компании ABB [32].

Следует отметить, что алгоритмы работы отечественных устройств АС-М и СПРИНТ-М близки по содержанию к моделируемым алгоритмам [29, 31], а потому проводить их отдельное моделирование нецелесообразно.

В качестве среды моделирования был выбран специализированный программный комплекс Mustang (ПК Mustang). Моделируемая схема представлена одномашинной энергосистемой («генератор-шины бесконечной мощности»), изображенной на рисунке 4.1.

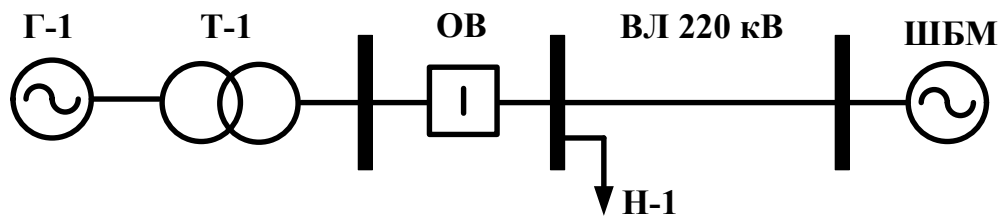


Рисунок 4.1 – Схема моделируемой в ПК Mustang одномашинной энергосистемы

Величины параметров синхронизации измерялись на контактах объединяющего выключателя (ОВ). Приемная энергосистема (ЭЭС) моделировалась шинами бесконечной мощности (ШБМ). Связующими элементами схемы являются трансформатор Т-1 марки ТРДН-40 и ВЛ 220 кВ длиной 100 км, выполненная проводом марки АС-240/32. Параметры указанных элементов выбраны в соответствии с [94]. Параметры моделируемого генератора Г-1 приведены в Приложении Д.

Моделирование осуществлялось при следующих условиях:

- инерционность регулятора турбины не учитывалась;
- возмущения, приводящие к отклонению режимных параметров генератора и сети в ходе процесса управления, отсутствовали;
- включение объединяющего выключателя производилось при нулевой величине разности углов между векторами напряжения генератора и сети;
- относительная скорость (скольжение) между векторами напряжения генератора и сети находилась в пределах 2,4 Гц;
- относительное ускорение не контролировалось.

Параметры настройки моделируемого синхронизатора приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1. Параметры настройки моделируемого синхронизатора

Параметр	Допустимые пределы (шаг изменения)	Выбранное значение
Минимальная длительность импульсов регулирования частоты t_{pmin} , с	0,05 – 2 (0,01)	0,1
Интервал между импульсами регулирования частоты t_{bp} , с	1 – 120 (1)	1
Коэффициент пропорциональности регулирования частоты K_f , %/с	0,01 – 5 (0,01)	2
Предельная величина скольжения, %	0,01 – 6 (0,01)	0,06 % (0,03 Гц)

Интервал между импульсами регулирования позволяет учитывать инерционность регулирования и может достигать 120 секунд, однако ввиду того, что для рассматриваемого примера моделирование производилось без учета инерционности регулятора турбины, значение интервала выбрано минимально возможным.

Результаты моделирования представлены для следующих начальных условий: частота генератора 47,6 Гц, частота сети 50 Гц, относительный угол между векторами напряжения генератора и сети 73° .

На рисунке 4.2 представлены результаты моделирования алгоритмов работы устройства автоматической точной синхронизации SYNCHROТАСТ. Несмотря на то, что в нормативных документах допускается как положительная, так и отрицательная величина скольжения, предпочтительным является включение ОВ при положительном значении, т. е. когда частота генератора f_G несколько выше частоты сети [12, 95, 96]. Это условие принимается с целью предотвращения передачи мощности в направлении генератора и его перехода в двигательный

режим, что может привести к излишнему срабатыванию защиты от обратной мощности.

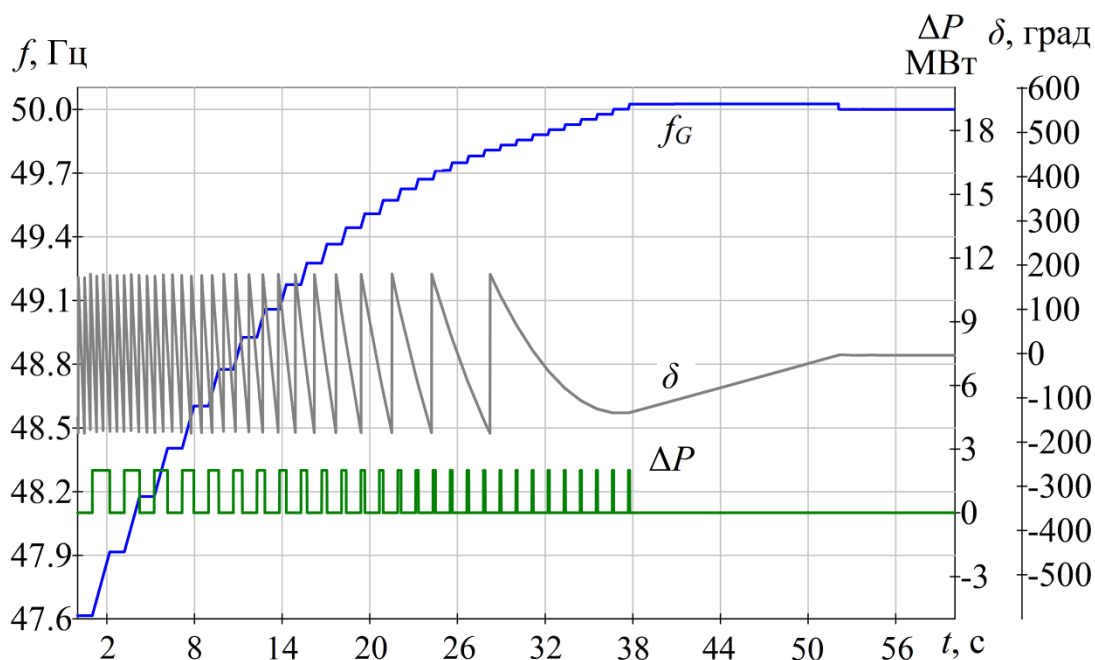


Рисунок 4.2 – Результаты моделирования алгоритмов работы синхронизатора SYNCHROTACTION ($K_f = 2$, $t_{pmin} = 0,1$ с)

В ходе моделирования частота сети была принята 50 Гц и не менялась. Время выполнения подгонки частоты генератора к частоте сети составило 37,8 секунды. Время ожидания момента совпадения фаз векторов напряжения генератора и сети 14,2 секунды. Полное время синхронизации 52 секунды.

Следует отметить, что выбор больших значений минимальной длительности импульсов регулирования частоты и коэффициента пропорциональности регулирования позволяет сократить общее время синхронизации, но в ряде случаев приводит к перерегулированию (рисунок 4.3).

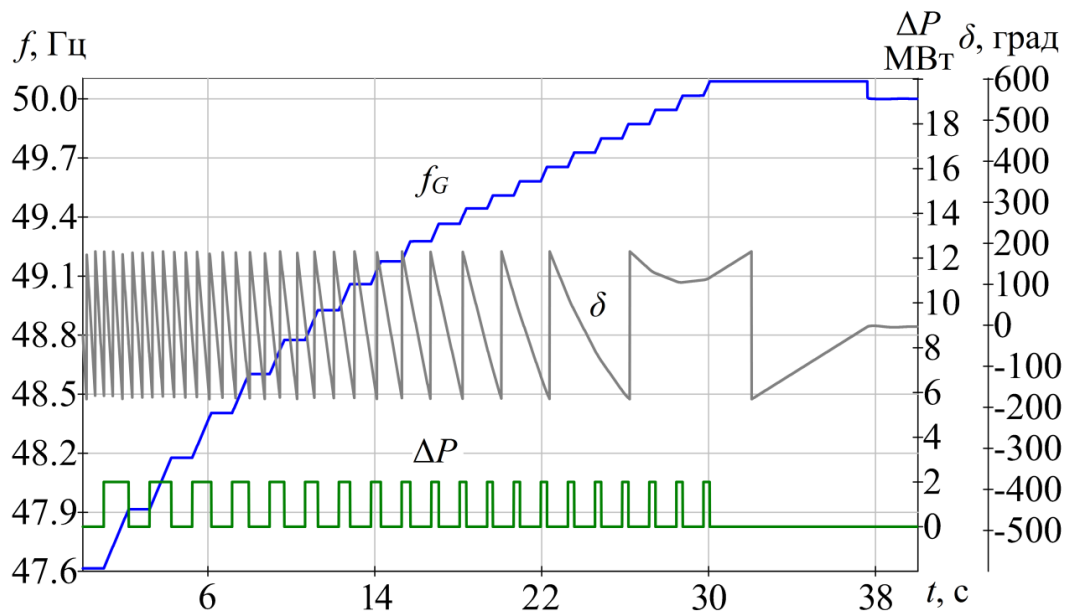


Рисунок 4.3 – Результаты моделирования алгоритмов работы синхронизатора SYNCHROTECT ($K_f = 2$, $t_{pmin} = 0,3$ с)

Время выполнения подгонки частоты генератора к частоте сети составило 30 секунд. Время ожидания момента совпадения фаз векторов напряжения генератора и сети 7,6 секунды. Полное время синхронизации 37,6 секунды. Включение произведено при значении скольжения 0,09 Гц, что превышает выбранное значение уставки по скольжению (0,03 Гц), близко к предельному по условиям точной синхронизации значению, приведенному в отечественной литературе (0,1 Гц) и превышает допустимое значение, приведенное в стандартах IEEE (0,067 Гц). Невыполнение последнего импульса регулирования установило бы частоту генератора на уровне 50,01 Гц, при этом время ожидания момента совпадения фаз напряжений генератора и сети существенно увеличивалось (скорость изменения относительного угла при скольжении 0,01 Гц составляет 3,6 градуса в секунду). В то же время попытка точной «подгонки» частоты может привести к эффекту «рысканья», описанному в п. 1.2.5.

Следует отметить, что в рассмотренном примере (см. рисунок 4.3) при больших величинах скорости изменения относительного угла (32,4 градуса в секунду) могут возникнуть трудности в определении момента включения выключателя, что приведет к ненулевому значению относительного угла в момент включения.

Ранее, в качестве одного из недостатков существующих систем автоматической точной синхронизации (см. п. 1.2.5) была выделена неустойчивость процесса управления к случайным возмущениям, способным вызвать отклонения режимных параметров, как генератора, так и сети (или частей ЭЭС). На рисунке 4.4 представлены результаты моделирования опыта синхронизации генератора с сетью для случая возникновения случайного возмущения продолжительностью 28,8 секунды вызвавшего понижение частоты сети до значения 49,8 Гц. Затем возмущение было снято и частота сети восстановлена до номинального значения 50 Гц.

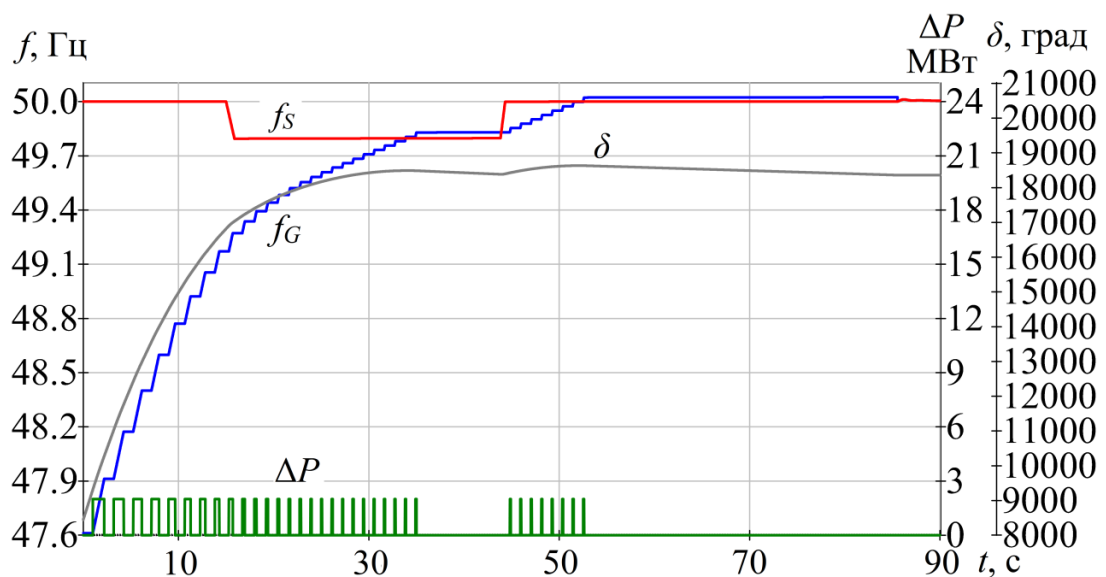


Рисунок 4.4 – Результаты моделирования алгоритмов работы синхронизатора SYNCHROTACT при возникновении случайного возмущения

В качестве возмущения, согласно [97] был выбран скачкообразный аварийный небаланс активной мощности по причине отключения одного из генераторов ЭЭС, что привело к снижению частоты. Рассмотренный случай относится к группе нормативных возмущений II. Целесообразность рассмотрения этого случая обусловлена тем, что в соответствии с [98, 99] во второй синхронной зоне единой энергетической системы (ЕЭС) России должно быть обеспечено поддержание квазиустановившегося (усредненного на 20-секундном временном интервале) значения частоты в пределах $(50 \pm 0,2)$ Гц не менее 95% времени суток без выхода за величину $(50 \pm 0,4)$ Гц. В первой синхронной зоне отклонения в

пределах $\pm 0,2$ Гц допускаются в том случае, если в течение 15 минут частота будет восстановлена до значения $(50 \pm 0,05)$ Гц. Таким образом, отклонения частоты в указанных пределах являются возможными и допустимыми.

На рисунке 4.4 к моменту времени 35 секунд частота генератора составила 49,83 Гц. Однако в процессе ожидания момента совпадения фаз напряжений генератора и сети (в момент времени 44,3 секунды) частота сети была восстановлена до значения 50 Гц, что вызвало необходимость повторного выполнения процесса подгонки частоты генератора к частоте сети. К моменту времени 53,6 секунды частота генератора достигла 50,03 Гц и, после достижения равенства фаз напряжений генератора и сети был включен выключатель.

Время выполнения подгонки частоты генератора до значения 49,83 Гц составило 35 секунд. Время подгонки частоты генератора от 49,83 Гц до 50,03 Гц составило 7,8 секунды. Время ожидания момента совпадения фаз векторов напряжения генератора и сети перед включением выключателя 31,9 секунды. Полное время синхронизации 86,5 секунды.

Для возможности управления частотой сети в последнем опыте приемная ЭЭС была представлена генератором большой мощности. При этом, в силу особенностей моделирующего комплекса, величина относительного угла напряжения генератора Γ_1 отсчитывалась относительно синхронной оси вращения (с частотой 50 Гц) и перестала нести информацию об относительном угле δ между синхронизируемым генератором и сетью. Графическая зависимость угла δ была задана разностью углов векторов напряжения с обеих сторон объединяющего выключателя. Однако вследствие невозможности учета программным комплексом Mustang количества взаимных оборотов векторов напряжения при вычислении разности углов, указанная зависимость представлена на рисунке 4.4 возрастающей кривой с конечным значением 18360° (что соответствует 0° и 51 взаимному обороту векторов напряжения генератора и сети).

Рассмотренный случай (см. рисунок 4.4) демонстрирует результаты моделирования при воздействии единичного возмущения в сети, в результате чего

время синхронизации возросло с 52 до 86,5 секунды. На практике в ходе процесса синхронизации количество подобных возмущений неопределенно и зависит от действительной схемно-режимной ситуации. При этом будет возникать неоднозначность не только с точки зрения времени, необходимого для включения на параллельную работу генератора с сетью, но также и с точки зрения успешности процесса синхронизации в целом. Следует отметить, что наиболее выражен указанный недостаток в сравнительно малых частях ЭЭС, когда режимные параметры способны колебаться в широких пределах, а также в аварийных режимах. В последнем случае это приводит к задержке включения ОВ (до 5 и более минут) и обуславливает необходимость перехода к процедуре самосинхронизации [6].

4.2.2 Моделирование алгоритмов работы устройства синхронизации с эталонной моделью в ПК Mustang

Для оценки эффективности представленных в главе 2 алгоритмов работы устройства синхронизации с эталонной моделью было проведено их моделирование в программном комплексе Mustang. При моделировании воспроизводилась идентичная рассмотренной в п. 4.1 схемно-режимная ситуация. При этом максимальная величина управляющих воздействий (небаланса мощности на валу генератора) была выбрана сопоставимой с использованной при моделировании алгоритмов работы современных устройств автоматической точной синхронизации величиной.

В качестве алгоритмов построения ПТД были выбраны алгоритмы постоянного и линейно изменяющегося небалансов мощности. При этом согласно приведенным в п. 2.3 выражениям на основании начальных значений δ_0 , v_0 , ΔP_0 формируются управляющие зависимости $\Delta P(t)$ в соответствии с которыми проводится регулирование мощности турбины и в момент времени t_T подается команда на включение объединяющего выключателя.

Результаты моделирования процесса синхронизации по алгоритму построения ПТД постоянного небаланса мощности представлены на рисунке 4.5.

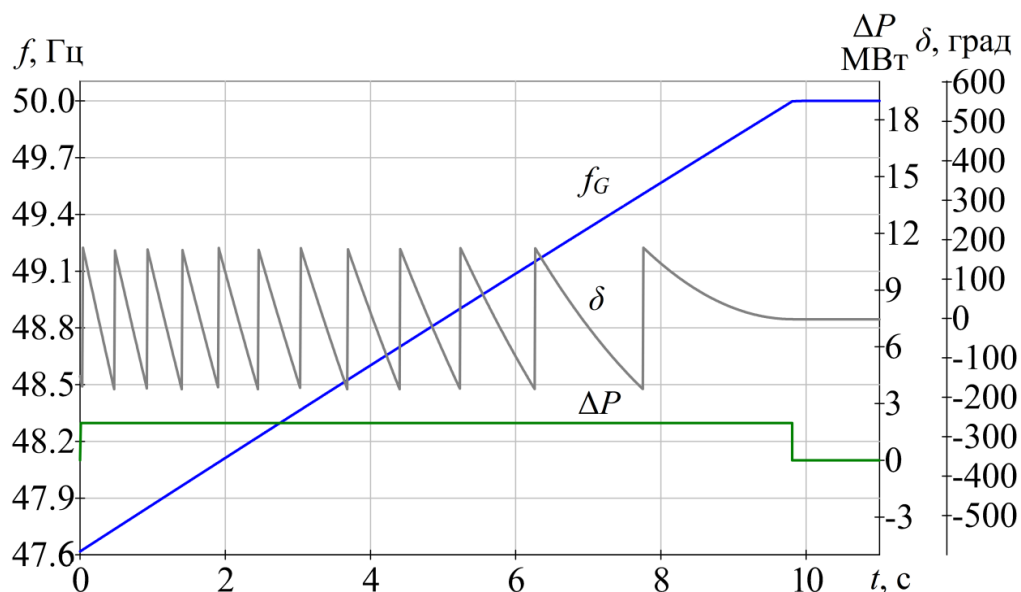


Рисунок 4.5 – Результаты моделирования процесса синхронизации по алгоритму постоянного небаланса мощности

Полное время синхронизации составило 9,8 секунды. Как видно из рисунка 4.5, к моменту включения выключателя условия синхронизации были соблюдены с высокой точностью, что позволило выполнить включение при отсутствии сопровождающих колебаний режимных параметров. Очевидно, что сокращение времени синхронизации (в сравнении с результатами, представленными в п. 4.1) достигается не только исключением интервала ожидания момента совпадения фаз синхронизируемых объектов, но также и непрерывностью управления, что позволяет уйти от необходимости выдержки интервалов между управляющими импульсами.

Результаты моделирования процесса синхронизации по алгоритму построения ПТД линейно изменяющегося небаланса мощности представлены на рисунке 4.6.

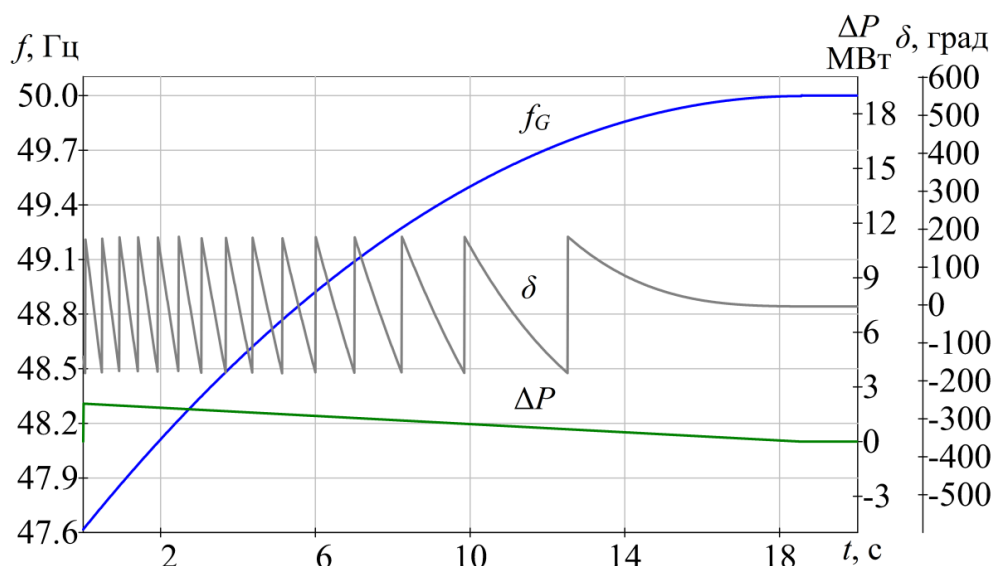


Рисунок 4.6 – Результаты моделирования процесса синхронизации по алгоритму линейно изменяющегося небаланса мощности

Полное время синхронизации составило 18,6 секунды. Как и в предыдущем опыте моделирования, условия синхронизации к моменту включения объединяющего выключателя были соблюдены с высокой точностью.

Ниже рассмотрены опыты моделирования алгоритмов построения ПТД в условиях постоянного и линейно изменяющегося небаланса мощности при возникновении возмущений в сети. В качестве алгоритма управления траекторией движения параметров синхронизации принято управление по принципу «гибких» траекторий.

На рисунке 4.7 представлены результаты моделирования процесса синхронизации по алгоритму постоянного небаланса мощности при возникновении случайного возмущения, аналогичного рассмотренному в п. 4.1. В момент времени 2,5 секунды произошло возмущение, приводящее к отклонению частоты сети до 49,8 Гц. Соответственно, было произведено перестроение ПТД исходя из текущих значений параметров синхронизации, основу которой составила коррекция небаланса мощности генератора ΔP_2 по отношению к прежнему значению ΔP_1 величиной $(\Delta P_1 - \Delta P_2) / \Delta P_1 = 0,06$ о.е.

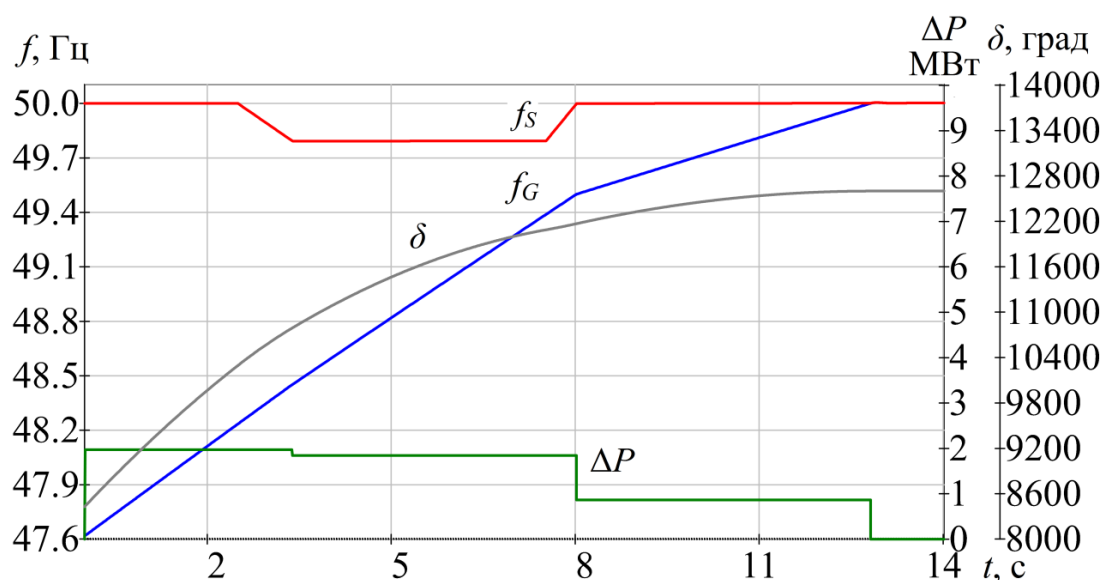


Рисунок 4.7 – Результаты моделирования процесса синхронизации по алгоритму постоянного небаланса мощности при возникновении случайного возмущения

В момент времени 8 секунд происходит восстановление частоты сети до прежнего значения 50 Гц и повторное перестроение ПТД, что потребовало существенной коррекции небаланса мощности генератора: $(\Delta P_2 - \Delta P_3) / \Delta P_2 = 0,53$ о.е. Полное время синхронизации составило 12,8 секунды, что на 3 секунды больше, чем время синхронизации в условиях отсутствия возмущений (см. рисунок 4.5).

На рисунке 4.8 приведены результаты моделирования процесса синхронизации по алгоритму линейно изменяющегося небаланса мощности для случая возникновения случайного возмущения.

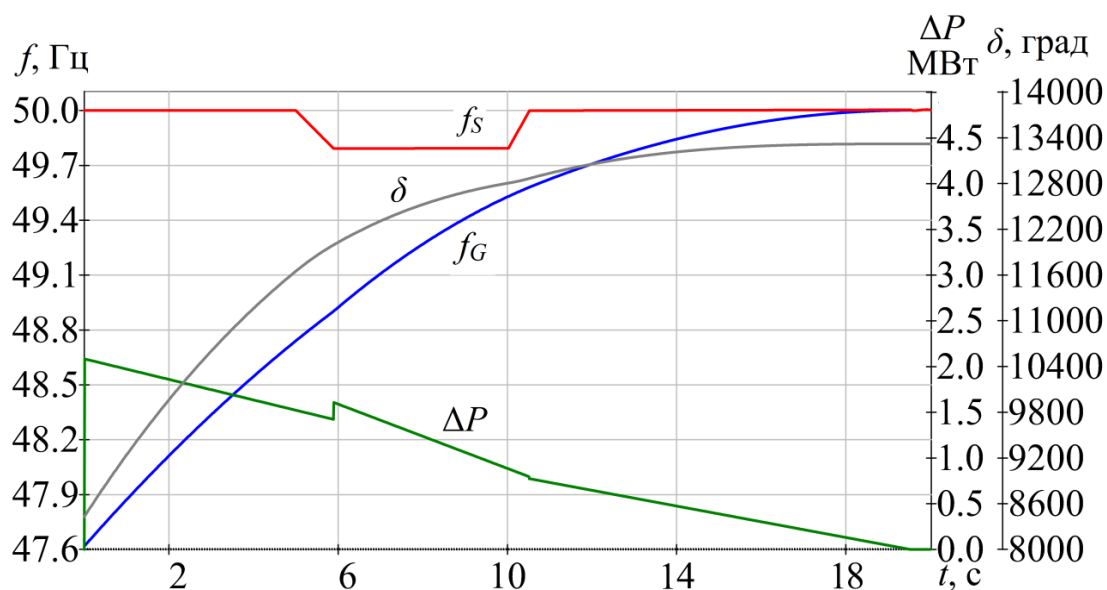


Рисунок 4.8 – Результаты моделирования процесса синхронизации по алгоритму линейно изменяющегося небаланса мощности при возникновении случайного возмущения

Управление осуществлялось аналогично рассмотренному для алгоритма постоянного небаланса мощности примеру. Полное время синхронизации составило 19,5 секунды, что на 0,9 секунды больше, чем в случае невозмущенного движения (см. рисунок 4.6).

4.2.3 Результаты моделирования алгоритмов работы устройств автоматической точной синхронизации в ПК Mustang

Исходя из результатов моделирования процесса синхронизации с применением алгоритмов работы устройства синхронизации с эталонной моделью, можно сделать предварительный вывод об эффективности предложенного способа, так как не учитывались инерционные свойства исполнительных устройств регулирования. Применение целенаправленного комплексного управления по всем параметрам относительного движения векторов напряжения синхронизируемых объектов позволило значительно сократить время, необходимое для синхронизации в сравнении с алгоритмами работы современных устройств, а управление по принципу «гибких» траекторий обеспечило эффективность функционирования в условиях отклонений

параметров синхронизации от ПТД для рассмотренных случаев возникновения возмущений. Стоит ожидать, что в реальных условиях такое управление по принципу «гибких траекторий» может потребовать достаточно интенсивных управляющих воздействий и приведет к изменению времени синхронизации. Поэтому требуется детальная проработка вопроса об области применения данного принципа, особенно при использовании систем регулирования, обладающих сравнительно большой инерцией.

4.3 Моделирование алгоритмов работы устройства синхронизации с эталонной моделью в среде MATLAB Simulink

Результаты моделирования алгоритмов работы устройства синхронизации с эталонной моделью в программном комплексе Mustang показали предварительную эффективность принятого подхода к синтезу устройств синхронизации с эталонной моделью, а также работоспособность предложенных алгоритмов построения ПТД. Однако для более детального анализа эффективности алгоритмов работы синтезируемого устройства требуется использование более сложных моделей исследуемых элементов энергосистемы, в частности, применение модели турбины и ее регулятора. В то же время для моделирования алгоритмов компенсации отклонений параметров синхронизации от ПТД моделирующий комплекс должен обладать возможностями синтеза устройств автоматики, обладающих сравнительно сложными алгоритмами. Указанные требования обусловили необходимость перехода от программного комплекса Mustang к специализированной среде моделирования MATLAB Simulink с библиотекой SimPowerSystems, содержащей стандартные модели турбин, их регуляторов, а также позволяющей синтезировать собственные устройства автоматики и элементы энергосистем.

4.3.1 Описание моделируемой схемы

В ходе моделирования использовалась схема одномашинной ЭЭС, представленная на рисунке 4.9. Основными элементами схемы моделирования являются: блок построения эталонной модели (Ref. Model), синхронный генератор

(Synchronous generator) с моделью паровой турбины и ее регулятора (Steam Turbine and Governor), объединяющий выключатель (Three-Phase Breaker) и энергосистема (Power system), а также незначительная (10 мВт) нагрузка (Load), требуемая для обеспечения работоспособности модели при отключенном выключателе.

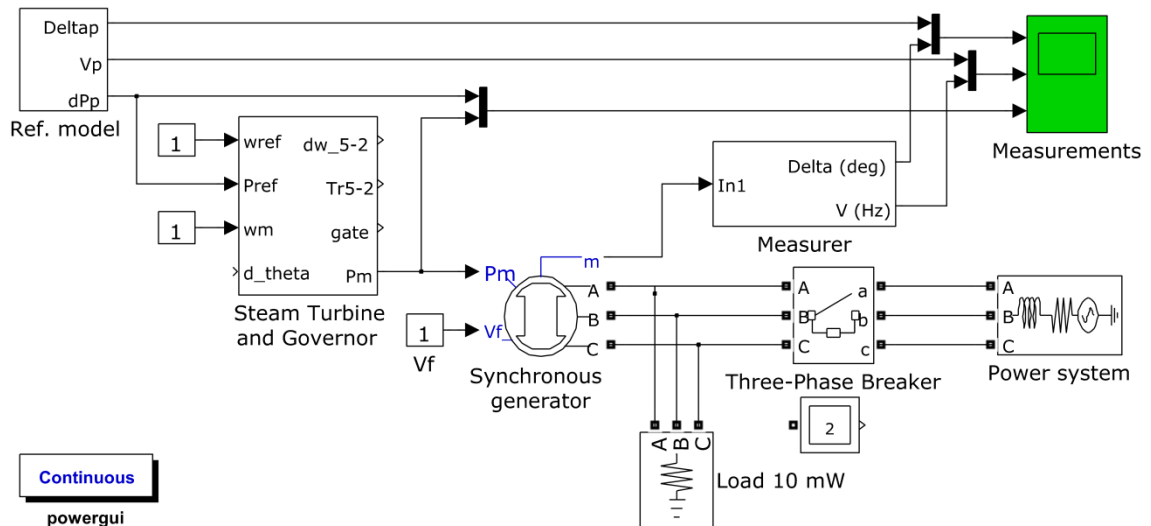


Рисунок 4.9 – Моделируемая схема одномашинной ЭЭС в MATLAB Simulink

Блок построения эталонной модели формирует необходимые управляющие воздействия на выход dPp в соответствии с алгоритмом постоянного или линейно изменяющегося небаланса мощности. Управляющие воздействия поступают на систему регулирования турбины, что приводит к изменению параметров движения вращающейся части энергоагрегата. Блок Measurer выполняет функции измерения величин относительного угла и относительной скорости. Синхронная машина включается в сеть посредством объединяющего выключателя в заданный момент времени. Напряжение, приложенное к обмотке возбуждения, принимается постоянным и равным 1 о.е.

Модель синхронного генератора выполнена стандартным блоком Synchronous Machine pu Standard библиотеки SimPowerSystems. Электрическая часть модели синхронного генератора описывается системой дифференциальных уравнений 6-го порядка [100, 101]. Механическая часть описывается уравнениями:

На входы 1 и 2 подаются желаемые значения угловой скорости ротора (w_{ref}) и мощности турбины (P_{ref}). На входы 3 и 4 – фактические значения угловой скорости ротора (w) и угла нагрузки (d_theta) синхронного генератора. Выходными величинами являются: вектор отклонений угловых скоростей (dw_{5-2}) и вектор моментов (Tr_{5-2}) для каждой части многомассовой модели вала, механическая мощность турбины (P_m), а также величина открытия затвора турбины ($gate$). Входные и выходные величины, за исключением угла нагрузки, измеряются в относительных единицах.

Система регулирования турбины, аналогичная одной из рекомендуемых в [104], включает в себя пропорциональный регулятор, реле скорости, представленное апериодическим звеном первого порядка, и управляющий сервомотор (рисунок 4.11).

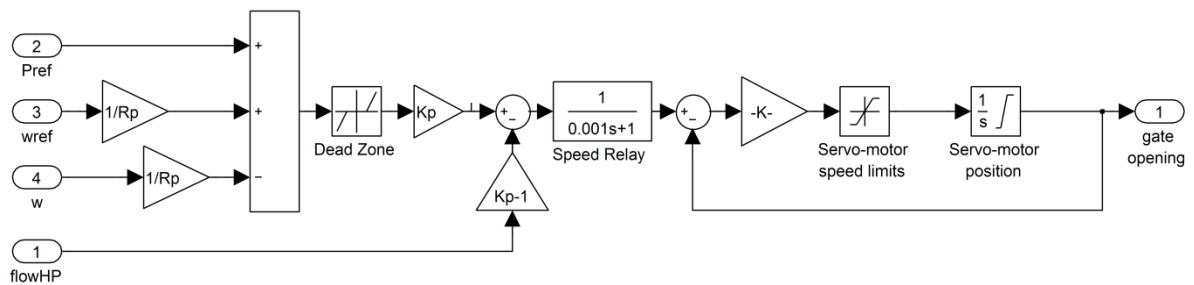


Рисунок 4.11 – Структурная схема модели системы регулирования паровой турбины

Для регулятора задаются следующие параметры: коэффициент усиления K_p (о.е.); коэффициент ослабления R_p (о.е.); ширина мертвой зоны D_z (о.е.). Для использования обратной связи по расходу пара (переменная $flowHP$), коэффициент усиления K_p рекомендуется установить равным 3; при установке K_p , равным 1, обратная связь по расходу пара не используется. Для реле скорости предусмотрена возможность установки постоянной времени T_{sr} (с). Сервомотор задается постоянной времени T_{sm} (с), минимальной v_{gmin} и максимальной v_{gmax} скоростью перемещения затвора (о.е./с), и минимальной g_{min} и максимальной g_{max} зоной открытия затвора (о.е.).

Модель непосредственно паровой турбины представлена четырехкаскадной нелинейной системой (рисунок 4.12).

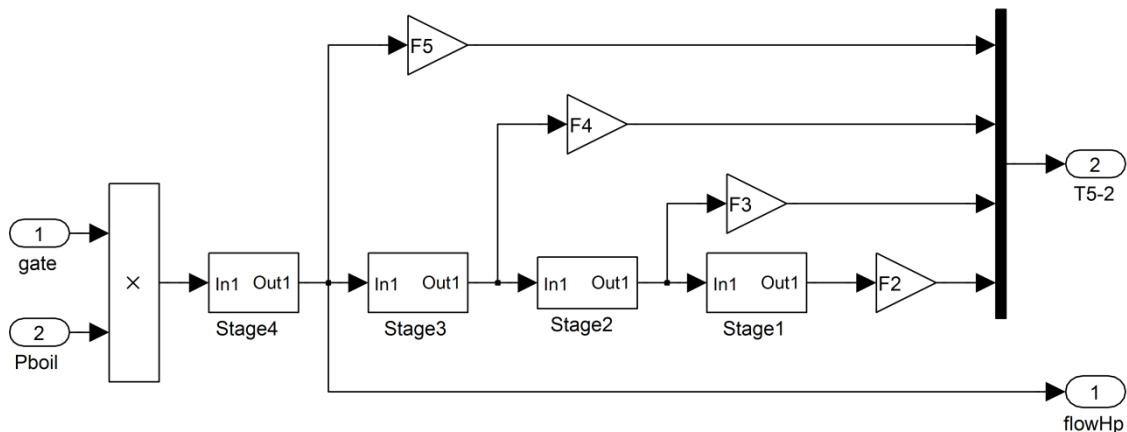


Рисунок 4.12 – Структурная схема модели паровой турбины

Каждый из четырех каскадов паровой турбины представлен апериодическим звеном и задается своей постоянной времени ($T_2, \dots, T_5$), а также коэффициентом распределения момента на валу турбины ($F_2, \dots, F_5$). Первый каскад (Stage 4) представляет паросборник, оставшиеся три каскада (Stage 1-3) могут представлять либо промежуточный пароперегреватель, либо перепускной трубопровод над турбиной. Модель котла не предусмотрена, давление пара в котле (Pboil) постоянно и равно 1 о.е.

Модель вала турбины может быть представлена как одномассовой, так и многомассовой. Масса вала синхронной машины учтена в модели синхронного генератора. Четырехмассовая модель вала турбины позволяет учесть влияние механических колебаний основных частей, например [106, 107]:

- первого вала (цилиндр высокого давления – цилиндр среднего давления);
- второго вала (цилиндр среднего давления – цилиндр низкого давления 1);
- третьего вала (цилиндр низкого давления 1 – цилиндр низкого давления 2);
- четвертого вала (цилиндр низкого давления 2 – ротор генератора).

Масса, ближайшая к синхронному генератору, соответствует номеру 2, а наиболее отдаленная – номеру 5. Модель вала турбины учитывается постоянными инерции H_2-H_5 , постоянными демпфирования D_2-D_5 , а также коэффициентами жесткости $K_{12}, K_{23}, K_{34}, K_{45}$ составляющих вала.

Параметры моделируемой турбины приведены в Приложении Ж. Для последующего моделирования была выбрана одноступенчатая модель паровой турбины.

4.3.2 Результаты моделирования алгоритмов работы устройства синхронизации с эталонной моделью без учета модели турбины и ее регулятора

С целью сопоставления результатов моделирования в среде MATLAB Simulink с полученными ранее результатами моделирования в ПК Mustang, а также апробации моделируемой схемы первоначально были проведены опыты синхронизации генератора с сетью без учета модели турбины и ее регулятора (см. рисунок 4.13).

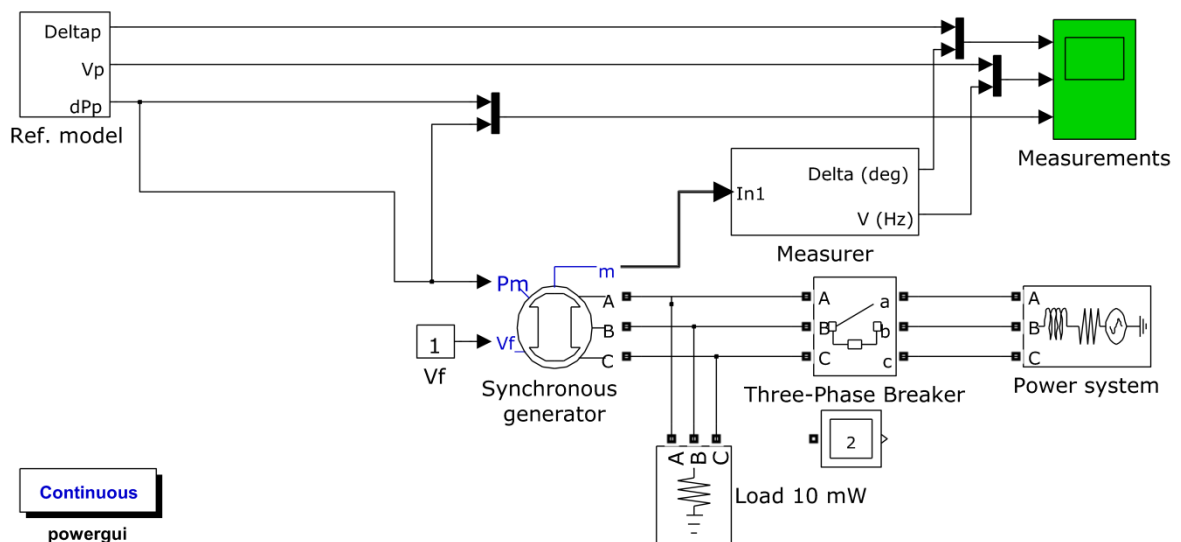


Рисунок 4.13 – Моделируемая схема двухмашинной ЭЭС без учета модели турбины генератора в MATLAB Simulink

Начальное значение относительной скорости минус 2 Гц, начальное значение относительного угла 0 рад/с, начальное значение небаланса мощности на валу генератора 0,005 о.е. В конечный момент времени величина небаланса мощности обнуляется мгновенно.

На рисунке 4.14 представлены результаты моделирования процесса синхронизации по алгоритму постоянного небаланса мощности.

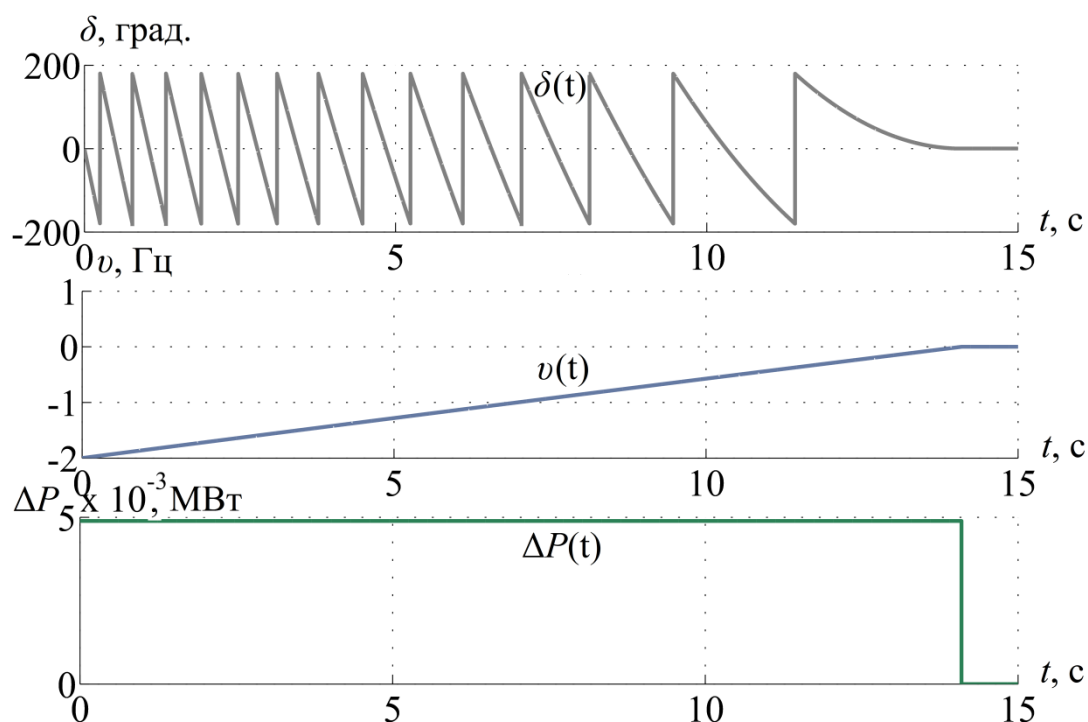


Рисунок 4.14 – Результаты моделирования процесса синхронизации по алгоритму постоянного небаланса мощности

Общее время синхронизации составило 14,1 секунды. Значения параметров синхронизации к моменту включения объединяющего выключателя: относительная скорость $v_T = -6,1 \cdot 10^{-5}$ Гц, относительный угол $\delta_T = 8,6 \cdot 10^{-5}$ градус.

Результаты моделирования процесса синхронизации по алгоритму линейно изменяющегося небаланса мощности представлены на рисунке 4.15.

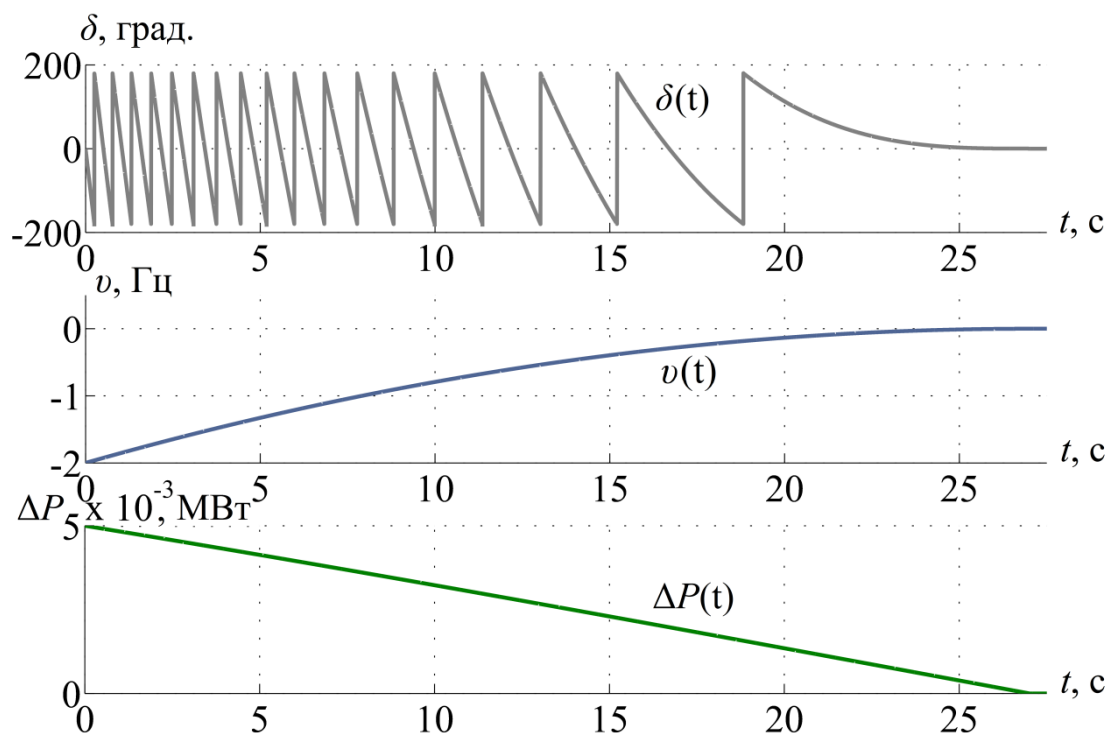


Рисунок 4.15 – Результаты моделирования процесса синхронизации по алгоритму линейно изменяющегося небаланса мощности

Общее время синхронизации составило 27 секунд. Значения параметров синхронизации к моменту включения выключателя составили: относительная скорость $v_T = -5,4 \cdot 10^{-12}$ Гц, относительный угол $\delta_T = -2,1 \cdot 10^{-6}$ градус.

В ходе анализа первичных результатов моделирования процесса синхронизации, полученных в среде MATLAB Simulink, было выявлено их соответствие результатам, полученным в ПК Mustang. При неучете модели турбины, и, соответственно, безынерционном управлении удалось обеспечить движение параметров синхронизации точно по построенным для них траекториям.

4.3.3 Результаты моделирования алгоритмов работы устройства синхронизации с эталонной моделью с учетом модели турбины и ее регулятора

Выполненные ранее опыты моделирования процесса синхронизации с использованием алгоритмов постоянного и линейно изменяющегося небаланса мощности показали эффективность предложенного подхода к управлению

процессом синхронизации в условиях безынерционного управления. Реальные же исполнительные элементы системы регулирования обладают некоторой инерционностью и не способны мгновенно реализовывать управляющие сигналы. Для оценки влияния этого фактора требуется проведение опытов моделирования процесса синхронизации с учетом запаздывания управлений.

Для иллюстрации влияния инерционности управляющих воздействий на рисунке 4.16 представлены результаты моделирования работы устройства синхронизации с эталонной моделью для алгоритма построения ПТД постоянного небаланса мощности с учетом модели паровой турбины и ее регулятора (см. рисунок 4.9). Начальные значения параметров синхронизации: небаланс мощности на валу генератора 0,005 МВт, относительная скорость минус 2 Гц, относительный угол 0° . Компенсация отклонений параметров относительного движения векторов напряжения генератора и сети от построенной для них ПТД не производилась.

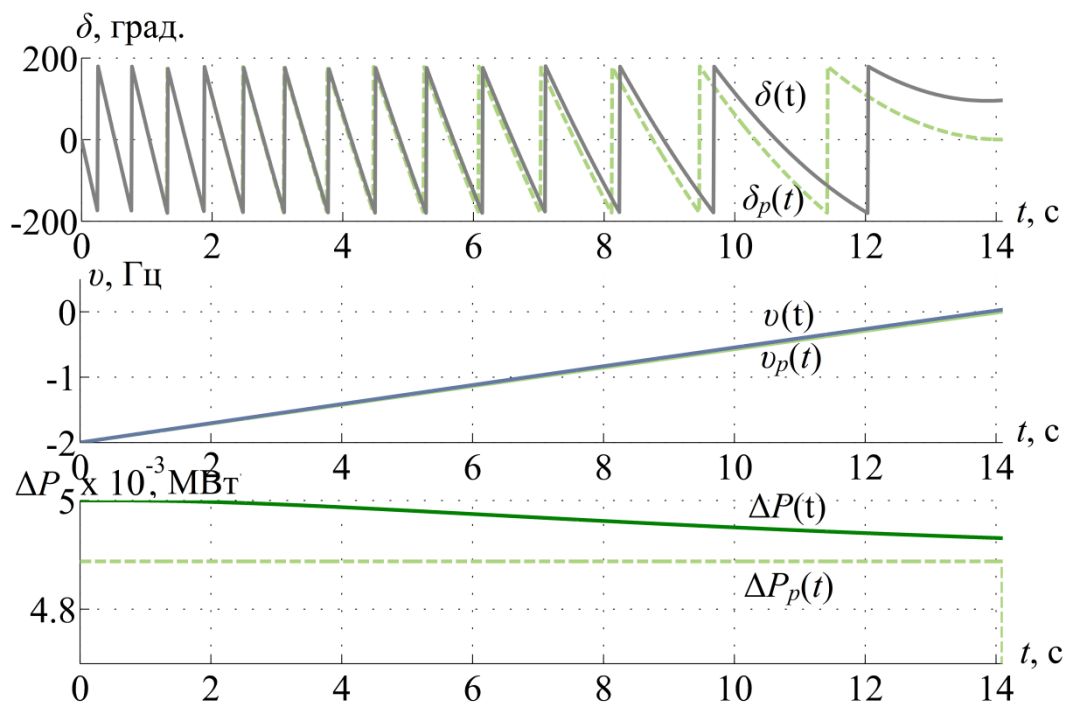


Рисунок 4.16 – Результаты моделирования работы устройства синхронизации с эталонной моделью для алгоритма построения ПТД постоянного небаланса мощности при учете модели паровой турбины генератора и ее регулятора

Расчетное время синхронизации составило 14,1 секунды. К этому моменту значение относительной скорости составило $v_T = 0,03$ Гц, относительного угла $\delta_T = 96,3^\circ$.

Как видно из рисунка 4.16, наличие инерционности в выдаче управляющих воздействий привело к невозможности мгновенной коррекции небаланса мощности на валу генератора в начальный момент времени, что послужило причиной отклонения параметров синхронизации от построенной для них ПТД.

В ходе проведения ряда опытов моделирования было выявлено, что наибольшее влияние инерционность управляющих воздействий оказывает на отклонение относительного угла, в то время как величина относительной скорости к расчетному моменту включения выключателя отклонялась несущественно и в целом находилась в пределах, допустимых установленными требованиями.

С целью компенсации отклонений параметров синхронизации от построенной для них ПТД в соответствии с п. 2.2, в канал управления мощностью турбины введен ПИД-регулятор, формирующий командные сигналы на выдачу стабилизирующих управляющих воздействий по отклонению относительной скорости (рисунок 4.17).

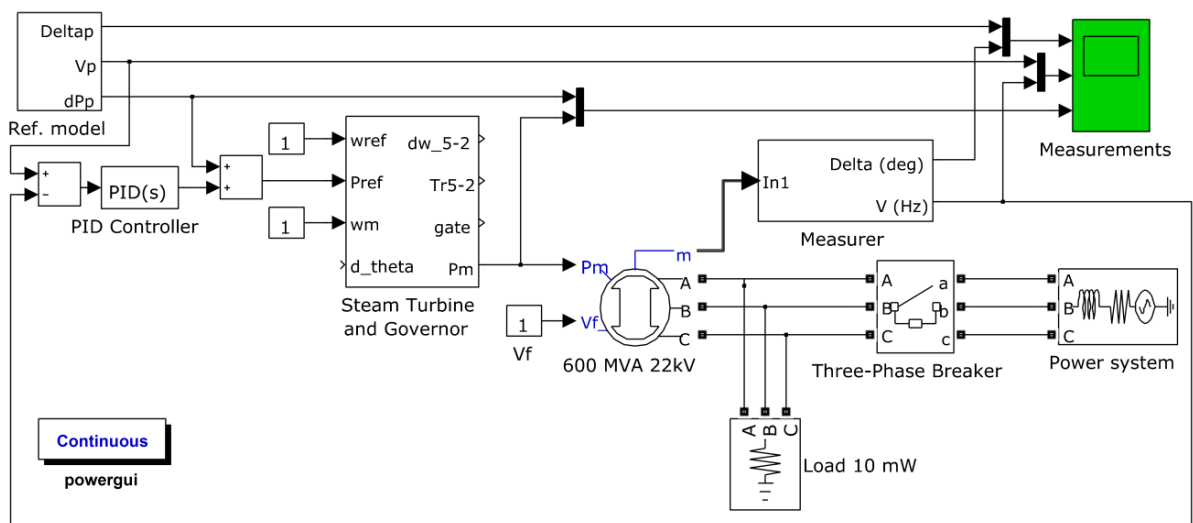


Рисунок 4.17 – Моделируемая схема двухмашинной ЭЭС в MATLAB Simulink с применением ПИД-регулятора в канале регулирования мощности турбины

Параметры настройки ПИД-регулятора получены методом Циглера-Николса с последующей ручной корректировкой и составили: $K_p = 1$; $K_D = 40$; $K_I = 1,45$. Результаты моделирования представлены на рисунке 4.18.

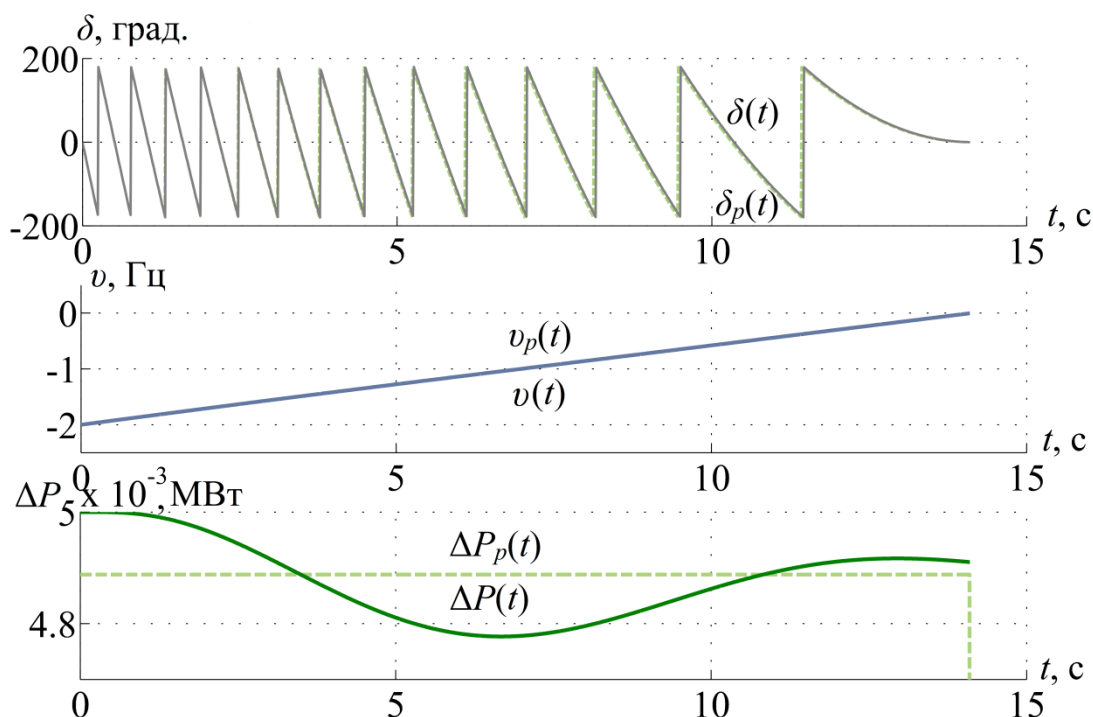


Рисунок 4.18 – Результаты моделирования работы устройства синхронизации с эталонной моделью для алгоритма построения ПТД постоянного небаланса мощности при компенсации отклонений

Значения параметров синхронизации к расчетному моменту включения выключателя составили: относительная скорость $v_T = -0,003854$ Гц, относительный угол $\delta_T = -0,003854^\circ$. Как видно, из рисунка 4.18, применение ПИД-регулятора в канале регулирования мощности турбины позволило существенно улучшить результаты синхронизации. Однако корректирующие воздействия привели к появлению нежелательной колебательности небаланса мощности на валу генератора. Несмотря на то, что указанные колебания имеют затухающий характер, при синтезе регулятора следует стремиться к уменьшению их амплитуды и увеличению скорости затухания. Этого удалось достичь путем увеличения интервала управления (рисунок 4.19).

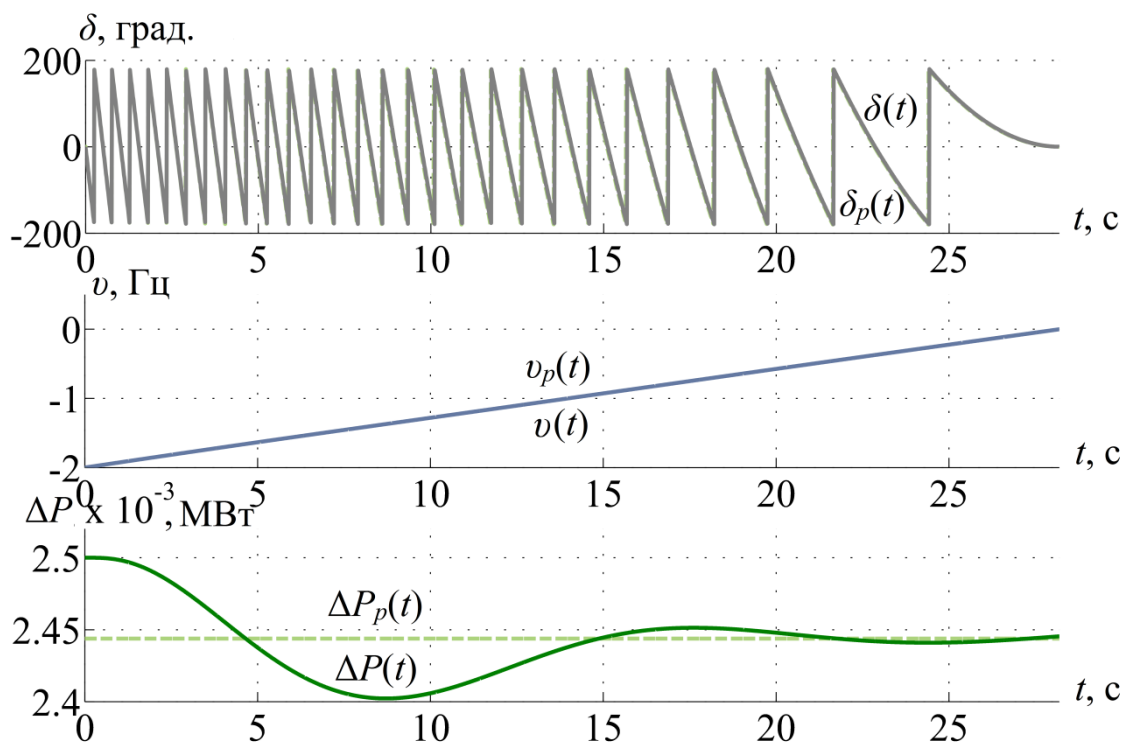


Рисунок 4.19 – Результаты моделирования работы устройства синхронизации с эталонной моделью для алгоритма построения ПТД постоянного небаланса мощности при компенсации отклонений

Общее время синхронизации составило 28,2 секунды. Значения параметров синхронизации к моменту включения выключателя составили: относительная скорость $v_T = -0,001891$ Гц, относительный угол $\delta_T = -0,0003574^\circ$. Увеличение интервала управления позволило обеспечить эффективное затухание колебательного процесса таким образом, что к расчетному моменту включения выключателя фактическая величина небаланса мощности турбины ΔP стала равна расчетной величине ΔP_p и колебательность прекратилась.

Аналогично была решена задача компенсации отклонений для алгоритма построения ПТД линейно изменяющегося небаланса мощности (рисунок 4.20).

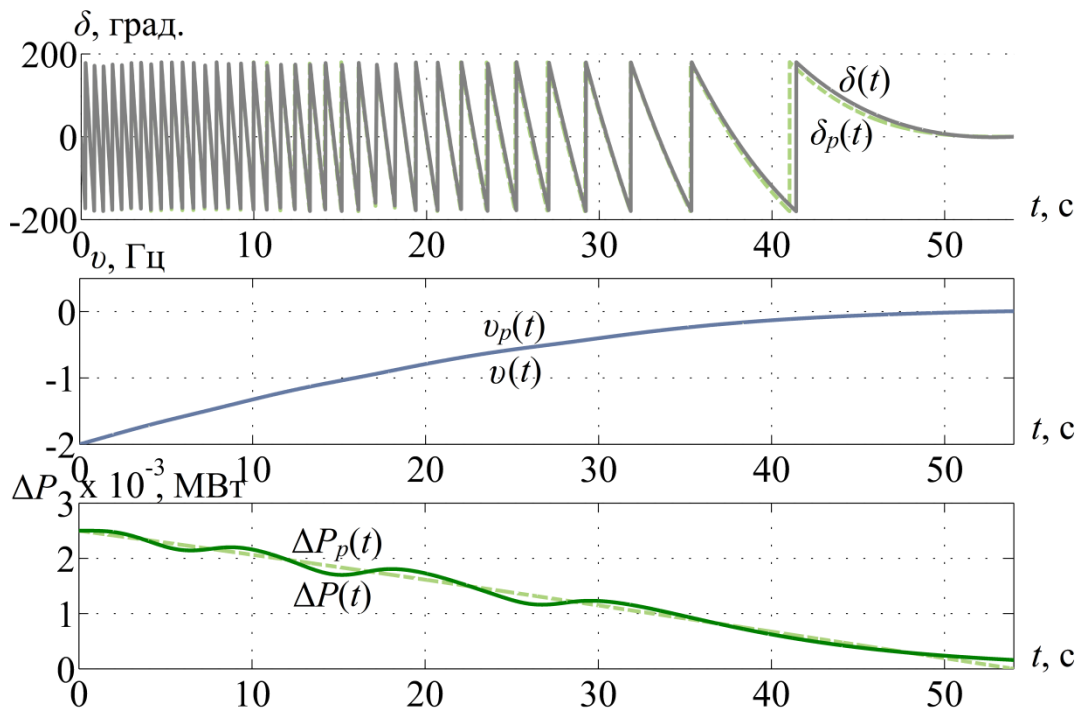


Рисунок 4.20 – Результаты моделирования работы устройства синхронизации с эталонной моделью для алгоритма построения ПТД линейно изменяющегося небаланса мощности при компенсации отклонений

Общее время синхронизации составило 54 секунды. Значения параметров синхронизации к моменту включения выключателя составили: относительная скорость $v_T = 0,005$ Гц, относительный угол $\delta_T = 0,07^\circ$.

Полученные результаты позволяют сделать вывод об эффективности принятого подхода для компенсации отклонений параметров относительного движения векторов напряжения генератора и сети от построенной для них ПТД. Важной задачей при этом остается выбор параметров настройки регулятора. Для приближения поставленной задачи к реальным условиям функционирования в моделируемую схему, представленную ранее (см. рисунок 4.17), был добавлен элемент «Анализатор состояния» (State analyzer), структура которого приведена на рисунке 4.21. Анализатор состояния был создан при помощи стандартных блоков и воспроизводит алгоритмы, описанные в п. 1.3.

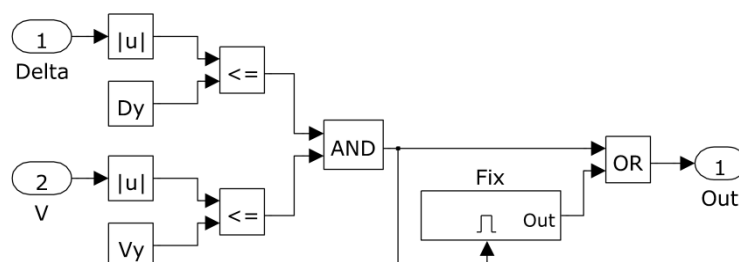


Рисунок 4.21 – Модель анализатора состояния в MATLAB Simulink

Уставки по частоте задаются блоками Dy и Vy . Блок Fix обеспечивает фиксацию команды на включение выключателя и предотвращает «дребезг» команд.

С учетом анализатора состояния моделируемая схема преобразуется к виду, представленному на рисунке 4.22.

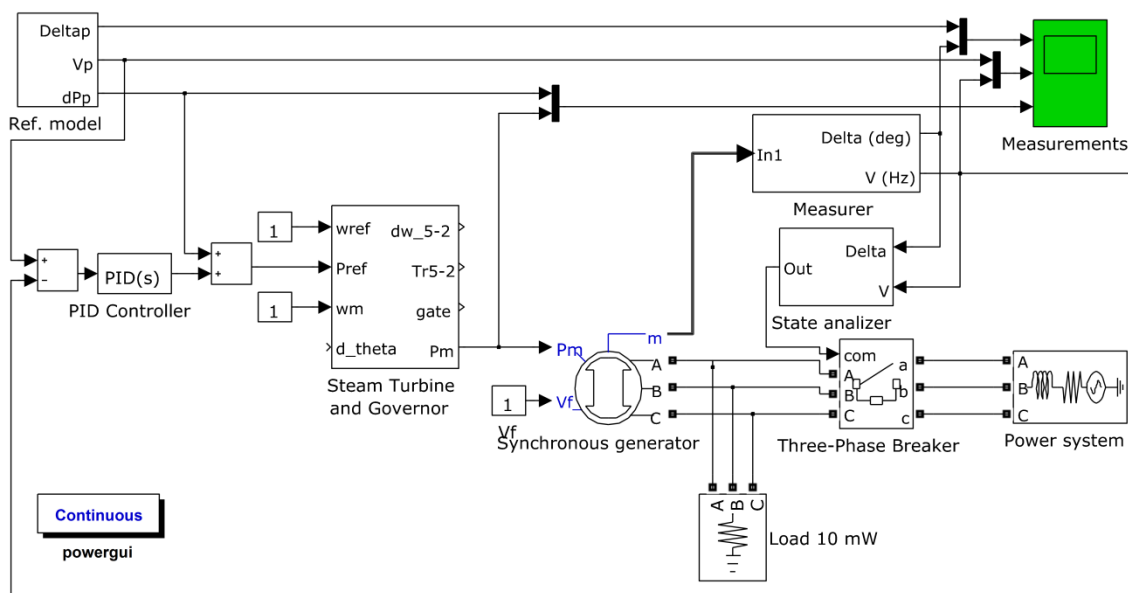


Рисунок 4.22 – Моделируемая схема двухмашинной ЭЭС в MATLAB Simulink с учетом анализатора состояния

В таблице 4.2 сведены результаты моделирования процесса синхронизации генератора с сетью при различных начальных значениях относительного угла и постоянных параметрах настройки ПИД-регулятора. Начальное значение относительной скорости равно минус 2 Гц.

Таблица 4.2 – Сводные результаты моделирования процесса синхронизации по алгоритму линейно изменяющегося небаланса мощности

Начальное значение относительного угла, градусы	Время синхронизации, с	Конечное значение относительной скорости, Гц	Конечное значение относительного угла, градусы
0	51,71	-0,006	0,017
30	50,27	-0,015	-0,001
60	50,24	-0,013	-0,019
90	50,32	-0,011	0,004
120	50,43	-0,011	-0,009
150	50,47	-0,011	0,0002
180	50,57	-0,011	-0,009
210	50,72	-0,011	0,0003
240	50,97	-0,010	-0,002
270	51,52	-0,005	0,012
300	51,66	-0,004	1,496
330	52,12	-0,002	2,999

Значения уставок были выбраны следующими: относительная скорость: 0,02 Гц, относительный угол: $0,02^\circ$. Однако для случаев, когда начальное значение относительного угла составило более 300° , указанные пределы были расширены. Различие конечных значений относительного угла обусловлено дискретизацией временных интервалов расчета, что, впрочем, свойственно также реальным системам.

Результаты, представленные в таблице 4.2, показывают, что выбранные параметры настройки ПИД-регулятора позволили обеспечить достаточно высокое качество синхронизации в большинстве рассмотренных случаев. При этом действительное время синхронизации было меньше расчетного в среднем на 4

секунды. Указанная особенность обусловлена наличием некоторого, некомпенсированного перерегулирования к концу интервала управления.

4.3.4 Апробация работы измерительного блока в процессе синхронизации генератора

Для анализа возможности применения алгоритма функционирования измерительного блока, рассмотренного в главе 3 применительно к задаче синхронизации с эталонной моделью, было выполнено комплексное моделирование процесса синхронизации с использованием указанного алгоритма.

Очевидно, что дискретизация измеряемого сигнала приводит к возникновению погрешности в определении интервалов времени между переходами мгновенных значений напряжения через нуль. Высокая точность измерений может быть обеспечена путем выбора высоких значений частоты дискретизации (порядка 1-10 МГц), что приведет к усложнению технической реализации измерений. При сравнительно невысокой частоте дискретизации (порядка 100 кГц) приемлемая точность достигается посредством увеличения интервалов (окон) измерения. Согласно [84], частота дискретизации современных измерителей составляет от 40 кГц до 80 кГц.

На рисунке 4.23 приведены результаты моделирования процесса синхронизации, проиллюстрированного на рисунке 4.18. Частота дискретизации входного сигнала измерителя составляет 80 кГц. Дополнительной обработки измерений не проводилось. Интервалы измерения приняты равными двадцати периодам измеряемого сигнала. Принимая во внимание сравнительно медленные изменения частот генератора и сети, для рассмотренного случая выбор указанных интервалов измерения представляется допустимым.

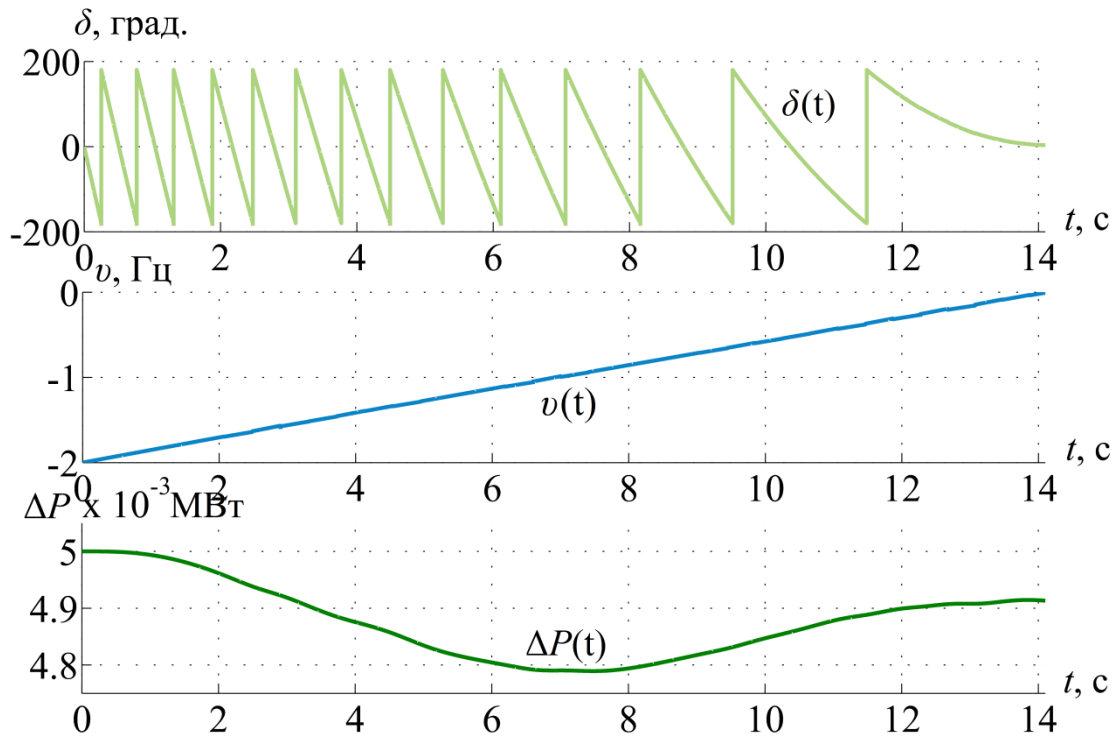


Рисунок 4.23 – Результаты моделирования работы устройства синхронизации с эталонной моделью для алгоритма построения ПТД постоянного небаланса мощности

Для результатов, представленных на рисунке 4.23, неточность в определении интервалов перехода мгновенных значений напряжений через нуль, обусловленная дискретизацией измеряемой величины, приводит к некоторой погрешности в определении величины относительной скорости. Поскольку алгоритмы работы регулятора основаны на компенсации отклонений относительной скорости, такая погрешность вызывает незначительную деформацию формы траектории небаланса мощности $\Delta P(t)$ по сравнению со случаем, представленным на рисунке 4.18.

Величины параметров синхронизации, воспроизведенные средствами MATLAB Simulink, к расчетному времени окончания процесса составили: относительная скорость $v_T = 0,0037$ Гц, относительный угол $\delta_T = 3,7^\circ$. Измеренные значения параметров синхронизации: относительная скорость $v_T = -0,0079$ Гц, относительный угол $\delta_T = 3,4^\circ$.

Результаты моделирования процесса синхронизации для алгоритма построения ПТД линейно изменяющегося небаланса мощности (см. рисунок 4.20)

с использованием измерительного блока, рассмотренного в главе 3, приведены на рисунке 4.24.

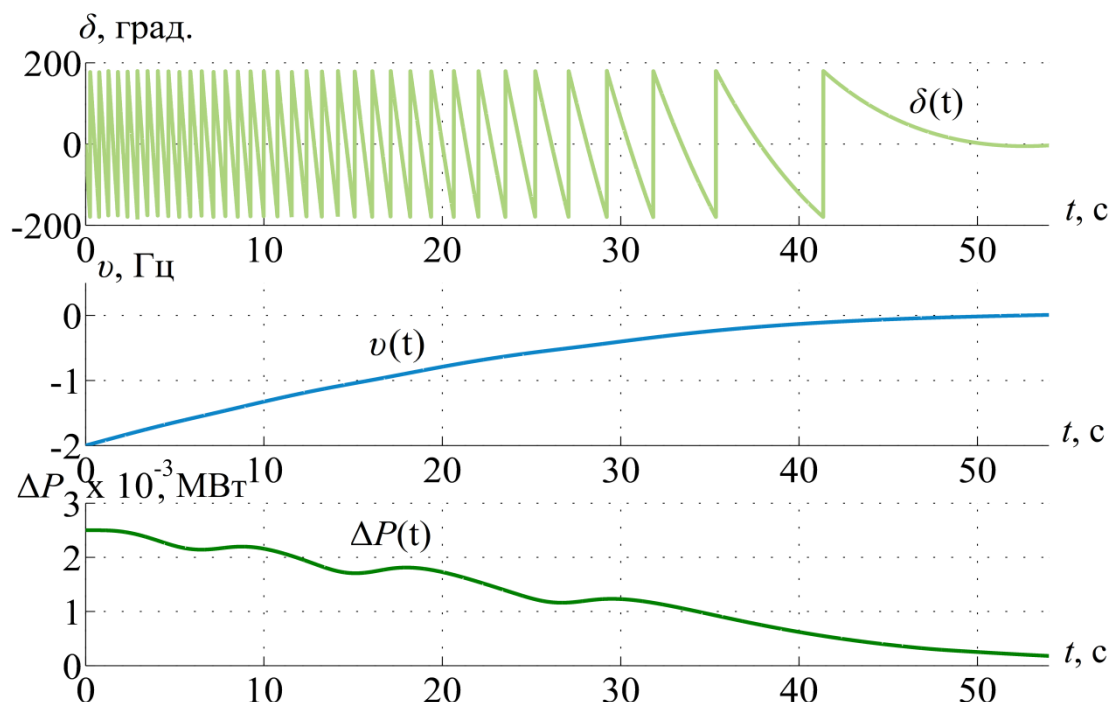


Рисунок 4.24 – Результаты моделирования работы устройства синхронизации с эталонной моделью для алгоритма построения ПТД линейно изменяющегося небаланса мощности

Величины параметров синхронизации, воспроизводимые средствами MATLAB Simulink, к расчетному времени окончания процесса составили: относительная скорость $v_T = 0,0073$ Гц, относительный угол $\delta_T = 3,59^\circ$. Измеренные значения параметров синхронизации: относительная скорость $v_T = 0,007$ Гц, относительный угол $\delta_T = 3,4^\circ$. Для случая, представленного на рисунке 4.24 деформация формы траектории небаланса мощности $\Delta P(t)$ несоразмерно мала по сравнению с пределами изменения самого небаланса мощности.

Исходя из полученных результатов моделирования, можно сделать вывод об успешности управления и возможности проведения процедуры синхронизации с применением предложенных измерительных алгоритмов. Отличие в результатах управления в сравнении с представленными ранее обусловлено погрешностью измерения, вызванной АЦП измеренного сигнала. С целью повышения точности, а также сокращения интервалов измерения следует отметить целесообразность

использования алгоритмов восстановления измеренного сигнала, позволяющих более точно фиксировать моменты перехода его через нуль. Эти и другие алгоритмы (например, фильтрация) обработки сигнала успешно реализованы в современных измерительных устройствах и могут быть использованы в измерительном блоке устройства синхронизации с эталонной моделью без дополнительных модификаций.

4.4 Выводы

1. Полученные результаты моделирования позволяют судить об эффективности предложенных алгоритмов синхронизации. При этом алгоритм постоянного небаланса мощности представляется целесообразным в системах регулирования, обладающих сравнительно небольшой инерционностью. При большой инерционности преимущество следует отдать алгоритму линейно изменяющегося небаланса мощности, позволяющему обеспечивать к концу интервала управления величину относительного ускорения, близкую к нулю.

2. Разработанные алгоритмы управления параметрами относительного движения векторов напряжения синхронизируемых объектов в безынерционных системах показали свою эффективность. При этом регулирование по принципу «гибких» траекторий выступало в качестве способа компенсации больших возмущений, возникающих в ходе процесса. Для инерционных систем требуется дополнительная проработка вопроса применимости указанного принципа.

3. Применение управления по «жестким» траекториям позволяет эффективно компенсировать отклонения параметров синхронизации от ПТД, возникшие по причине инерционности системы регулирования. Важной задачей при таком управлении является рациональный выбор параметров настройки регулятора. Эффективность в решении данного вопроса показало применение принципа табличной настройки. Однако в дальнейшем может быть рассмотрено применение и других принципов, например, нечеткой логики и нейронных сетей.

4. Исходя из результатов моделирования процессов адаптивной синхронизации с применением инерционных систем регулирования, можно

сделать вывод о целесообразности проведения исследований, направленных на повышение соответствия эталонных моделей техническим характеристикам систем управления синхронизируемых объектов. Повышение уровня соответствия эталонной модели и объекта управления относится к эффективным путям достижения высокого качества синтезируемых устройств синхронизации.

5. Полученные результаты моделирования процесса синхронизации на основе предложенных алгоритмов управления в совокупности с алгоритмами работы измерительного блока позволяют сделать вывод о возможности применения последних в устройстве синхронизации с эталонной моделью.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной диссертационной работе обоснована новая концепция построения адаптивных систем синхронизации генераторов с электрической сетью, основанная на применении методов автоматического управления движением объектов с эталонной моделью. Роль эталонной модели при этом отводится программной траектории движения, обеспечивающей целенаправленный перевод параметров синхронизации из начального состояния в заданную точку фазовых координат.

Основные результаты работы могут быть представлены в виде следующих положений:

1. Проведенное исследование актуального состояния средств автоматической синхронизации генераторов с электроэнергетической сетью показало несовершенство их алгоритмов работы. Основным недостатком при этом следует считать отсутствие формализованной процедуры перевода параметров синхронизации к конечным значениям. Следствием указанного недостатка является декомпозиция процесса синхронизации на два этапа: подгонки частоты вращения и ожидания момента совпадения фазовых углов векторов напряжений синхронизируемых объектов. Такая декомпозиция приводит к наличию методической ошибки управления, вызванной необходимостью обеспечения вращательного движения указанных векторов друг относительно друга (а, следовательно, неравенства их угловых скоростей) на втором этапе. Кроме того, работа в два этапа приводит к повышению длительности, неоднозначности и неопределенности результатов процесса синхронизации, что особенно актуально в условиях наличия внешних возмущений, приводящих к отклонению параметров синхронизации. Последнее означает низкую адаптивность применяемых алгоритмов к возмущениям и разнообразию схемно-режимных состояний.

2. Введено дополнительное условие точной синхронизации, заключающееся в необходимости, для эталонной модели, обеспечения нулевой величины

относительного ускорения векторов напряжения синхронизируемых объектов к моменту включения генератора в сеть. Что касается реального движения, то это условие может выполняться с некоторым допуском. Выполнение указанного условия позволит повысить качество переходных процессов, сопровождающих включение.

3. Разработан способ автоматической точной синхронизации генераторов с электрической сетью, основанный на принципах построения систем автоматического управления с эталонной моделью и позволяющий выполнять целенаправленное управление посредством выдачи однополярных управляющих воздействий. Способ позволяет осуществлять управление с нулевой методической ошибкой. Это свойство выражается в формировании целевых условий синхронизации как условий достижения нулевой энергии относительного движения векторов напряжений синхронизируемых объектов, что предполагает обеспечение нулевых величин относительного ускорения, относительной скорости и относительного угла к моменту включения объединяющего выключателя.

4. Предложены четыре алгоритма построения программных траекторий движения для параметров синхронизации, удовлетворяющих сформулированным требованиям синхронизации. Указанные траектории позволяют выполнять целенаправленный перевод параметров синхронизации в заданную точку фазовых координат при управлении «с ходу» при помощи однополярных управляющих воздействий.

5. Предложены варианты реализации регулятора устройства автоматической синхронизации с эталонной моделью, заключающиеся в применении принципов управления «гибких» и «жестких» траекторий. Применение указанных принципов позволяет обеспечивать движение параметров синхронизации в некоторой окрестности от построенной программной траектории движения при использовании безынерционных и инерционных исполнительных устройств регулирования в условиях наличия внешних возмущений, возникающих в ходе процесса управления.

6. Выполнен анализ состояния развития существующих измерительных систем и предложен способ аналитического определения параметров вращательного движения векторов напряжений синхронизируемых объектов, учитывающий непрерывный и неравномерный характер их изменения и заключающийся в аппроксимации, на интервале измерения, функции ускорения линейной зависимостью, характерной для равномерно ускоренного движения.

7. Проведена апробация предложенных алгоритмов работы основных блоков системы синхронизации путем их моделирования в программном комплексе Mustang и среде моделирования MATLAB Simulink. По результатам апробации может быть сделан вывод о том, что применение изложенного подхода к синтезу систем синхронизации позволяет решить следующие задачи:

- сократить время, требуемое для выполнения условий синхронизации, и, следовательно, минимизировать задержки во включении генерирующих мощностей в сеть;
- исключить методическую ошибку управления, характерную для существующих систем синхронизации и вызванную необходимостью смещения целевых условий синхронизации в область понижения качества;
- обеспечить работоспособность систем синхронизации в условиях наличия возмущений, вызывающих отклонения параметров синхронизации от эталонной модели, и повысить качество сопровождающих переходных процессов.

К перспективным направлениям дальнейших исследований могут быть отнесены работы по уточнению используемых моделей генераторов и сети при формировании эталонных моделей, а также рассмотрение вопросов применимости для целей синхронизации нейронных сетей и систем, функционирующих на принципах нечеткой логики.

Результаты диссертационного исследования следует также рассматривать в качестве методической основы для создания нового класса адаптивных систем автоматического управления динамическими переходами электроэнергетических систем, связанных с необходимостью синхронного объединения их частей.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва.
- АПВ – автоматическое повторное включение.
- АРВ – автоматический регулятор возбуждения.
- АРЧВ – автоматический регулятор частоты вращения.
- АРВ СД – автоматический регулятор возбуждения сильного действия.
- АЦП – аналого-цифровое преобразование.
- ЕЭС – единая энергетическая система.
- ЛС – логическая схема.
- ОВ – объединяющий выключатель.
- ОЭС – объединенная энергосистема.
- ПИД-регулятор – пропорционально-интегрально-дифференциальный регулятор.
- ПК – программный комплекс.
- ПТД – программная траектория движения.
- ПУН – блок подгонки уставки напряжения.
- ПУЭ – правила устройства электроустановок.
- СМНР – система мониторинга переходного режима.
- УБАС – устройство бесконтактное автоматической синхронизации.
- УБ – узел блокировки.
- УЗ – узел запрета.
- ЭС – электрическая сеть.
- ЭЭС – электроэнергетическая система.
- IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- PMU – phasor measurement unit.
- WAMS – wide area measurement system.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Энергетическая стратегия России на период до 2030 года // Прил. к обществ.-дел. журналу «Энергетическая политика». – М.: ГУ Институт энергетической стратегии, 2010. – 184 с.
- 2 Проект энергетической стратегии России на период до 2035 года (редакция от 27.02.2014 г.) [Электронный ресурс] // Министерство энергетики Российской Федерации. – М., 2014. – 263 с. Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/upload/iblock/621/621d81f0fb5a11919f912bfafb3248d6.pdf> (дата обращения: 05.03.2015).
- 3 СТО 59012820.29.240.001-2010. Технические правила организации в ЕЭС России автоматического ограничения снижения частоты при аварийном дефиците активной мощности (автоматическая частотная разгрузка) [Электронный ресурс]. М., 2009. – 21 с. Режим доступа: http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/STO_59012820.pdf (дата обращения: 21.04.2015).
- 4 Хрущёв Ю.В. Управление движением генераторов в динамических переходах энергосистем. – Томск: STT, 2001. – 310 с.
- 5 Абеуов Р.Б. Синтез адаптивных синхронизаторов для мини-энергосистем с управлением по программным траекториям движения генераторов и подсистем: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. тех. наук.: 05.14.02 / Абеуов Ренат Болтабаевич – Томск, 2008. – 18 с.
- 6 Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электроэнергетических системах: Учеб. для электроэнергет. спец. вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1985. – 536 с.
- 7 Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями. – Новосибирск: ООО «Норматика», 2008. – 853 с.
- 8 Kiamah Ph. Electrical equipment handbook: troubleshooting and maintenance // McGraw-Hill companies, 2003. – 496 p.

- 9 Павлов Г.М., Меркурьев Г.В. Автоматика энергосистем. СПб.: Издание Центра подготовки кадров РАО «ЕЭС России», 2001.– 388 с.
- 10 Беркович М.А., Гладышев В.А., Семёнов В.А. Автоматика энергосистем: Учеб. для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 240 с.
- 11 Грудинский П.Г., Мандрыкин С.А., Улицкий М.С. Техническая эксплуатация основного электрооборудования станций и подстанций / Под ред. П.И.Устинова. – М.: Изд-во «Энергия», 1974. – 576 с.
- 12 Thompson M.J. Fundamentals and advancements in generator synchronizing systems // 65th annual conference for protective relay engineers, 2012. – P. 203-214.
- 13 Пособие для изучения Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей (электрическое оборудование) / Под общ. ред. Ф.Л.Когана. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 352 с.
- 14 Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем // Министерство энергетики российской федерации. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 72 с.
- 15 IEEE Standard for Silent-Pole 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators and Generator/Motors for Hydraulic Turbine Applications Rated 5 MVA and above // IEEE Standard C50.12-2005. – 45 p.
- 16 IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous Generators Rated 10 MVA and Above // IEEE Standard C50.13-2005. – 63 p.
- 17 IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems // IEEE 1547-2005. – 28 p.
- 18 Seeley N.C., Craig C., Rainey T. Advances in generator control and automatic synchronization – eliminating the need for standalone synchronization systems // Petroleum and Chemical Industry Technical Conference (PCIC), 2012 Record of Conference Papers Industry Applications Society 59th Annual IEEE. Chicago, 24-26 Sept. 2012. – P. 1-9.

- 19 Best R.J., Morrow D.J., Crossley P.A. Out-of-Phase Synchronization of a Small Alternator // Power Engineering Society General Meeting, 2007. – P. 1-7.
- 20 Ranjbar A. H., Gharehpetian G. B. Transient stability of synchronous generator in out of phase synchronization // 5th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ELECO), Bursa-Turkey, 5-9 December, 2007. P. 1-4.
- 21 Jamali M., Mirzaie M., Asghar-Gholamian S. Calculation and Analysis of Transformer Inrush Current Based on Parameters of Transformer and Operating Conditions // Electronics and Electrical Engineering, 2011. – № 3 (109). – P. 17-20.
- 22 Nesci S.M., Gomez J.C., Morcos M.M. A study of the out-of-phase connection of distributed generators // 21st International Conference on Electricity Distribution, Electronics and Electrical Engineering, Frankfurt, 6-9 June 2011. – P. 1-4.
- 23 Krause P.C., Hloppeter W.C., Triezenberg D.M., Rusche P.A. Shaft torques during out-of-phase synchronization // IEEE Trans Power Apparatus and Systems, Vol. 96, Issue 4, 1977. – P. 1318-1323.
- 24 Хачатуров А.А. Несинхронные включения и ресинхронизация в энергосистемах. – М.: Энергия, 1969. – 216 с.
- 25 Скубов Д.Ю. Бифуркации движений нагруженного электрически демпфированного маятника (синхронизация электрической машины с сетью) // Управление большими системами: сборник трудов. – 2013 г. – №42. – С. 75-99.
- 26 Красник В.В. Потребители электрической энергии, энергоснабжающие организации и органы Ростехнадзора: правовые основы взаимоотношений. Производственно-практическое пособие. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2013. – 166 с.
- 27 Глазырин В.Е., Осинцев А.А.. Исследование функционирования дифференциальной защиты генератора на базе реле ДЗТ-11/5. Сборник научных трудов НГТУ. – 2010. – №4(62). – С. 149-154.

- 28 С.О. Смирнов, М.И. Успенский. Причины возникновения и меры противодействия крупным авариям в электроэнергетических системах. – Известия Коми НЦ УрО РАН, 2012. – №1 (9). – С. 68-77.
- 29 Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: учебник для вузов / Под ред. А.Ф. Дьякова. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. – 504 с.
- 30 Панфилов Н.И., Пищугин В.Г., Сиротинский Е.Л., Соковцев В.И. Автоматический синхронизатор с постоянным временем опережения // Энергетик. 1979 г. – №12. – С. 23-25.
- 31 Аганичев Е.С., Лукоянов В.Ю., Панфилов Н.И. Автоматический микропроцессорный синхронизатор «Спринт» мощного синхронного генератора // Электрические станции. – 1999. – №8. – С. 48-51.
- 32 SYNCHROTACT. Synchronizing and paralleling devices and systems // Datasheet, 3BHS901067 E01 Rev. C, ABB, 2012. – 36 p.
- 33 Устройство точной автоматической синхронизации СПРИНТ-М. Руководство по эксплуатации. ЗАО «РАДИУС Автоматика». Москва, 2003. 43 с.
- 34 Устройства компании «РАДИУС АВТОМАТИКА» [Электронный ресурс] / Информационно-справочное издание Новости Электротехники. 2003 г. № 4 (22). Режим доступа: www.news.elteh.ru/arh/2003/22/26.php (дата обращения 03.10.2013).
- 35 Speed-matching during synchronization. Hydroelectric plant operation // Syncrocloser line. Application note #1. – Beckwith Electric, 1992. – 5 p.
- 36 Пат. 2190917 Российская Федерация, МКП⁷, H02J3/42, H02P9/42. Способ синхронизации возбужденной синхронной машины с сетью / Алфимов В.А., Алфимов А.В.; заявитель и патентообладатель Алфимов В.А., Алфимов А.В. – № 20001122756/09; заявл. 01.09.2000; опубл. 10.10.2002. – 2 с.
- 37 Забелло Е. П., Тополев В. А. Особенности построения релейной защиты и автоматики в условиях внедрения собственных генерирующих источников на предприятии // Энергетика и ТЭК. – 2011. – № 3. – С. 20-22.

- 38 Гуминский А.Н. «Малая генерация» на предприятии – особенности реализации // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. – 2012. – №2 (49). – С. 61-65.
- 39 Вилесов Д.В., Бондаренко А.Е. Синхронизация генератора по обобщенному параметру // Журнал научных публикаций аспирантов и докторантов. – 2011. – №10. С. 91- 94.
- 40 Пат. US5642006 США, МПК H02J3/42. Synchronizing device / W. M. Cech; Elin Energieversorgung Gesellschaft Mbh - № US 08/513,863; Заявлено 17.03.1994; Оpubл. 24.06.1997. – 4 с.
- 41 Пат. 75106 Российская Федерация, МКП, H02J3/42, H02P9/42. Устройство для синхронизации возбужденной синхронной машины с сетью / Абеуов Р.Б, Джумик Д.В., Хрущев Ю.В.; заявитель и патентообладатель Томск. политех. ун-т. – № 2008108226/22; заявл. 03.03.2008; опубл. 20.07.2008. – 9 с.
- 42 Пат. 2457597 Российская Федерация, МКП, H02J3/42. Способ синхронизации возбужденной синхронной машины с сетью / Беляев Н.А., Хрущев Ю.В.; заявитель и патентообладатель Томск. политех. ун-т. – № 2011120883/07; заявл. 24.05.2011; опубл. 27.07.2012, Бюл. №21. – 12 с.
- 43 Тимофеев А.В. Построение адаптивных систем управления программным движением. – Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 1980. – 88 с.
- 44 Хрущев Ю.В., Беляев Н.А. Алгоритмы эталонных моделей для построения устройств адаптивной синхронизации генераторов и частей электроэнергетических систем // Известия ТПУ, 2013. – №4. – С. 168-174.
- 45 Беляев Н.А., Хрущев Ю.В. Синтез устройства адаптивной синхронизации генератора и электроэнергетической сети // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды III международной научно-технической конференции, Екатеринбург, 22-26 октября 2012 г., Екатеринбург: УрФУ. – Т. 2, с. 94-99.
- 46 Автоматизация электроэнергетических систем: учебное пособие для вузов / Алексеев О.П., Козис В.Л., Кривенков и др.; под ред. Морозкина В.П. и Энгелаге Д. – М.: Электроатомиздат, 1994. – 448 с.

- 47 Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
- 48 Лазарев Ю.Н. Управление траекториями аэрокосмических аппаратов. – Самара: Самар. науч. центр РАН, 2007. – 274 с.
- 49 Бесекерский В.А., Попов Е.П. Теория систем автоматического управления / – Изд. 4-е, перераб. и доп. – СПб.: Изд-во «Профессия», 2003. – 752 с.
- 50 Беляев Н.А., Хрущев Ю.В. Компенсация отклонений параметров режима в задаче синтеза устройства синхронизации генераторов и частей энергосистем с эталонной моделью // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды IV международной научно-технической конференции, Новочеркасск, 14-18 Октября 2013 г. Новочеркасск: ЛИК, 2013 – Т. 2. – С. 215-219.
- 51 Шишмарев В.Ю. Основы автоматического управления: учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений. – М.: Издательский центр «Академия», 2008. – 352 с.
- 52 Филлипс Ч., Харбор Р. Системы управления с обратной связью. – М.: Лаборатория Базовых Знаний, 2001. – 616 с.
- 53 Беляев Н.А., Хрущев Ю.В. Алгоритмы эталонной модели и регулятора в задаче синтеза адаптивного устройства синхронизации генератора с электрической сетью // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – Новосибирск: Изд-во ФГБОУ ВО «НГАСУ», 2015. – № 1. – С. 208–213.
- 54 Денисенко В.В. Компьютерное управление технологическим процессом, экспериментом, оборудованием. – М.: Горячая линия-Телеком, 2009. – 608 с.
- 55 Ziegler J.G., Nichols N.B. Optimum settings for automatic controllers // Trans. ASME, vol. 64, 1942. – P. 759–768.
- 56 Ротач В.Я. Теория автоматического управления: учебник для вузов. – 5-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 396 с.

- 57 Astrom K.J., Hagglund T.. Advanced PID control // ISA – The Instrumentation, Systems, and Automation Society, 2006. – 460 p.
- 58 Теряев Е.Д., Филимонов А.Б., Филимонов Н.Б. Концепция «гибких кинематических траекторий» в задачах терминального управления подвижными объектами. – Мехатроника, автоматизация, управление, 2011. – № 12. – С. 7-15.
- 59 Лёгенький В.И. О построении систем управления с инвариантной программой. – Математические машины и системы, 2004. – № 1. – С. 115-121.
- 60 Акчурин Р.Р., Ефанов В.Н. Повышение эффективности применения сложных технических систем с летательными аппаратами на основе анализа областей притяжения. – Вестник УГАТУ, 2009. – Т. 12, № 1 (30). – С. 17-24.
- 61 Фомин В.Н., Фрадков А.Л., Якубович В.А. Адаптивное управление динамическими объектами. – М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1981. – 448 с.
- 62 Ким Д.П. Теория автоматического управления. Т.2. Многомерные, нелинейные, оптимальные и адаптивные системы: учеб. пособие. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2004. – 464 с.
- 63 Хайкин С. Нейронные сети: полный курс, 2-е издание: пер. с англ. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2006. – 1104 с.
- 64 Zurada J. M. Introduction to artificial neural systems // PWS Publishing Company, 1992. – 785 p.
- 65 Горбань А.Н. Обобщенная аппроксимационная теорема и вычислительные возможности нейронных сетей. – Сибирский журнал вычислительной математики, 1998. – Т. 1, № 1. – С. 12-24.
- 66 Михайленко В. С., Харченко Р. Ю. Использование нечёткого алгоритма Такаги-Сугено в адаптивных системах управления сложными объектами. – Штучный интеллект. – 2011. – №2. – С. 53-59.
- 67 Леоненков А.В. Нечеткое моделирование в среде MATLAB и fuzzyTECH. – СПб.: БХВ-Петербург, 2003. – 736 с.

- 68 Пупков К.А. Методы робастного, нейро-нечеткого и адаптивного управления: учебник для вузов / под ред. Егупова Н. Д. / Пупков К. А. и др. – 2-е изд., стер. – М.: Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2002. – 743 с.
- 69 Джарратано Д., Райли Г. Экспертные системы: принципы разработки и программирование, 4-е издание.: пер. с англ. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2007. – 1152 с.
- 70 Шеври Ф., Гели Ф. Нечеткая логика. – Техническая коллекция Schneider Electric. Выпуск 31, 2009. – 30 с.
- 71 Salem M.M. Simple neuro-controller with a modified error function for a synchronous generator / M. M. Salem [et al.] // Int. J. of Electrical Power & Energy Systems. 2003. – Vol. 25, Issue 9. – P. 759-771.
- 72 Arnalte, S. Fuzzy logic-based voltage control of a synchronous generator // Int. J. of Electrical Eng. Education. 2000. – Vol. 37, Issue 4. – P. 333-343.
- 73 Утляков Г.Н., Валеев А.Р., Асадуллин В.М. Разработка и исследование интеллектуальных систем регулирования напряжения бесконтактных синхронных генераторов. – Вестник УГАТУ, 2008. – №1. – С.174-179.
- 74 Борзов А.Б., Бумагин А.В., Гондарь, А.В., Лихоеденко К.П. Вариант построения регулятора возбуждения синхронных электрических генераторов, обеспечивающий оптимизацию параметров переходных процессов в сопряженной энергосистеме. – Наука и образование: электронное научно-техническое издание, 2012. – № 6. – С.329-350.
- 75 Гапон Д.А. Быстродействующий метод измерения промышленной частоты по моментам пересечения фиксированных уровней. – Вестник НТУ «ХПИ», 2012. – № 23. – С. 75-79.
- 76 Веприк Ю.Н., Ганус О.А. Контроль частоты в задачах математического моделирования и управления режимами электрических систем. – Электротехника и электромеханика, 2014. – № 1. – С. 62-64.
- 77 Гриб О.Г., Жданов Р.В., Гапон Д.А., Зуев А.А. Измерение частоты промышленной сети как показатель качества электрической энергии. – Вестник НТУ «ХПИ», 2013. – № 17. – С. 45-50.

- 78 Пат. 2110804 Российская Федерация, МКП⁶, G01R23/165, H02J3/24. Способ определения частоты электрической сети / Антонов В.И., Ильин А.А., Шевцов В.М.; заявитель и патентообладатель Чувашский. гос. ун-т. – № 95100250/09; заявл. 10.01.1995; опубл. 10.05.1998. – 3 с.
- 79 Пат. 2107302 Российская Федерация, МКП⁶, G01R23/02. Способ определения частоты электрической сети / Лямец Ю.Я., Арсентьев А.П., Селимон А.А.; заявитель и патентообладатель Чувашский. гос. ун-т. – № 93049541/09; заявл. 28.10.1993; опубл. 20.03.1998. Бюл. №8. – 4 с.
- 80 Пат. 2231076 Российская Федерация, МКП⁷, G01R23/02. Способ определения частоты сетевого напряжения / Аврамчук В.С., Гольдштейн Е.И.; заявитель и патентообладатель Томск. политех. ун-т. – № 2003120287/28; заявл. 02.07.2003; опубл. 20.06.2004. Бюл. №15. – 3с.
- 81 Киселев М.И., Пронякин В.И. Быстропротекающие переходные режимы функционирования валопровода мощного турбоагрегата. – Электронное научно-техническое издание «Наука и образование», 2011. – № 5. – С. 1-16.
- 82 Куликов Ю.А. Технология векторной регистрации параметров и ее применение для управления режимами ЕЭС России. – Электро, 2011. – № 2. – С. 2-5.
- 83 Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: Учебное пособие для студентов вузов. – М.: Изд-во МЭИ, 2000. – 199 с.
- 84 Borghetti A., Nucci C.A., Paolone M., Ciappi G., Solari A. Synchronized Phasors Monitoring During the Islanding Maneuver of an Active Distribution Network // IEEE Trans. on Smart Grid, 2011. – vol. 2, issue: 1. – P: 70-79.
- 85 Phadke A.G., Thorp J.S., Adamiak M.G. A New Measurement Technique for Tracking Voltage Phasors, Local System Frequency, and Rate of Change of Frequency // Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on Volume: PAS-102, Issue: 5, 1983 – P. 1025-1038.
- 86 Zhong Z., Xu C., Billian B.J., Li Zhang, Tsai S.S., Connors R.W., Centeno V.A., Phadke A.G., Yilu Liu. Power system frequency monitoring network (FNET)

- implementation // Power Systems, IEEE Transactions on Volume: 20, Issue: 4, 2005. – P. 1914-1921.
- 87 Пат. 2519810 Российская Федерация, МКП, G01R23/02. Способ измерения синхрофазора режимного параметра энергосистемы и устройство для его осуществления /Беловицкий В.А., Ваганов А.Б., Гельфанд А.М., Наровлянский В.Г.; заявитель и патентообладатель ОАО «Энергосетьпроект» – № 2012153419/28; заявл. 12.12.2012; опубл. 20.06.2014. Бюл. № 17. – 5 с.
 - 88 Gerasimov A., Esipovich A., Kiryenko G., Korolev M., Kulikov U., Mogilko R. The registrator of parameters of the transient states “SMART-WAMS” and its testing // International Scientific Conference CIGRE «Monitoring of Power system dynamics performance», Moskow, April 25-27, 2006. – P. 1-7.
 - 89 Коркина Е.С. Развитие методов оценивания состояния ЭЭС на основе интеграции данных SCADA и PMU: автореф. дис. на соискание ученой степени канд. тех. наук: 05.14.02 / Коркина Елена Сергеевна. – Иркутск, 2009. – 26 с.
 - 90 Dotta D., Chow J.H., Vanfretti L., Almas M.S., Agostini M.N. A MATLAB-based PMU Simulator // Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE. Vancouver, 21-25 July 2013. – P. 1-5.
 - 91 Terzija V., Djuric M. B., Kovacevic B.D. Voltage phasor and local system frequency estimation using Newton type algorithm // IEEE Trans. on PWRD, vol. 9-3, July 1994. – P. 1368-1374.
 - 92 Narendra K., Gurusinghe D.R., Rajapakse A.D. Dynamic Performance Evaluation and Testing of Phasor Measurement Unit (PMU) as per IEEE C37.118.1 Standard // 2012 Protection testing users group (PTUG) meeting. 3-4 October 2012. – P. 1-7.
 - 93 Rahman W.U., Ali M., Ullah A., Ur Rahman H., Iqbal M., Ahmad H., Zeb A., Ali Z., Shahzad M. A., Taj B. Advancement in Wide Area Monitoring Protection and Control Using PMU's Model in MATLAB/SIMULINK // Smart Grid and Renewable Energy, 2012. – № 3. – P. 294-307.

- 94 Справочник по проектированию электрических сетей. Под редакцией Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005 – 320 с.
- 95 Horak, J. Introduction to Synchronizing // Basler Electric Technical Resource Library, 2005. – 20 p.
- 96 Ransom, D.L. Get in step with synchronization // 67th annual conference for protective relay engineers, 2014. – P. 401-407.
- 97 Методические указания по устойчивости энергосистем (утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 г. № 277). – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 16 с.
- 98 СТО 59012820.27.100.003-2012. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования (в редакции изменения, введенного в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от 29.07.2014 № 201) [Электронный ресурс]. М., 2012. – 27 с. Режим доступа: http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/sto_frequency_2012_izm_2014.pdf (дата обращения: 21.10.2014).
- 99 ГОСТ Р 55890-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативное диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования. М.: Стандартинформ, 2014. – 41 с.
- 100 Черных И.В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink. – М.: ДМК Пресс, 2007. – 288 с.
- 101 SimPowerSystems Documentation [Электронный ресурс] // MathWorks. Режим доступа: <http://www.mathworks.com/help/physmod/sps/index.html> (дата обращения: 21.08.2014).
- 102 Second Benchmark Model for Computer Simulation of Subsynchronous Resonance // IEEE SSR Working Group // IEEE Trans. On PAS, vol. PAS-104, No.5. – 1985. – P.1057-1066.
- 103 Anderson P.M., Agrawal B.L., Van Ness J.E. Subsynchronous Resonance in Power Systems // IEEE Press, New York, USA, 1990. – P. 269.

- 104 Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies // IEEE committee report // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-92, No. 6. – 1973. – P. 1904-1915.
- 105 Стернинсон Л. Д. Переходные процессы при регулировании частоты и мощности в энергосистемах. – М.: Энергия, 1975. – 216 с.
- 106 О колебательности в модели паротурбогенератора с учётом упругости магнитного поля / Баласс К.А. [и др.]. – Вестник Псковского государственного университета. Серия: Экономические и технические науки, 2012. – №1. – С. 230-239.
- 107 Prajapati K.G., Upadhyay A.M. Simulation of IEEE first benchmark model for SSR studies // International journal for scientific research and development. Vol. 1, Issue 3, 2013. – P. 513-516.

**Приложение А. Блок-схема алгоритма построения ПТД равноускоренного движения и пример расчета ПТД
(справочное)**

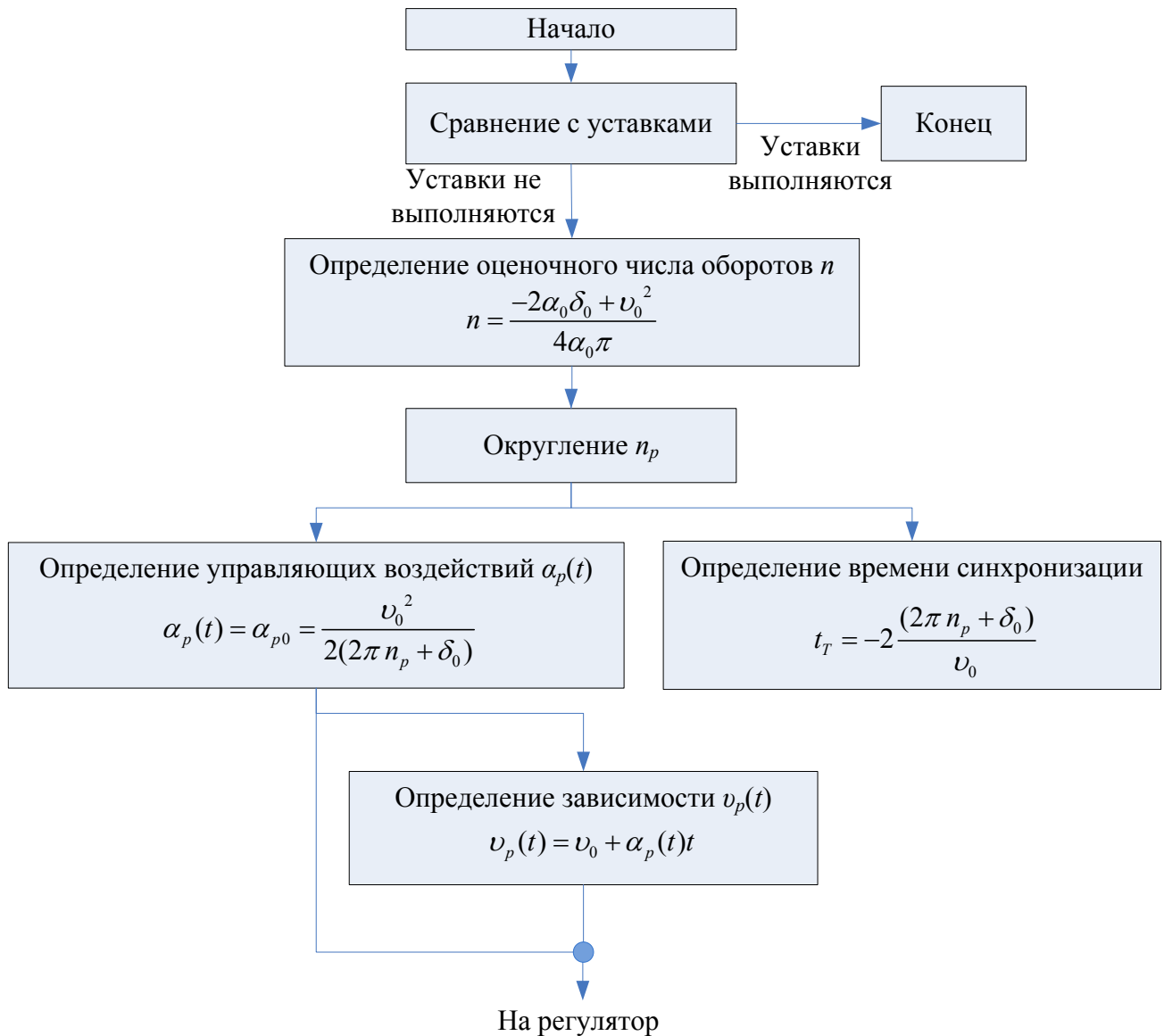


Рисунок А.1 – Блок-схема алгоритма построения ПТД для равноускоренного движения

Пример расчёта ПТД для алгоритма равноускоренного движения приведен для начального значения частоты генератора 48 Гц. Частота сети равна 50 Гц. Начальное значение относительного ускорения принято равным 3 рад/с², угол между векторами напряжений генератора и сети равным 90°.

Начальные условия могут быть представлены в следующем виде:

$$\delta_0 = \pi / 2 = 1,57 \text{ рад},$$

$$\nu_0 = \omega_\Gamma - \omega_C = 2\pi(f_\Gamma - f_C) = 2 \cdot 3,14 \cdot (48 - 50) = -12,56 \text{ рад/с},$$

$$\alpha_{p0} = 3 \text{ рад/с}^2.$$

Оценочное значение количества полных оборотов относительного движения между векторами напряжений $\underline{U}_\Gamma$ и $\underline{U}_C$ на интервале $[t_0, t_T]$:

$$n = \frac{-2\alpha_0\delta_0 + \nu_0^2}{4\alpha_0\pi} = \frac{-2 \cdot 3 \cdot 1,57 + (-12,56)^2}{4 \cdot 3 \cdot 3,14} = 3,94.$$

Округляя n до ближайшего значения, получим $n_p=4$.

Величина относительного ускорения, рассчитанная в соответствии с полученным количеством относительных оборотов n_p :

$$\alpha_p = \frac{\nu_0^2}{2(2\pi n_p + \delta_0)} = \frac{(-12,56)^2}{2 \cdot (2 \cdot 3,14 \cdot 4 + 1,57)} = 2,955 \text{ рад/с}^2.$$

Расчетное время синхронизации:

$$t_T = -2 \frac{(2\pi n_p + \delta_0)}{\nu_0} = -2 \frac{(2 \cdot 3,14 \cdot 4 + 1,57)}{-12,56} = 4,25 \text{ с}.$$

Зависимости параметров синхронизации от времени:

$$\delta_p = \delta_0 + 0,5\nu_0 t = 1,57 - 6,28t,$$

$$\nu_p = \nu_0 + \alpha_p t = -12,56 + 2,955t,$$

$$\alpha_p = 2,955 \text{ рад/с}^2.$$

В момент времени $t = t_T$ величины относительного угла и относительной скорости будут равны:

$$\delta_p = 1,57 - 6,28 \cdot 4,25 = -25,12 = 8\pi,$$

$$\nu_p = -12,56 + 2,955 \cdot 4,25 = 0.$$

**Приложение Б. Блок-схема алгоритма построения ПТД равномерно
ускоренного движения и пример расчета ПТД
(справочное)**

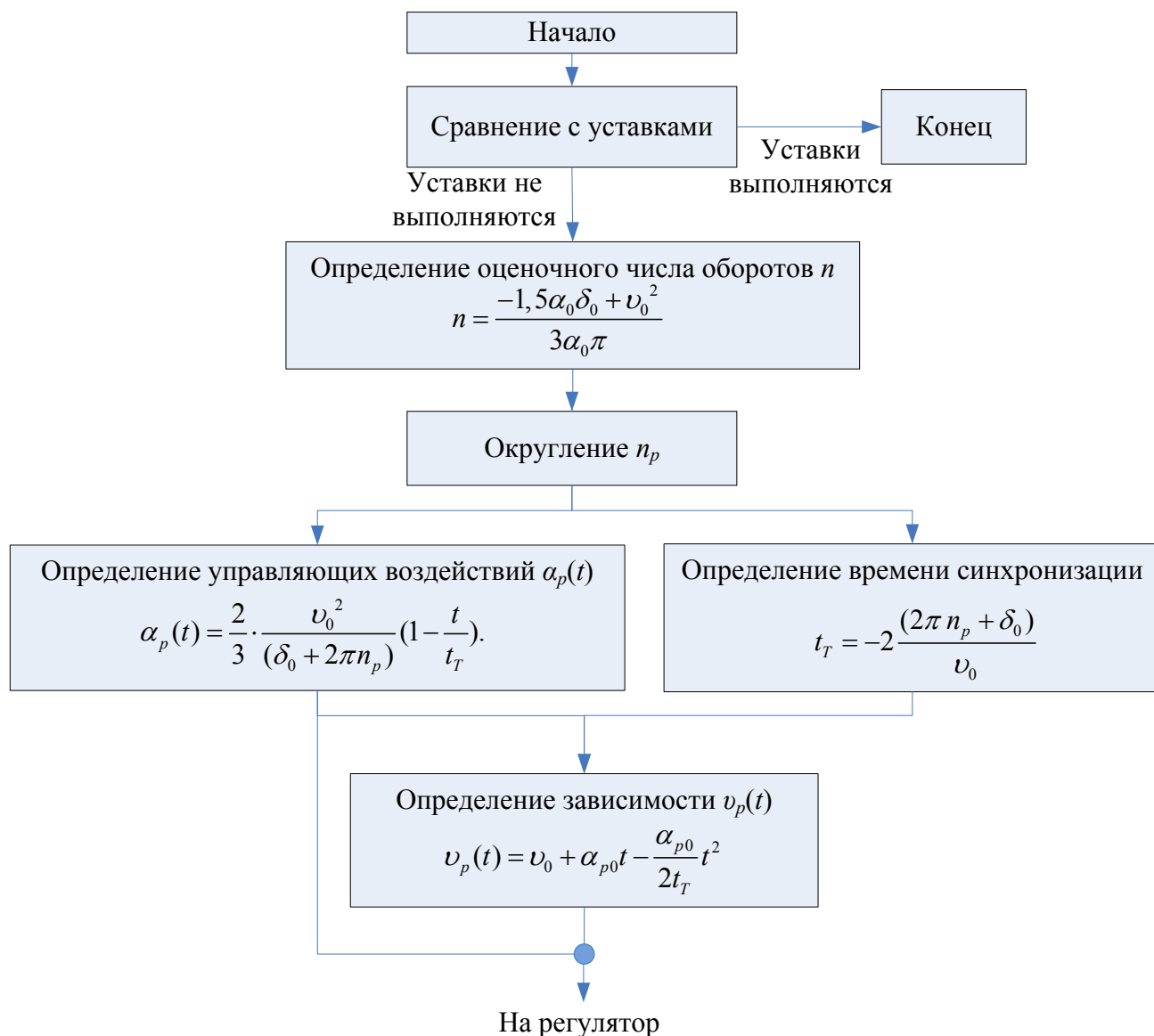


Рисунок Б.1 – Блок-схема алгоритма построения ПТД для равноускоренного движения

Пример расчёта ПТД для алгоритма равномерно ускоренного движения приведен для начального значения частоты генератора 48 Гц. Частота сети равна 50 Гц. Начальное значение относительного ускорения принято равным 3 рад/с^2 , угол между векторами напряжений генератора и сети равным 90° .

Начальные условия могут быть представлены в следующем виде:

$$\delta_0 = \pi / 2 = 1,57 \text{ рад},$$

$$\nu_0 = \omega_\Gamma - \omega_C = 2\pi(f_\Gamma - f_C) = 2 \cdot 3,14 \cdot (48 - 50) = -12,56 \text{ рад/с},$$

$$\alpha_{p0} = 3 \text{ рад/с}^2.$$

Оценочное значение количества полных оборотов относительного движения между векторами напряжений $\underline{U}_\Gamma$ и $\underline{U}_C$ на интервале $[t_0, t_T]$:

$$n = \frac{-1,5\alpha_0\delta_{p0} + \nu_{p0}^2}{3\alpha_0\pi} = \frac{-1,5 \cdot 3 \cdot 1,57 + (-12,56)^2}{3 \cdot 3 \cdot 3,14} = 5,33.$$

Округляя n до ближайшего большего значения, получим $n_p=6$.

Величина относительного ускорения, рассчитанная в соответствии с полученным количеством относительных оборотов n_p :

$$\alpha_{p0} = \frac{2}{3} \cdot \frac{\nu_0^2}{(\delta_0 + 2\pi n_p)} = \frac{2}{3} \cdot \frac{(-12,56)^2}{(1,57 + 2 \cdot 3,14 \cdot 6)} = 2,679 \text{ рад/с}^2.$$

Расчетное время синхронизации:

$$t_T = -3 \frac{(\delta_0 + 2\pi n_p)}{\nu_0} = -3 \frac{(1,57 + 2 \cdot 3,14 \cdot 6)}{-12,56} = 9,375 \text{ с}.$$

Коэффициенты d_2 и d_3 определяются для рассчитанного начального ускорения:

$$d_2 = 0,5\alpha_{p0} = 1,34 \text{ рад/с}^2,$$

$$d_3 = -\frac{\alpha_{p0}}{6t_T} = -\frac{2,679}{6 \cdot 9,375} = -0,0476 \text{ рад/с}^3$$

Зависимости параметров синхронизации от времени:

$$\delta_p = d_0 + d_1 t + d_2 t^2 + d_3 t^3 = 1,57 - 12,56t + 1,34t^2 - 0,0476t^3,$$

$$\nu_p = d_1 + 2d_2 t + 3 \cdot d_3 t^2 = -12,56 + 2,68t - 0,1428t^2,$$

$$\alpha_p = 2d_2 + 6d_3 t = 2,68 - 0,2856t.$$

**Приложение В. Вывод расчетных выражений для определения параметров
ПТД при постоянном небалансе мощности и блок-схема алгоритма
построения ПТД
(обязательное)**

Уравнение движения ротора генератора (2.28) может быть преобразовано к виду:

$$\left(1 + \frac{v}{\omega_{ном}}\right)dv = \frac{\Delta P \omega_{ном}}{T_j} dt. \quad (B.1)$$

Выполнив операцию интегрирования обеих частей уравнения (B.1) с учетом необходимости обеспечения условия постоянства небаланса $\Delta P = const$ на всем интервале управления, получим:

$$\frac{v^2}{2\omega_{ном}} + v - \frac{\Delta P \omega_{ном}}{T_j} t - C_1 = 0. \quad (B.2)$$

Решением квадратного уравнения (B.2) относительно переменной v будет:

$$v_{1,2} = -\omega_{ном} \pm \omega_{ном} \sqrt{1 + 2 \frac{\Delta P}{T_j} t + \frac{2C_1}{\omega_{ном}}}. \quad (B.3)$$

Так как значение относительной скорости v на интервале управления должно убывать по абсолютной величине к нулевому значению, то решение (B.3) преобразуется к виду:

$$v = -\omega_{ном} + \omega_{ном} \sqrt{1 + 2 \frac{\Delta P}{T_j} t + \frac{2C_1}{\omega_{ном}}}. \quad (B.4)$$

Константа C_1 может быть определена из решения (B.4) путем подстановки начальных условий:

$$v_0 = -\omega_{ном} + \omega_{ном} \sqrt{1 + \frac{2C_1}{\omega_{ном}}}, \quad (B.5)$$

$$C_1 = \frac{\omega_{ном}}{2} \left(\left(\frac{v_0}{\omega_{ном}} + 1 \right)^2 - 1 \right) = v_0 \left(\frac{v_0}{2\omega_{ном}} + 1 \right). \quad (B.6)$$

Пусть

$$C_2 = \frac{C_1}{\omega_{ном}} = \frac{\nu_0}{\omega_{ном}} \left(\frac{\nu_0}{2\omega_{ном}} + 1 \right). \quad (B.7)$$

Тогда из решения (B.4) выражение для небаланса мощности определяется, с учетом конечных условий, в следующей последовательности:

$$0 = -\omega_{ном} + \omega_{ном} \sqrt{1 + 2 \frac{\Delta P}{T_j} t_T + 2C_2}, \quad (B.8)$$

$$1 = 1 + 2 \frac{\Delta P}{T_j} t_T + 2C_2, \quad (B.9)$$

$$\frac{\Delta P}{T_j} t_T = -C_2, \quad (B.10)$$

$$\Delta P = -\frac{T_j C_2}{t_T}. \quad (B.11)$$

С учетом дифференциальной взаимосвязи между относительной скоростью ν и относительным углом δ выражение (B.4) может быть представлено в виде:

$$\frac{d\delta}{dt} = -\omega_{ном} + \omega_{ном} \sqrt{1 + 2 \frac{\Delta P}{T_j} t + 2C_2}. \quad (B.12)$$

Проинтегрировав (B.12), получим выражение для определения относительного угла δ :

$$\delta = C_3 - \omega_{ном} t + \omega_{ном} \frac{T_j}{3\Delta P} \sqrt{(1 + 2 \frac{\Delta P}{T_j} t + 2C_2)^3}. \quad (B.13)$$

Константа C_3 может быть определена на основании (B.13) путем подстановки начальных условий:

$$\delta_0 = C_3 + \omega_{ном} \frac{T_j}{3\Delta P} \sqrt{(1 + 2C_2)^3}, \quad (B.14)$$

$$C_3 = \delta_0 - \omega_{ном} \frac{T_j}{3\Delta P} \sqrt{(1 + 2C_2)^3}. \quad (B.15)$$

С учетом конечных условий уравнение (B.13) примет вид:

$$-2\pi = C_3 - \omega_{ном} t_T + \omega_{ном} \frac{T_j}{3\Delta P} \sqrt{(1 + 2 \frac{\Delta P}{T_j} t_T + 2C_2)^3}. \quad (B.16)$$

Выразив из уравнения (В.11) переменную t_T и подставив в (В.16), получим:

$$-2\pi n = C_3 + \frac{T_j \omega_{ном} C_2}{\Delta P} + \frac{T_j \omega_{ном}}{3\Delta P}. \quad (B.17)$$

Исключив в (В.17) коэффициент C_3 из (В.15), после преобразований получим выражение для определения оценочного значения количества относительных оборотов векторов напряжений синхронизируемых объектов:

$$-2\pi n = \delta_0 - \omega_{ном} \frac{T_j}{3\Delta P} \sqrt{(1+2C_2)^3} + \frac{T_j \omega_{ном}}{\Delta P} (C_2 + \frac{1}{3}), \quad (B.18)$$

$$-2\pi n = \delta_0 - \frac{T_j \omega_{ном}}{3\Delta P} (\sqrt{(1+2C_2)^3} - 3C_2 - 1), \quad (B.19)$$

$$n = -\frac{\delta_0}{2\pi} + \frac{T_j \omega_{ном}}{6\pi\Delta P} (\sqrt{(1+2C_2)^3} - 3C_2 - 1). \quad (B.20)$$

С учетом (В.7) выражение (В.20) примет вид:

$$n = -\frac{\delta_0}{2\pi} + \frac{T_j \omega_{ном}}{6\pi\Delta P} \left(\sqrt{\left(1 + \frac{\nu_0^2}{\omega_{ном}^2} + 2\frac{\nu_0}{\omega_{ном}}\right)^3} - 3\frac{\nu_0^2}{2\omega_{ном}^2} - 3\frac{\nu_0}{\omega_{ном}} - 1 \right), \quad (B.21)$$

$$n = -\frac{\delta_0}{2\pi} + \frac{T_j \omega_{ном}}{6\pi\Delta P} \left(\left(1 + \frac{\nu_0}{\omega_{ном}}\right)^3 - 3\frac{\nu_0^2}{2\omega_{ном}^2} - 3\frac{\nu_0}{\omega_{ном}} - 1 \right), \quad (B.22)$$

$$n = -\frac{\delta_0}{2\pi} + \frac{T_j \nu_0^2}{4\pi\Delta P \omega_{ном}} \left(1 + \frac{2\nu_0}{3\omega_{ном}}\right). \quad (B.23)$$

Полученное оценочное значение n округляется до ближайшего целого числа n_p , с учетом которого определяется программная (желаемая) величина небаланса мощности ΔP_p :

$$\Delta P_p = \frac{T_j \nu_0^2}{2\omega_{ном} (2\pi n_p + \delta_0)} \left(1 + \frac{2\nu_0}{3\omega_{ном}}\right). \quad (B.24)$$

Время, необходимое для синхронизации, может быть выражено из (В.11) путем подстановки значений C_2 (В.7) и ΔP_p (В.24):

$$t_T = -\frac{3(2\pi n_p + \delta_0)}{(3\omega_{ном} + 2\nu_0)} \left(1 + \frac{2\omega_{ном}}{\nu_0}\right). \quad (B.25)$$

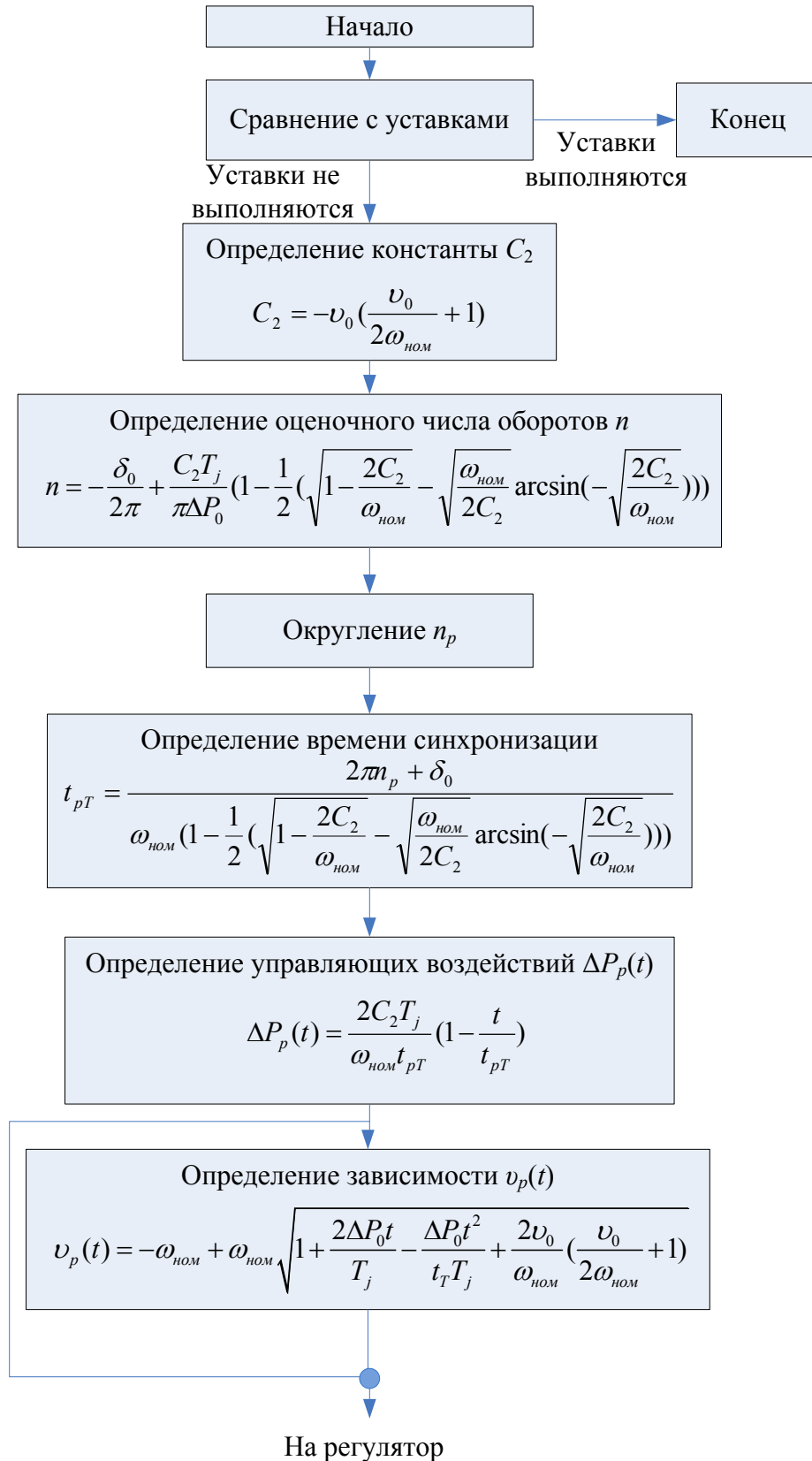


Рисунок В.1 – Блок-схема алгоритма построения ПТД для равноускоренного движения

**Приложение Г. Вывод расчетных выражений для определения параметров
ПТД при линейно изменяющемся небалансе мощности и блок-схема
алгоритма построения ПТД
(обязательное)**

Уравнение движения ротора генератора (2.33) может быть преобразовано к виду:

$$(1 + \frac{v}{\omega_{ном}})dv = \frac{\omega_{ном}}{T_j}(\Delta P_0 - \frac{\Delta P_0}{t_T}t)dt. \quad (Г.1)$$

Выполнив операцию интегрирования обеих частей уравнения (Г.1), получим:

$$(v + \frac{v^2}{2\omega_{ном}}) = \frac{\omega_{ном}}{T_j}\Delta P_0 t - \frac{\omega_{ном}}{T_j}\frac{\Delta P_0}{t_T}\frac{t^2}{2} + C_1. \quad (Г.2)$$

Умножая обе части уравнения (Г.2) на $\omega_{ном}$, получим:

$$(v\omega_{ном} + \frac{v^2}{2}) = \frac{\omega_{ном}^2}{T_j}\Delta P_0 t - \frac{\omega_{ном}^2}{T_j}\frac{\Delta P_0}{t_T}\frac{t^2}{2} + C_1\omega_{ном}. \quad (Г.3)$$

Решением квадратного уравнения (Г.3) относительно переменной v будет:

$$v_{1,2} = -\omega_{ном} \pm \omega_{ном} \sqrt{1 + \frac{2\Delta P_0 t}{T_j} - \frac{\Delta P_0 t^2}{t_T T_j} + \frac{2C_1}{\omega_{ном}}}. \quad (Г.4)$$

Так как значение относительной скорости v на интервале управления должно убывать по абсолютной величине к нулевому значению, то:

$$v = -\omega_{ном} + \omega_{ном} \sqrt{1 + \frac{2\Delta P_0 t}{T_j} - \frac{\Delta P_0 t^2}{t_T T_j} + \frac{2C_1}{\omega_{ном}}}. \quad (Г.5)$$

Константа C_1 может быть определена на основании решения (Г.5) путем подстановки начальных условий:

$$v_0 = -\omega_{ном} + \omega_{ном} \sqrt{1 + \frac{2C_1}{\omega_{ном}}}, \quad (Г.6)$$

$$C_1 = \frac{v_0^2}{2\omega_{ном}} + v_0 = v_0(\frac{v_0}{2\omega_{ном}} + 1). \quad (Г.7)$$

Выразив из решения (Г.5) переменную ΔP_0 , с учетом конечных условий получим:

$$0 = -\omega_{ном} + \omega_{ном} \sqrt{1 + \frac{2\Delta P_0 t_T}{T_j} - \frac{\Delta P_0 t_T^2}{t_T T_j} + \frac{2C_1}{\omega_{ном}}}, \quad (\text{Г.8})$$

$$1 = \sqrt{1 + \frac{\Delta P_0 t_T}{T_j} + \frac{2C_1}{\omega_{ном}}}, \quad (\text{Г.9})$$

$$1 = 1 + \frac{\Delta P_0 t_T}{T_j} + \frac{2C_1}{\omega_{ном}}, \quad (\text{Г.10})$$

$$\Delta P_0 = -\frac{2C_1 T_j}{\omega_{ном} t_T}. \quad (\text{Г.11})$$

С учетом дифференциальной взаимосвязи между относительной скоростью v и относительным углом δ выражение (Г.5) может быть представлено в виде:

$$\frac{d\delta}{dt} = -\omega_{ном} + \omega_{ном} \sqrt{1 + \frac{2\Delta P_0 t}{T_j} - \frac{\Delta P_0 t^2}{t_T T_j} + \frac{2C_1}{\omega_{ном}}}. \quad (\text{Г.12})$$

Подставив значение небаланса, полученное в соответствии с (Г.11), в уравнение (Г.12), получим:

$$\frac{d\delta}{dt} = -\omega_{ном} + \omega_{ном} \sqrt{1 - \frac{2C_1 T_j}{\omega_{ном} t_T} \frac{2t}{T_j} + \frac{2C_1 T_j}{\omega_{ном} t_T} \frac{t^2}{t_T T_j} + \frac{2C_1}{\omega_{ном}}}, \quad (\text{Г.13})$$

$$\frac{d\delta}{dt} = -\omega_{ном} + \sqrt{\omega_{ном}^2 - \frac{4C_1 t \omega_{ном}}{t_T} + \frac{2C_1 t^2 \omega_{ном}}{t_T^2} + 2C_1 \omega_{ном}}. \quad (\text{Г.14})$$

С целью представления выражения (Г.14) в форме, удобной для интегрирования, выполним ряд преобразований:

$$\frac{d\delta}{dt} = -\omega_{ном} + \sqrt{-\frac{2C_1 \omega_{ном}}{t_T^2}} \sqrt{-\frac{t_T^2 \omega_{ном}}{2C_1} + 2t_T t - t^2 - t_T^2}, \quad (\text{Г.15})$$

$$\frac{d\delta}{dt} = -\omega_{ном} + \sqrt{-\frac{2C_1 \omega_{ном}}{t_T^2}} \sqrt{-\frac{t_T^2 \omega_{ном}}{2C_1} - (t - t_T)^2}. \quad (\text{Г.16})$$

Приняв $C_2 = -C_1$ и выполнив замену $t - t_T = x$, получим:

$$\frac{d\delta}{dt} = -\omega_{НОМ} + \sqrt{\frac{2C_2\omega_{НОМ}}{t_T^2}} \sqrt{\frac{t_T^2\omega_{НОМ}}{2C_2} - x^2}. \quad (\Gamma.17)$$

Выполнив операцию интегрирования уравнения (Г.17), получим:

$$\begin{aligned} \delta = & -\omega_{НОМ}x + \sqrt{\frac{2C_2\omega_{НОМ}}{t_T^2}} \left(\frac{x}{2} \sqrt{\frac{t_T^2\omega_{НОМ}}{2C_2} - x^2} + \right. \\ & \left. + \frac{t_T^2\omega_{НОМ}}{4C_2} \arcsin\left(\sqrt{\frac{2C_2}{\omega_{НОМ}}} \frac{x}{t_T}\right) \right) + C_{3*}. \end{aligned} \quad (\Gamma.18)$$

С учетом замены $t - t_T = x$:

$$\begin{aligned} \delta = & -\omega_{НОМ}(t - t_T) + \sqrt{\frac{2C_2\omega_{НОМ}}{t_T^2}} \left(\frac{(t - t_T)}{2} \sqrt{\frac{t_T^2\omega_{НОМ}}{2C_2} - (t - t_T)^2} + \right. \\ & \left. + \frac{t_T^2\omega_{НОМ}}{4C_2} \arcsin\left(\sqrt{\frac{2C_2}{\omega_{НОМ}}} \frac{(t - t_T)}{t_T}\right) \right) + C_{3*}. \end{aligned} \quad (\Gamma.19)$$

Принимая $C_3 = \omega_{НОМ} t_T C_{3*}$:

$$\begin{aligned} \delta = & -\omega_{НОМ}t + \sqrt{\frac{2C_2\omega_{НОМ}}{t_T^2}} \left(\frac{(t - t_T)}{2} \sqrt{\frac{t_T^2\omega_{НОМ}}{2C_2} - (t - t_T)^2} + \right. \\ & \left. + \frac{t_T^2\omega_{НОМ}}{4C_2} \arcsin\left(\sqrt{\frac{2C_2}{\omega_{НОМ}}} \frac{(t - t_T)}{t_T}\right) \right) + C_3. \end{aligned} \quad (\Gamma.20)$$

Константа C_3 может быть определена на основании (Г.20) путем подстановки начальных условий:

$$\delta_0 = \sqrt{\frac{2C_2\omega_{НОМ}}{t_T^2}} \left(\frac{-t_T}{2} \sqrt{\frac{t_T^2\omega_{НОМ}}{2C_2} - t_T^2} + \frac{t_T^2\omega_{НОМ}}{4C_2} \arcsin\left(-\sqrt{\frac{2C_2}{\omega_{НОМ}}}\right) \right) + C_3, \quad (\Gamma.21)$$

$$\delta_0 = -\frac{t_T\omega_{НОМ}}{2} \left(\sqrt{1 - \frac{2C_2}{\omega_{НОМ}}} - \sqrt{\frac{\omega_{НОМ}}{2C_2}} \arcsin\left(-\sqrt{\frac{2C_2}{\omega_{НОМ}}}\right) \right) + C_3, \quad (\Gamma.22)$$

$$C_3 = \delta_0 + \frac{t_T\omega_{НОМ}}{2} \left(\sqrt{1 - \frac{2C_2}{\omega_{НОМ}}} - \sqrt{\frac{\omega_{НОМ}}{2C_2}} \arcsin\left(-\sqrt{\frac{2C_2}{\omega_{НОМ}}}\right) \right). \quad (\Gamma.23)$$

С учетом конечных условий решение (Г.20) примет вид:

$$-2\pi n = -\omega_{\text{НОМ}} t_T + \sqrt{\frac{2C_2 \omega_{\text{НОМ}}}{t_T^2}} \left(\frac{(t_T - t_T)}{2} \sqrt{\frac{t_T^2 \omega_{\text{НОМ}}}{2C_2} - (t_T - t_T)^2} + \right. \\ \left. + \frac{t_T^2 \omega_{\text{НОМ}}}{4C_2} \arcsin\left(\sqrt{\frac{2C_2}{\omega_{\text{НОМ}}}} \frac{(t_T - t_T)}{t_T}\right) \right) + C_3, \quad (\text{Г.24})$$

$$-2\pi n = -\omega_{\text{НОМ}} t_T + C_3. \quad (\text{Г.25})$$

С учетом (Г.23) выражение (Г.25) примет вид:

$$-2\pi n = -\omega_{\text{НОМ}} t_T + \delta_0 + \frac{t_T \omega_{\text{НОМ}}}{2} \left(\sqrt{1 - \frac{2C_2}{\omega_{\text{НОМ}}}} - \sqrt{\frac{\omega_{\text{НОМ}}}{2C_2}} \arcsin\left(-\sqrt{\frac{2C_2}{\omega_{\text{НОМ}}}}\right) \right). \quad (\text{Г.26})$$

Тогда оценочное значение количества относительных оборотов векторов напряжений синхронизируемых объектов может быть выражено как:

$$n = -\frac{\delta_0}{2\pi} + \frac{\omega_{\text{НОМ}} t_T}{2\pi} \left(1 - \frac{1}{2} \left(\sqrt{1 - \frac{2C_2}{\omega_{\text{НОМ}}}} - \sqrt{\frac{\omega_{\text{НОМ}}}{2C_2}} \arcsin\left(-\sqrt{\frac{2C_2}{\omega_{\text{НОМ}}}}\right) \right) \right). \quad (\text{Г.27})$$

С учетом (Г.11):

$$n = -\frac{\delta_0}{2\pi} + \frac{C_2 T_j}{\pi \Delta P_0} \left(1 - \frac{1}{2} \left(\sqrt{1 - \frac{2C_2}{\omega_{\text{НОМ}}}} - \sqrt{\frac{\omega_{\text{НОМ}}}{2C_2}} \arcsin\left(-\sqrt{\frac{2C_2}{\omega_{\text{НОМ}}}}\right) \right) \right). \quad (\text{Г.28})$$

Полученное при расчете значение n округляется до ближайшего целого числа n_p . Тогда время, необходимое для синхронизации, может быть выражено из (Г.27):

$$t_T = \frac{2\pi n_p + \delta_0}{\omega_{\text{НОМ}} \left(1 - \frac{1}{2} \left(\sqrt{1 - \frac{2C_2}{\omega_{\text{НОМ}}}} - \sqrt{\frac{\omega_{\text{НОМ}}}{2C_2}} \arcsin\left(-\sqrt{\frac{2C_2}{\omega_{\text{НОМ}}}}\right) \right) \right)}. \quad (\text{Г.29})$$

При этом начальное значение небаланса мощности ΔP_0 должно быть скорректировано до величины

$$\Delta P_{p0} = \frac{2C_2 T_j}{\omega_{\text{НОМ}} t_T}, \quad (\text{Г.30})$$

а закон изменения величины небаланса мощности во времени примет вид:

$$\Delta P_p(t) = \frac{2C_2 T_j}{\omega_{\text{НОМ}} t_T} \left(1 - \frac{t}{t_T} \right). \quad (\text{Г.31})$$

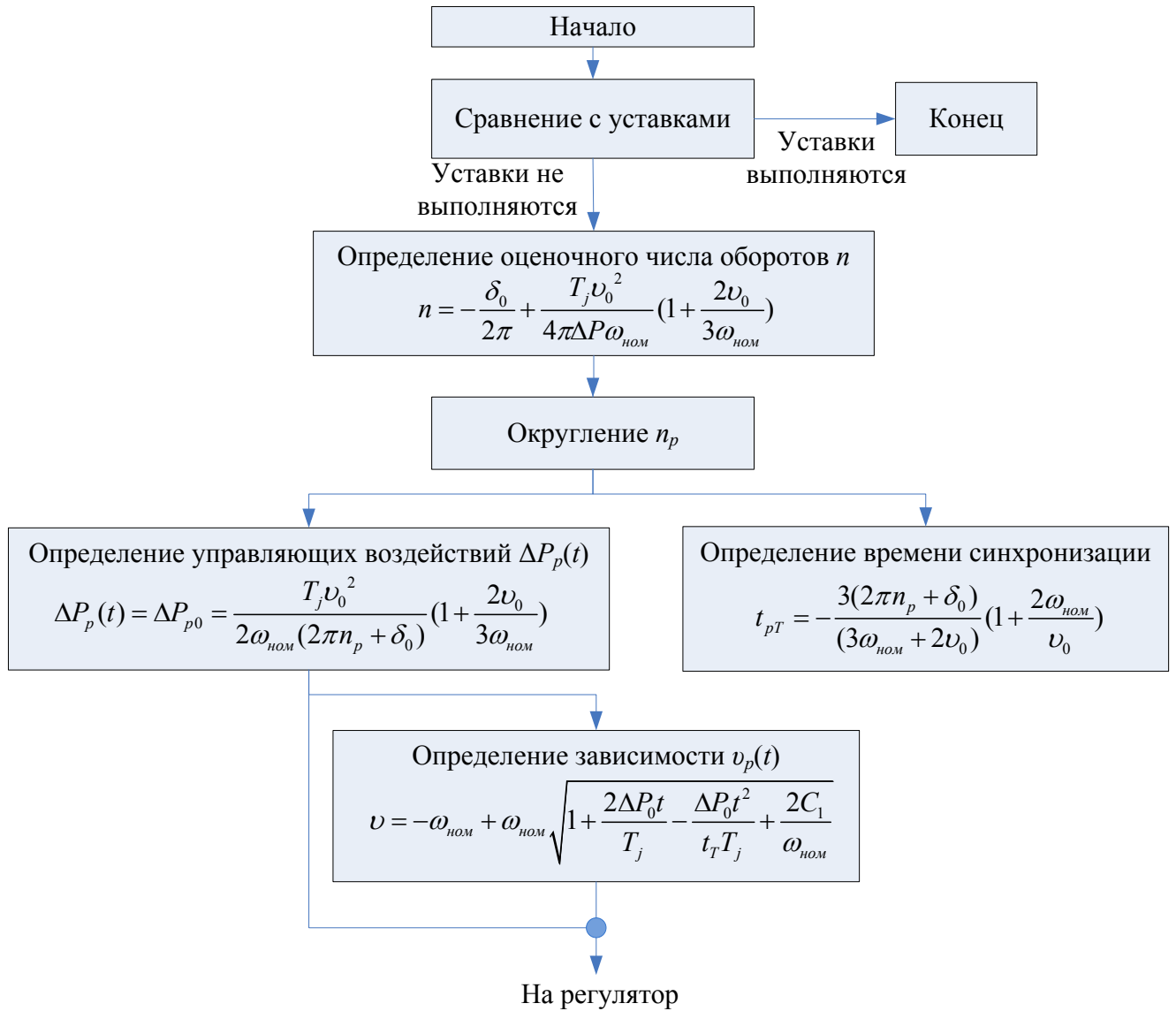


Рисунок Г.1 – Блок-схема алгоритма построения ПТД для равноускоренного движения

**Приложение Д. Основные параметры моделируемого синхронного
генератора в ПК Mustang
(справочное)**

Таблица Д.1 – Основные параметры моделируемого синхронного генератора в ПК Mustang

Параметр	Значение
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	6.3
Номинальная активная мощность $P_{\text{Гном}}$, МВт	40
Номинальный коэффициент мощности $\cos(\varphi)$	0,9
Механическая постоянная инерции генератора и турбины T_j , с	10
Переходное реактивное сопротивление по продольной оси X'_d , о.е.	0,3
Синхронное реактивное сопротивление по продольной оси X_d , о.е.	1,8
Синхронное реактивное сопротивление по поперечной оси X_q , о.е.	1,8
Сверхпереходное реактивное сопротивление по продольной оси X''_d , о.е.	0,143
Сверхпереходное реактивное сопротивление по поперечной оси X''_q , о.е.	0,151
Переходная постоянная времени по продольной оси при разомкнутой обмотке статора T'_d , с	3,05
Параметры системы возбуждения	
Постоянная времени АРВ, с	0,04
Ограничения входного сигнала регулятора возбуждения, ед.ном.воз.	± 6
Коэффициент регулирования по отклонению напряжения, ед.ном.воз./ед.напр.	50
Коэффициент регулирования по производной напряжения	4
Постоянная времени возбудителя, с	0,04
Минимальное и максимальное значение ЭДС E_{qe} , соответствующей напряжению возбуждения	2 -1,6

Минимальное и максимальное значение ЭДС E_q , замещающее ток возбуждения I_f	2 0,6
--	----------

**Приложение Е. Параметры моделируемого синхронного генератора в среде
MATLAB Simulink
(справочное)**

Таблица Е.1 – Параметры моделируемого синхронного генератора в среде MATLAB Simulink

Параметр	Значение
Номинальная активная мощность $P_{\text{ном}}$, МВт	600
Номинальное линейное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	22
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Синхронное реактивное сопротивление по продольной оси X_d , о.е.	1,65
Переходное реактивное сопротивление по продольной оси X'_d , о.е.	0,25
Сверхпереходное реактивное сопротивление по продольной оси X''_d , о.е.	0,2
Синхронное реактивное сопротивление по поперечной оси X_q , о.е.	1,59
Переходное реактивное сопротивление по поперечной оси X'_q , о.е.	0,46
Сверхпереходное реактивное сопротивление по поперечной оси X''_q , о.е.	0,2
Сопротивление рассеяния X_l , о.е.	0,14
Переходная постоянная времени по продольной оси при разомкнутой обмотке статора T'_d , с	4,5
Сверхпереходная постоянная времени по продольной оси при разомкнутой обмотке статора T_{do}'' , с	0,04
Переходная постоянная времени по поперечной оси при разомкнутой обмотке статора T'_q , с	0,67
Сверхпереходная постоянная времени по поперечной оси при разомкнутой обмотке статора T_{qo}'' , с	0,09
Активное сопротивление статора R_s , о.е.	0,0045
Механическая постоянная инерции генератора T_j , с	1,55

**Приложение Ж. Параметры модели турбины в среде MATLAB Simulink
(справочное)**

Таблица Ж.1 – Параметры модели турбины в среде MATLAB Simulink

Параметр	Значение
Коэффициент усиления регулятора K_p , о.е.	1
Коэффициент ослабления регулятора R_p , о.е.	0,05
Постоянная времени реле скорости T_{sr} , с	0,001
Постоянная времени сервомотора T_{sm} , с	0,15
Минимальная скорость перемещения затвора сервомотора v_{gmin} , о.е./с	-0,1
Максимальная скорость перемещения затвора сервомотора v_{gmax} , о.е./с	0,1
Минимальная зона открытия затвора сервомотора g_{min} , о.е.	0
Максимальная зона открытия затвора сервомотора g_{max} , о.е.	4,496
Постоянная времени паросборника T_5 , с	0,5
Постоянная времени промежуточного перегревателя T_4 , с	3,3
Постоянная времени промежуточного перегревателя T_3 , с	10

Приложение II. Акты внедрения результатов диссертационной работы (справочное)

«УТВЕРЖДАЮ»

Первый заместитель директора –
главный инженер филиала ОАО
«ФСК ЕЭС» Кузбасское ПМЭС

 А.М. Старцева
«18» _____ 2015 г.

АКТ

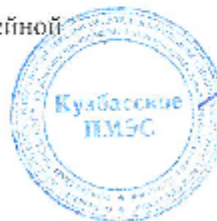
внедрения результатов диссертационной работы

Беляева Николая Александровича

«Синтез систем адаптивной синхронизации генераторов с электрической
сетью на основе методов автоматического управления с эталонной
моделью»

Настоящим подтверждается, что результаты диссертационного исследования Беляева Н.А. обладают актуальностью и представляют практический интерес. По результатам технического совещания в филиале ОАО «ФСК ЕЭС» Кузбасское ПМЭС рассмотрена перспективность предложенного в диссертационной работе подхода к синтезу устройств синхронизации генераторов с электрической сетью. Отмечена возможность применения предложенного способа для задачи включения на параллельную работу частей энергосистем и предложено рекомендовать рассмотрение разработанных систем синхронизации для установки на системообразующих подстанциях при проведении работ по их реконструкции и техническому перевооружению.

Начальник службы релейной
защиты и автоматики



В.С. Белоусов

«УТВЕРЖДАЮ»

Директор Энергетического
института ФГАОУ ВО НИ ТПУ,

д.т.н., доцент

 В.М. Завьялов« 21 »  2015 г.**АКТ****об использовании результатов диссертационного исследования****Беляева Николая Александровича****«Синтез систем адаптивной синхронизации генераторов с электрической
сетью на основе методов автоматического управления с эталонной
моделью»**

Настоящим актом подтверждается использование результатов диссертационного исследования Беляева Н.А. в научно-исследовательской деятельности студентов и сотрудников кафедры «Электрических сетей и электротехники» Энергетического института Национального исследовательского Томского политехнического университета, а также в рамках реализации образовательных программ по направлениям 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» (уровень бакалавриата) и 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» (уровень магистратуры).

И.о. зав. кафедрой «Электрических сетей
и электротехники» Энергетического
института ФГАОУ ВО НИ ТПУ, к.т.н.



А.В. Прохоров