

Оглавление

Введение	3
1. Задачи обеспечения надёжности и устойчивости работы энергосистемы	6
1.1 Структура и объекты энергосистемы	7
1.2 Инженерно-технические мероприятия по повышению надёжности работы электростанции собственных нужд	13
1.3 Выбор варианта двухстороннего питания потребителей электроэнергии	16
1.4 Оценочный анализ устойчивости работы энергосистемы	17
1.5 Задачи углублённых исследований устойчивости работы энергосистемы	22
1.6 Выбор средств моделирования процессов	23
1.7 Выводы по первой главе	27
2. Формирование модели энергосистемы в среде (ПАК) RTDS	29
2.1 Математические модели элементов в среде ПАК RTDS	36
2.1.1 Математические модели для формирования простых сетей	40
2.1.2 Представление математических моделей основного оборудования	42
2.2 Компоновка и отладка модели энергосистемы в среде ПАК RTDS	56
2.3 Выводы по второй главе	59
3. Исследование устойчивости работы энергосистемы	61
3.1 Моделирование и анализ процессов при больших возмущениях	63
3.2 Методика экспериментально-аналитического исследования колебательной устойчивости	65
3.2.1 Построение амплитудно-фазовых частотных характеристик (АФЧХ) энергосистемы как замкнутой системы	67
3.2.2 Приведение АФЧХ к виду разомкнутой системы	70
3.2.3 Определение запасов колебательной устойчивости по Найквисту	72
3.2.4 Вопросы автоматизации исследовательских работ	74
3.3 Моделирование и анализ процессов при малых возмущениях	75
3.4 Выводы о третьей главе	77
Заключение	78

Список публикаций по теме диссертации.....	81
--	----

Введение

Проблема и актуальность. На сегодняшний день в нефтегазовой промышленности большое распространение получили автономные электрические станции. Целесообразность их использования заключается в том, что развитие нефтегазотранспортной системы страны опережает развитие магистральных электрических сетей, и зачастую существуют такие места, где подключение к высоковольтным сетям не представляется возможным, ввиду их отсутствия. Единственным вариантом в качестве источника электроснабжения является автономные электростанции.

В качестве автономного электроснабжения компрессорных станций нового поколения, с газотурбинным приводом газоперекачивающих агрегатов, в основном используются газопоршневые электростанции собственных нужд, с единичной мощностью агрегата от 315 кВт до 1.5 МВт.

К недостаткам автономного электроснабжения можно отнести невозможность обеспечить электроснабжение потребителей, при выходе из строя всего генерирующего оборудования, а также частые коммутации генерирующего оборудования.

При параллельной работе нескольких электростанций могут возникать переходные процессы, связанные с нарушением устойчивости работы генераторов, что может привести к потере электроснабжения технологического оборудования и перебоях в поставках газа потребителям. Кроме динамических процессов (короткие замыкания, остановки генераторов, резкие набросы нагрузки и т.д.), которые влияют на устойчивость работы автономной энергосистемы (АЭЭС), существует возможность потери устойчивости «в малом». Нарушение устойчивости «в малом» может быть вызвано процессом самораскачивания роторов генераторов из-за несоответствия настроек АВР всем возможным режимам работы АЭЭС.

Под устойчивостью технической системы понимают свойство системы возвращаться к первоначальному состоянию после прекращения

внешнего возмущающего воздействия. Требование устойчивости является одним из основных требований, предъявляемых к технической (в том числе электроэнергетической) системе и определяет, как правило, работоспособность этой системы [1].

Исследования, положившие начало разработке методов расчета статической устойчивости электрических систем были начаты с середины 30-х годов. Фундаментальные результаты в этом направлении были получены А.А. Горевым, С.А. Лебедевым, П.С. Ждановым [2-4] и другими известными советскими и зарубежными учеными и специалистами [5].

Для анализа устойчивости электроэнергетических систем (ЭЭС) в настоящее время используются алгебраические и частотные критерии, а также корневой анализ методом D-разбиения. Процесс анализа устойчивости является очень трудоемким и может занять очень много времени, соответственно оперативно изменять необходимые параметры генераторов для повышения устойчивости их работы не представляется возможным [6].

Цель работы. Целью диссертационной работы является исследование параллельной работы генераторов, объединенных в сеть напряжением 0.4 кВ с использованием критерия Найквиста.

Для достижения этой цели были выполнены следующие задачи:

1. Произвести детальный анализ АЭЭС (ГКС) «Сахалин». Выявить причины пониженной надёжности работы АЭЭС КС и возможные пути их преодоления.

2. Обосновать применимость критерия Найквиста для исследования устойчивости «в малом» ЭЭС без выполнения процедуры линеаризации исходных систем дифференциальных уравнений.

3. Выполнить экспериментальные исследования по вопросам устойчивости энергосистемы КС с использованием программно-аппаратного комплекса (ПАК) RTDS.

4. Оценить устойчивость смоделированной автономной энергосистемы по критерию Найквиста, при вводе в эксплуатацию нового энергоблока отечественного производства.

Практическая значимость. Методика оценки устойчивости предоставляет возможность решать следующие практические задачи:

- создание системы реального времени для оценки устойчивости, с использованием критерия Найквиста;
- разработанная и прошедшая анализ устойчивости схема электроснабжения может быть применена на многих автономных энергосистемах компрессорных станций для обеспечения бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей;
- в будущем количество автономных энергосистем компрессорных станций будут только увеличиваться. Проводимые исследования уже на стадии проектирования позволят выявить вышеописанные недостатки и дать рекомендации по изменению схем электроснабжения, режимов работы генерирующего оборудования, настройке АРВ генераторов и возможности установки необходимого дополнительного оборудования для поддержания бесперебойной работы сложного технологического процесса.

1. Задачи обеспечения надёжности и устойчивости работы энергосистемы

Аварии, связанные с нарушениями устойчивости работы в крупных электрических системах, влекут за собой расстройство электроснабжения важных потребителей электрической энергии. Ликвидация таких аварий и восстановление нормальных условий работы электрических систем представляют большие трудности и требуют много времени и внимания диспетчера и остального дежурного персонала. При сравнительно небольшом числе аварий, вызывающих нарушение устойчивости, наибольший аварийный недоотпуск электрической энергии падает именно на этот вид аварий. Тяжелые последствия таких аварий заставляют уделять значительное внимание вопросам увеличения устойчивости как при проектировании электрических станций и сетей, так и в эксплуатации. Проблема устойчивости наложила глубокий отпечаток на схемы коммутации, режимы работы и параметры оборудования электрических систем, необходимость применения быстродействующих выключателей, релейной защиты (использование систем автоматического регулирования возбуждения генераторов, систем противоаварийной автоматики), а также проведения других мероприятий, которые способствуют уменьшению аварийности в электрических системах России [7].

Возникают большие проблемы устойчивости при передаче энергии на большие расстояния. Можно утверждать, что устойчивость систем является одним из основных факторов, ограничивающих пропускную способность электропередач переменного тока большой протяженности [7].

1.1 Структура и объекты энергосистемы

Энергетическая система - это объединенная система энергетики, совокупность энергетических ресурсов всех видов, методов их получения (добычи), преобразования, распределения и использования, а также технических средств и организационных комплексов, обеспечивающих снабжение потребителей всеми видами энергии. Энергосистемы называют иногда большими системами энергетики; они имеют иерархическую структуру, уровнями которой являются страна (государство), район, крупный промышленный, транспортный или сельскохозяйственный узел, отдельное предприятие (рисунок - 1.1)

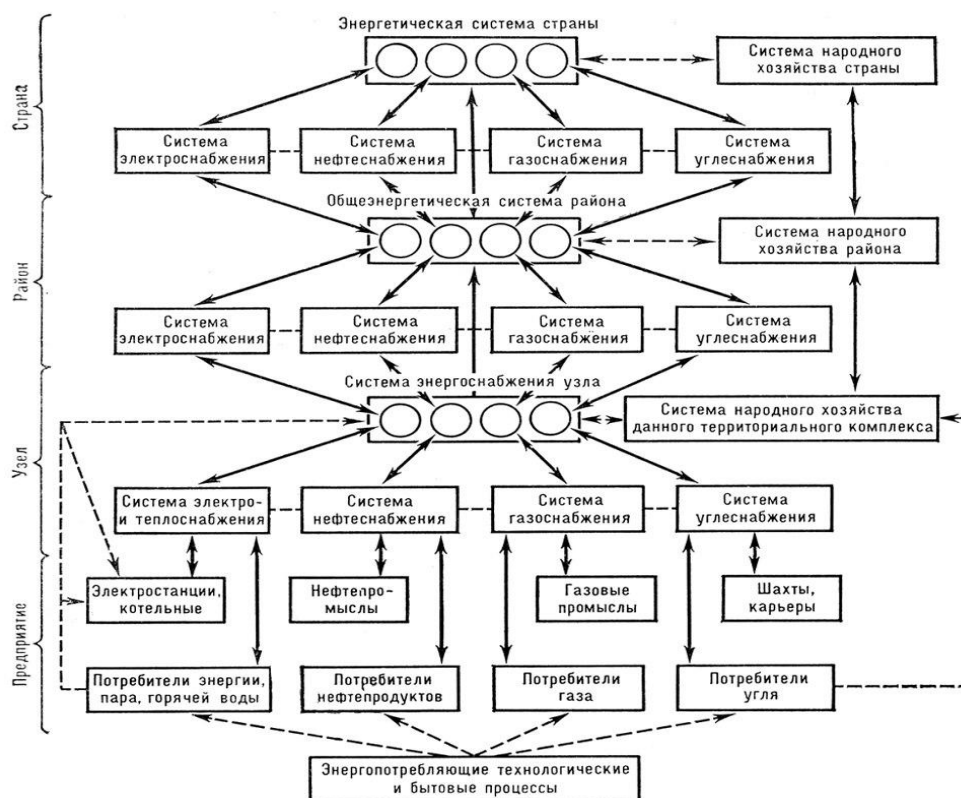


Рисунок 1.1 – Иерархическая структура энергетической системы страны

Далее будет рассматриваться газотранспортная промышленность, а конкретно, вопросы бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей.

Потребители в газотранспортной промышленности можно разделить на две основные группы. Линейные потребители и компрессорные станции.

К линейным потребителям относятся объекты магистральных газопроводов с относительно небольшими потребляемыми мощностями (от 2 до 15 кВт), которые находятся непосредственно на газопроводе, а именно крановые узлы, камеры приема и запуска очистного устройства, радио-релейные станции, оборудование телемеханики и т.д. Все эти потребители имеют I или II категории и соответственно нуждаются в резервных источниках. В качестве резервных источников на линейной части газопроводов используют дизельные электростанции малой мощности или аккумуляторные батареи.

Исследования, проводимые в работе, посвящены объектам более высокой мощности – автономным энергосистемам компрессорных станций (КС) магистральных газопроводов.

Компрессорная станция является составной частью магистрального газопровода и предназначена для увеличения его производительности за счет повышения давления на выходе станции с помощью газоперекачивающих агрегатов (ГПА). На компрессорной станции осуществляются следующие технологические процессы: очистка газа от жидких и механических примесей, сжатие газа, охлаждение после сжатия, измерение и контроль технологических параметров, управление режимом газопровода путем изменения подаваемого количества газа и режимов работы ГПА.

Компрессорная станция является также опорным пунктом для системы технического обслуживания и ремонта не только собственных объектов, но также оборудования и сооружений линейной части газопровода.

В зависимости от типа привода газоперекачивающих агрегатов КС могут быть электроприводные, поршневые и газотурбинные [8]. Поршневые компрессорные станции в газовой промышленности используются крайне редко, поэтому более широкое распространение в газовой промышленности получили электроприводные и газотурбинные КС.

Электроснабжение электроприводных КС в основном осуществляется от внешнего источника. Безусловно, электроприводные станции имеют более высокий КПД, по сравнению с другими типами приводов, но ограниченную

мощность. Но основной недостаток электрического привода агрегата – это необходимость в наличии магистральных электрических сетей в районе нахождения компрессорной станции.

Электроснабжение газотурбинных компрессорных станций магистральных газопроводов также может осуществляться как от автономных источников электроснабжения, так и от внешних источников. Такая возможность существует, потому что мощность, потребляемая газотурбинными КС во много раз ниже, чем у электроприводных КС.

Рассмотрим энергосистему газотурбинной КС. В качестве источников питания газотурбинных КС используются линии электропередач от энергосистемы, ЭСН с агрегатами, работающими на газовом или дизельном топливе. Источники питания КС могут находиться в рабочем режиме (рабочий или основной источник), использоваться в качестве нагруженного или ненагруженного резерва. Рабочий и резервные источники питания рассчитываются на полную мощность КС, т.е. каждый из них способен обеспечить нормальный технологический процесс КС. Основное назначение аварийного источника – поддерживать работу ответственных электроприемников КС в течение 1,5 ч и при необходимости вынужденную нормальную остановку газоперекачивающего агрегата (ГПА), если питание от основного или резервного источника не восстановлено [9].

При использовании ЭСН схема электроснабжения КС образует автономную миниэнергосистему с характерными быстропротекающими переходными процессами. Такие миниэнергосистемы принято называть автономными энергосистемами. В каждой автономной энергосистеме есть генерирующее, передающее, трансформирующее, коммутационное и периферийное энергооборудование, как в любой другой сложной энергосистеме.

Задачей автономных энергосистем объектов транспорта газа, а именно компрессорных станций, является обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей. К плюсам автономного электроснабжения

можно отнести полную независимость от внешних источников электроэнергии, учет индивидуальных требований по качеству электроснабжения, использование электричества и тепла, вырабатываемых в месте потребления, экологически чистое производство электроэнергии

Структурную схему ЭСН определяют в зависимости от вида потребителя, мощности и категорийности нагрузки. Распределительное устройство генераторного напряжения выбирают, как правило, с одной секционированной системой сборных шин. Две системы сборных шин допускается использовать при большом числе присоединений на генераторном напряжении и соответствующем экономическом обосновании.

Возможный вариант структурной схемы, работающей автономно, изображен на рисунке – 1.2 [10].

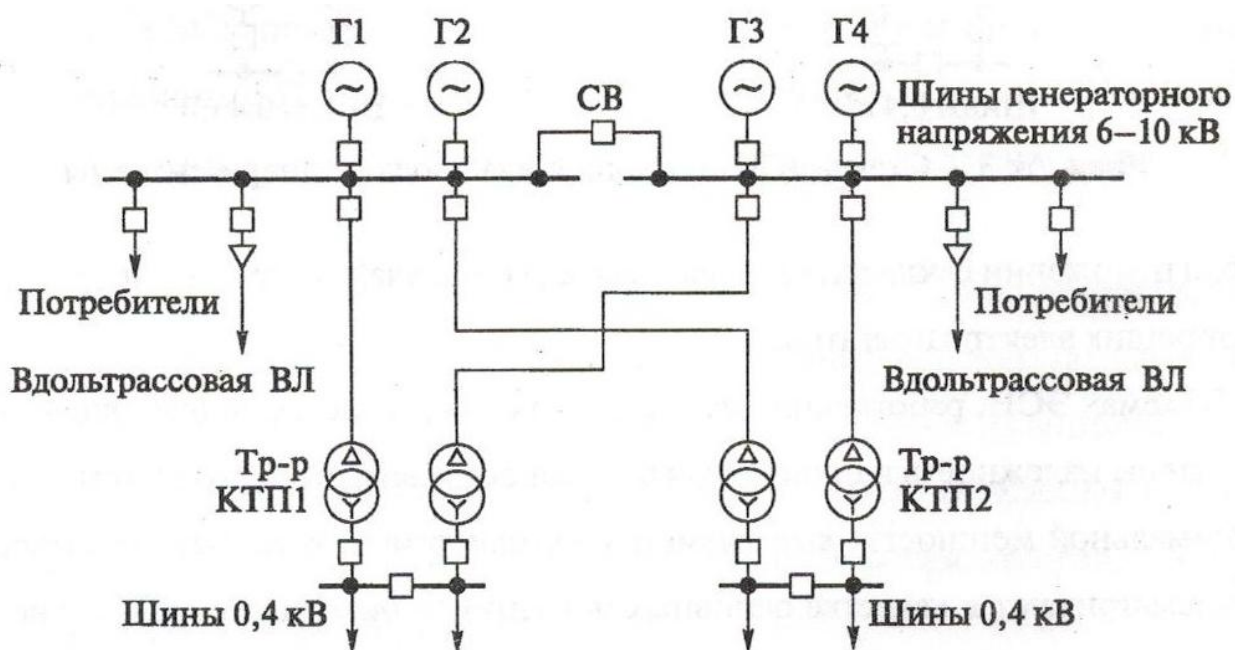


Рисунок 1.2 – Схема электрических соединений автономной ЭСН

В схемах автономных ЭСН резервирование нагрузки первой категории осуществляют за счет нагруженного резерва, включаемого в мощность работающих электроагрегатов. В указанной схеме применяют режим раздельной работы секций шин при разомкнутом положении секционного выключателя с выдачей мощности не менее чем от двух групп работающих электроагрегатов [10].

Магистральный газопровод «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» является одной из составляющих проекта «Сахалин-3», в задачи которого входит снабжение газом потребителей Дальнего Востока и поставку газа на завод «Владивосток-СПГ» [11].



Рисунок 1.3 – ГКС «Сахалин» и магистральный газопровод «Сахалин – Хабаровск – Владивосток»

ГКС «Сахалин» является потребителем I категории [12], а соответственно требует бесперебойного электроснабжения и двух взаиморезервируемых источников электроснабжения. В месте нахождения ГКС «Сахалин» отсутствует инфраструктура позволяющая обеспечить бесперебойное и надежное электроснабжения таких объектов, как компрессорные станции. Соответственно во время проектирования данного объекта было принято решение обеспечить автономное электроснабжение ГКС «Сахалин».

На данный период электроснабжение ГКС «Сахалин» осуществляют четыре ЭСН модели Звезда-ГП-1100ВК-02М3-0211 мощностью 1100 кВт, каждая [13]. ЭСН оснащены газопоршневыми двигателями Cummins и генераторами Stamford. В данный момент отечественных аналогов оборудования такого моделей не производится, существуют аналоги производства компаний Caterpillar, Jenbacher Gas Engine, MWM, Guascor.

Электростанции предназначены для электроснабжения потребителей всего комплекса, который состоит из самой компрессорной станции, промышленной площадки со всей периферией, вахтового жилого городка, линий электрохимзащиты, газоизмерительной станции и т.д. Всего ЭСН осуществляют питание семи трансформаторных подстанций мощностью от 100 до 1600 кВА из закрытого распределительного устройства (ЗРУ) – 10 кВ [14]. Самая мощная трансформаторная подстанция – 2х1600 кВА, осуществляет питание двух газотурбинных газоперекачивающих агрегатов ГПА-16М-10, мощностью 16 МВт каждый [14]. Управление электроснабжением и генерацией осуществляется дистанционно, с автоматизированного рабочего места. В зависимости от сезонной нагрузки и режима работы ГКС в работе используются один или два генератора. При останове всех генераторов и потере питания от ЭСН, электроснабжение обеспечивает аварийная дизельная электростанция (АДЭС).

Все эти объекты образуют сложную автономную энергосистему, параметры всего вышеописанного оборудования сведены в таблицу 1.1-1.3

Таблица 1.1 – Исходные данные оборудования

Параметры генераторов	№	$P_{\text{ном}},$ МВт	$Q_{\text{ном}},$ МВА	$\cos\varphi,$ о.е.	$U_{\text{ном}},$ кВ	$X_d,$ о.е.	$X'_d,$ о.е.	$X_2,$ о.е.	$T_j,$ с	$I_{\text{ном}},$ А
	1-4	1,1	0,825	0,8	10,5	2,567	0,244	0,236	0,2	80

Таблица 1.2 – Исходные данные оборудования

Параметры трансформаторов	№	Расположение	$S_{\text{ном}},$ МВА	$U_{\text{нн}},$ кВ	$U_k,$ %	$U_{\text{вн}},$ кВ	$\Delta P_{\text{кз}},$ Вт
	1	СН	0,63	0,4	6,2	10	7600
	3	КЦ	1,6	0,4	6,08	10	16000

Таблица 1.3 – Исходные данные оборудования

Параметры линий	№	Наименование присоединения	Длина КЛ, км	Индуктивное сопротивление $X_{\text{кл}},$ Ом/км	Активное сопротивление $R_{\text{кл}},$ Ом/км
	1	ЗРУ – КТП СН	0,03	0,2	0,122
	2	ЗРУ – КТП КЦ	0,36	0,2	0,122

1.2 Инженерно-технические мероприятия по повышению надёжности работы электростанции собственных нужд

Проведя детальный анализ работы автономной энергосистемы, выяснилось, что согласно проекту генераторы ЭСН работают на неразделённую по секциям систему шин ЗРУ, образуя один источник электроснабжения. При этом в случае аварийного отключения одного из генераторов автоматика отключает всех потребителей электроэнергии энергосистемы, так как срабатывает автоматика быстрой разгрузки (АБР), которая отключает все ячейки в ЗРУ для того, чтобы на оставшийся в работе генератор не переключились все потребители, и он не остановился по перегрузке. Одномоментный наброс нагрузки должен быть не более 30%, от номинальной мощности генератора. Возобновление электроснабжения возможно только при ручном последовательном включении потребителей, что занимает очень много времени и весьма негативно сказывается на протекании технологических процессов ГКС. Выявились случаи остановов генераторов вследствие потери синхронизма при их включении на параллельную работу (таблица 1.4), что, в свою очередь, приводит к потере половины генерирующих источников энергосистемы и, соответственно, к усложнению технологических процессов транспортировки газа на материк.

Наибольшее количество остановов происходит вследствие внутренних неполадок энергоблоков и ЭСН в целом (таблица 1.4). Конкретные причины этих остановов различны. Это не полностью проработанные проектные решения, ошибки монтажа, нарушения регламентов пуско-наладки энергооборудования и другие причины.

Таблица 1.4 – Аварийные остановки энергоблоков ЭСН по датам

Дата останова	Остановленные энергоблоки	Причина останова	Примечание
1	2	3	4
05.08.2012	№2	Неисправность нагрузки	Потеря питания от ЭСН
18.08.2012	№4	Внутренние неполадки	Потеря питания от ЭСН
18.09.12	№1, №3	Потеря синхронизма	Потеря питания от ЭСН
25.09.12	№1	Внутренние неполадки	Потеря питания от ЭСН
07.10.12	№2	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
15.10.12	№4	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
16.11.12	№3, №4	Потеря синхронизма	Потеря питания от ЭСН
22.11.12	№1, №3	Потеря синхронизма	Потеря питания от ЭСН
01.12.12	№1	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
22.12.12	№3	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
22.12.12	№4	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
25.12.12	№2	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
07.01.13	№1	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
14.01.13	№4	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
01.02.13	№2	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
03.02.13	№3	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
09.03.13	№1	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
09.03.13	№3	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок
17.03.13	№2	Внутренние неполадки	В работе остался один энергоблок

В ходе инженерно-технических работ по обеспечению бесперебойности электроснабжения потребителей ГКС были выполнены следующие мероприятия:

- перенастроены устройства релейной защиты и автоматики;
- устранены технические неисправности энергоблоков, допущенные заводом-изготовителем.

В результате в значительной мере устранены отмеченные причины остановов. В тех случаях, когда в работе остается один энергоблок, задача подключения всех элементов нагрузки к этому энергоблоку решается следующим образом:

- разделение секций ЗРУ путем отключения секционного выключателя (СВ), исключив при этом резкий наброс всей нагрузки на оставшийся в работе генератор;
- ступенчатое подключение потребителей на оставшийся в работе генератор по напряжению 0.4 кВ посредством секционных выключателей в КТП, согласно рассчитанным временам автоматического включения резерва (АВР), без срабатывания АБР;
- после введения в работу резервного генератора нагрузка точно так же, ступенчато, переходит на вновь введенный в работу энергоблок, и схема приобретает первоначальный вид с двумя независимыми, взаиморезервируемыми источниками энергии.

В таблице 1.5 приведены данные об остановах энергоблоков за 2014 год. Как видно из таблицы, количество остановов значительно снизилось после доработок и изменений в схеме электроснабжения энергосистемы КС.

Таблица 1.5 – Аварийные остановки энергоблоков ЭСН за 2014 год

Дата останова	Остановленные энергоблоки	Причина останова	Примечание
16.02.2014	№2	Внутренние неполадки	Потеря питания от ЭСН
23.06.2014	№1	Внутренние неполадки	Потеря питания от ЭСН
13.10.2014	№3	Внутренние неполадки	Потеря питания от ЭСН

Предлагаемые изменения схемы электроснабжения потребителей ГКС Сахалин позволит повысить запас устойчивости работы автономной энергосистемы и увеличить показатели надежности электроснабжения с применением двух независимых взаимно резервируемых источников энергии.

1.3 Выбор варианта двухстороннего питания потребителей электроэнергии

Одним из возможных вариантов формирования двух независимых источников питания в энергосистеме является перевод ЭСН на отдельную работу секций шин, то есть на работу при отключенном секционном выключателе в ЗРУ – 10 кВ и включённых СВ – 0.4 кВ на отдельных КТП. В этом случае вся электростанция, вместе с нагрузкой, делится на две части и образует автономную энергосистему (рисунок 1.4), в которой задачи анализа и обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов требуют специального рассмотрения. Для решения этих задач автономная энергосистема может быть представлена в виде типовой двухмашинной модели ЭЭС (рисунок – 1.8, а) [4].

«Компрессорного цеха (КЦ)», от которых запитаны потребители, наиболее чувствительные к кратковременным нарушениям электроснабжения.

Предложенная схема исключает потерю питания при останове одного из двух генераторов. Остальные нагрузочные элементы представлены в виде элементов местной нагрузки N_1 и N_2 генераторов ЭГ1 и ЭГ2 (рисунок 1.8, а).

На рисунке 1.5 изображена электрическая схема замещения исследуемой системы первого этапа.

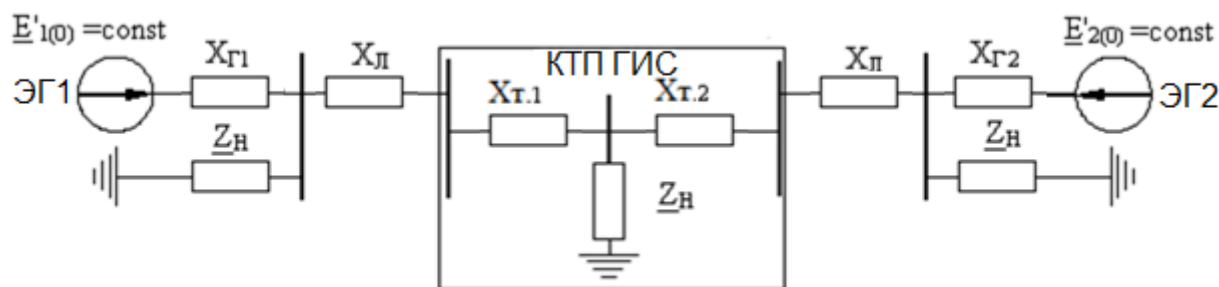


Рисунок 1.5 – Эквивалентная схема замещения АЭЭС ГКС «Сахалин» при объединении генераторов через КТП ГИС

На первом этапе расчет устойчивости производился для случая наибольшей загрузки генераторов. Результаты расчета статической апериодической устойчивости ЭСН представлены на рисунке 1.6. Здесь угловые характеристики генераторов первой и второй электростанций (частей реальной электростанции) выражены в долях от номинальной полной мощности одного энергоблока.

Как следует, из рисунка 1.6, величина коэффициента запаса статической устойчивости составляет 85 % (при минимально допустимом значении 20%) [15]. Соответственно, при выбранном условии объединения генераторов через КТП ГИС по показателю апериодической статической устойчивости система является работоспособной.

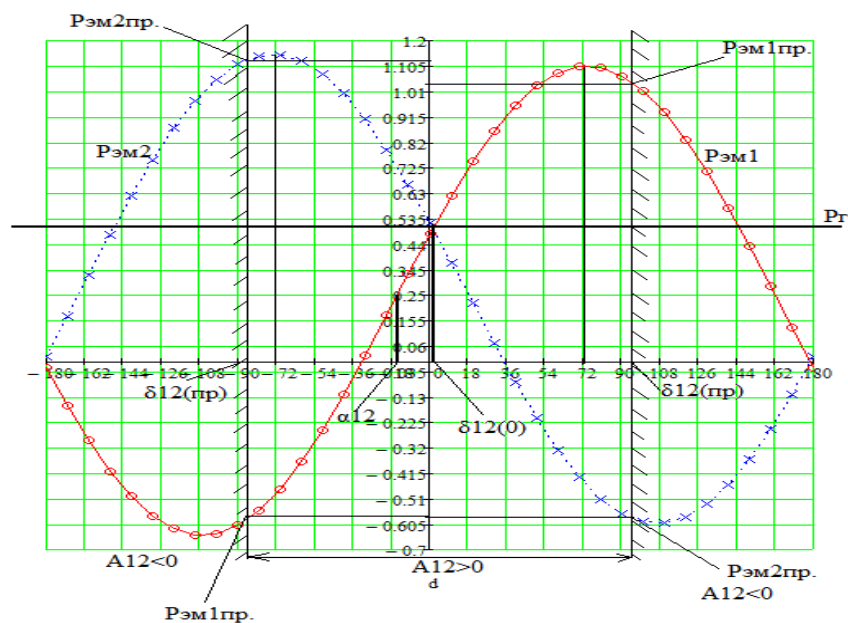


Рисунок 1.6 – Угловые характеристики электромагнитных мощностей электростанций

Схема замещения двухмашинной модели ЭЭС для второго этапа расчета приведена на рисунке 1.8 (б) [16].

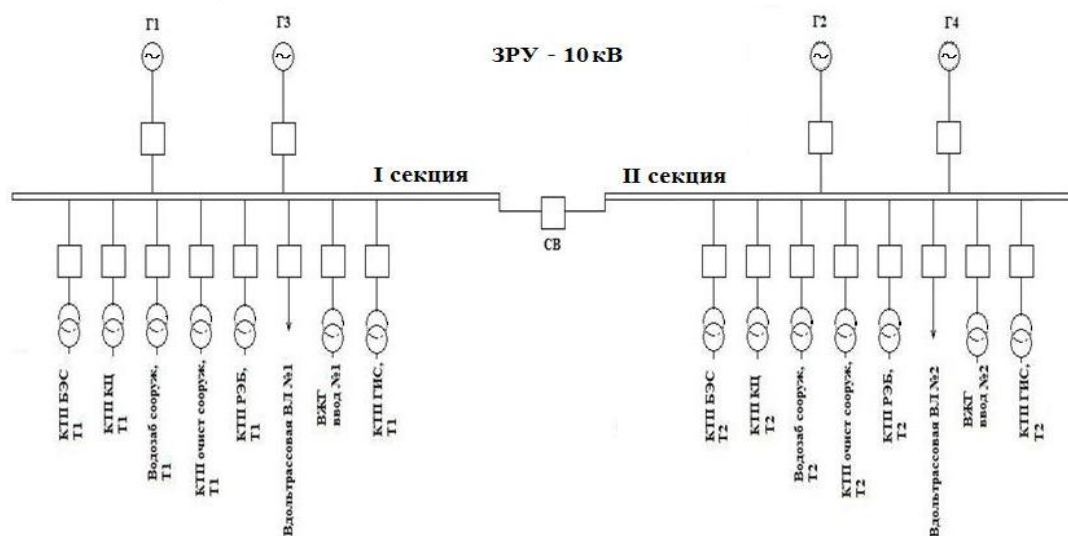


Рисунок 1.7 – Упрощенная схема электрических соединений ЭСН ГКС "Сахалин"

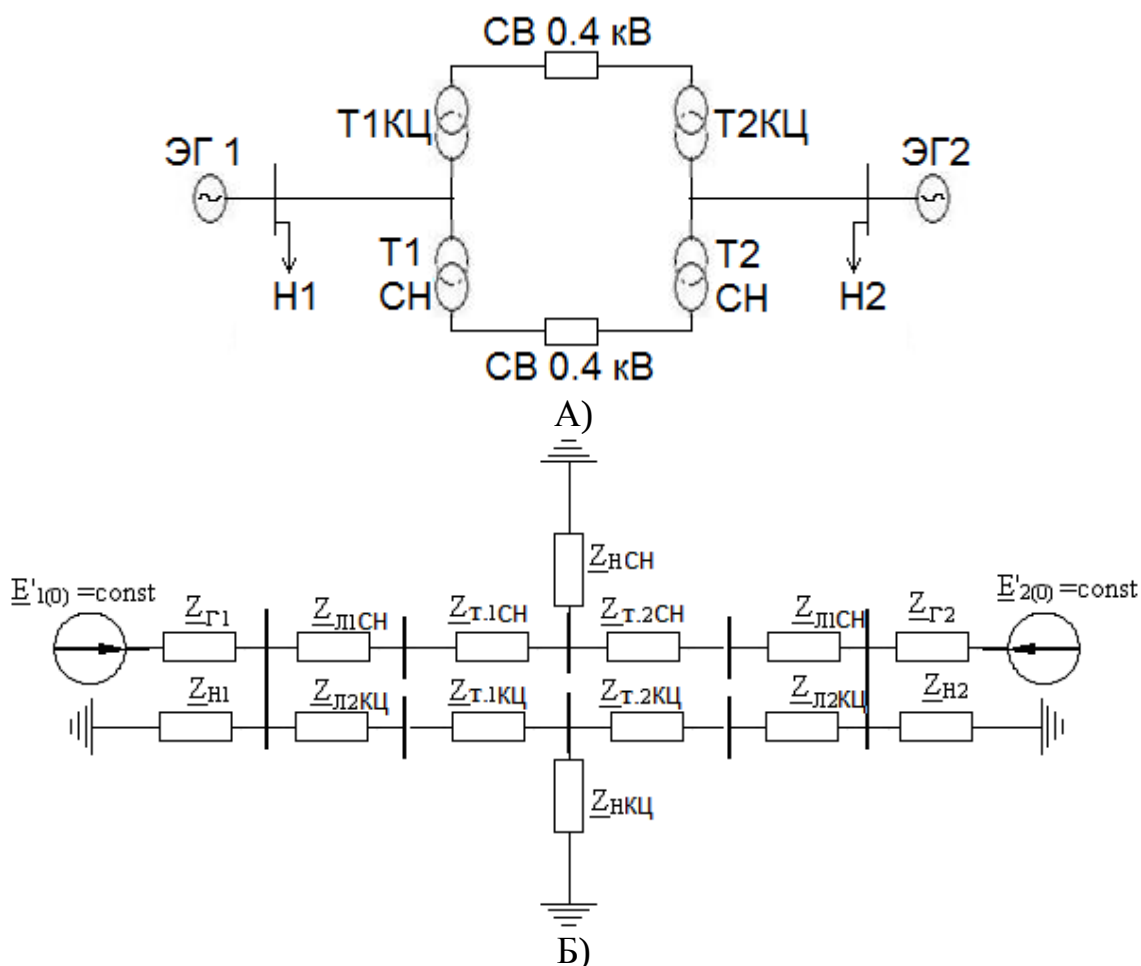


Рисунок 1.8 – а) двухмашинная модель ЭЭС; б) Эквивалентная схема замещения АЭЭС ГКС «Сахалин» при объединении генераторов через КТП СН и КТП КЦ

В порядке проведения оценочных расчётов апериодической статической устойчивости по второму варианту электроснабжения автономной энергосистемы ГКС, по её двухмашинной модели построены угловые характеристики генераторов ЭГ1 и ЭГ2 (рисунок 1.9). Определены зона устойчивой работы и предельные по устойчивости значения генераторных мощностей.

Визуально по рисунку 1.9 можно оценить, что в рассматриваемом схемно-режимном состоянии автономной энергосистемы ГКС коэффициент запаса статической устойчивости генераторов электростанций ЭГ1 и ЭГ2 имеет значения свыше 100 процентов, что является достаточным основанием для более глубокого изучения различных аспектов её работы.

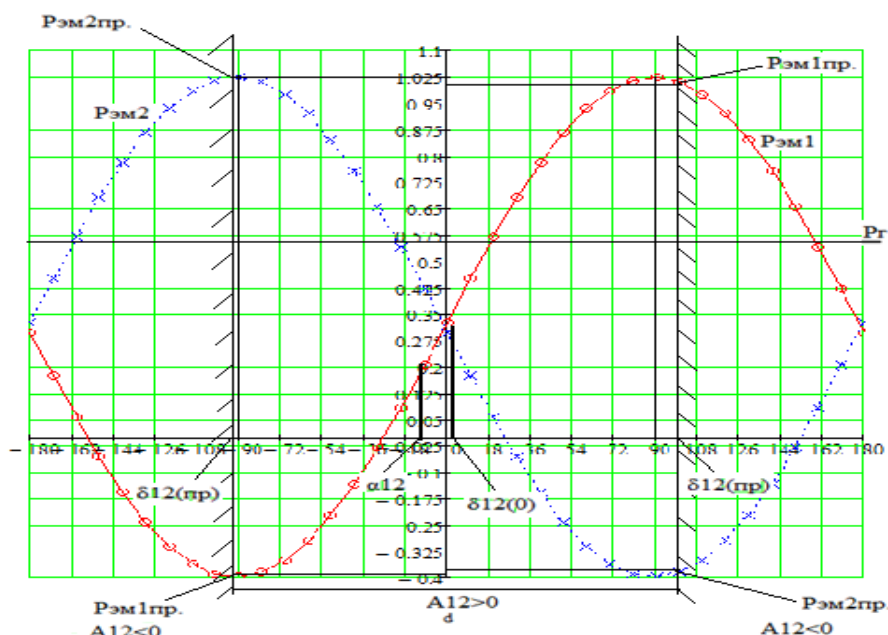


Рисунок 1.9 – Угловые характеристики и пределы аperiodической статической устойчивости АЭЭС ГКС при объединении генераторов через КТП КЦ и КТП СН

В расчете динамической устойчивости рассматривались наиболее тяжелые режимы работы энергосистемы. Были рассмотрены электромеханические процессы, протекающие при трехфазном коротком замыкании длительностью 0.3 с, на расстоянии 0.37 км от первой секции шин, и последующем отключении одной из линий электропередач ЗРУ – КТП СН. Условия расчета были выбраны таким образом, чтобы время срабатывания защиты от коротких замыканий автоматических выключателей ЗРУ было завышено, для того чтобы увеличить время протекания короткого замыкания. Результаты расчёта представлены на рисунке 1.10. Визуально, по рисунку 1.10, можно оценить, что по фактору влияния больших возмущений и при нормальной работе основного комплекса релейной защиты система работоспособна. Задача обеспечения динамической устойчивости АЭЭС при отказах защит требует дополнительного рассмотрения.

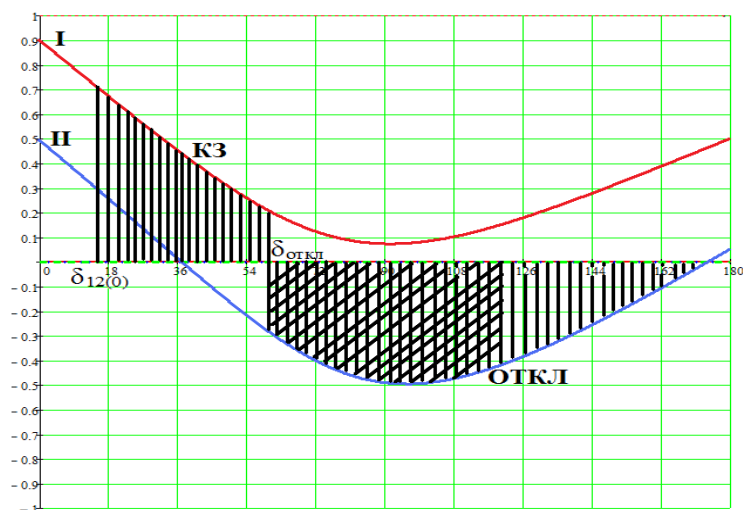


Рисунок 1.10 – Кривая относительного ускорения при отключении поврежденной линии

Результаты работы показывают необходимость проведения научно – исследовательских работ на этапе проектирования путем использования компьютерных моделей построения автономных энергосистем для расчета различных режимов работы с учетом их индивидуальных особенностей. Это обеспечит бесперебойную и безаварийную работы автономных энергосистем на производственных объектах, которые являются ответственными потребителями.

В свою очередь, предложенная схема ЭЭС ГКС работы требует более глубокого изучения вопроса колебательной устойчивости.

1.5 Задачи углублённых исследований устойчивости работы энергосистемы

К задачам углубленных исследований можно отнести следующее:

1. Произвести детальный анализ различных режимов работы автономных энергосистем КС магистральных газопроводов. Определить причины пониженной надёжности работы автономных энергосистем КС на примере ГКС «Сахалин» и возможные пути их преодоления.

2. Проверить на практике теоретические исследования по повышению надежности работы энергосистем КС и повысить запас устойчивости этих энергосистем.

3. Оценить запасы статической и динамической устойчивости по упрощенным математическим моделями энергосистемы КС при параллельной работе генераторов через сеть 0.4 кВ.

4. Обосновать применимость критерия Найквиста для исследования устойчивости «в малом» ЭЭС без выполнения процедуры линеаризации исходных систем дифференциальных уравнений.

5. Проверить предложенный метод на всережимном моделирующем комплексе реального времени, а именно создать модель автономной энергосистемы для нефтегазоперекачивающего комплекса с возможностью проверки различных режимов работы и установки дополнительного оборудования для повышения устойчивости и надежности работы автономных ЭЭС.

6. Изучить программно моделирующий комплекс реального времени, разобраться с основными процессами, протекающими при моделировании конкретной энергосистемы.

1.6 Выбор средств моделирования процессов

Для упрощения методов исследования статической устойчивости ЭЭС и во избежание сложных математических операций может стать применение критерия Найквиста. Для этого, очевидно, необходимо рассмотреть некую ЭЭС, составить её исходную (нелинейную) математическую модель и получить частотный отклик данной системы на малое возмущение, подаваемое на её вход. Затем провести линеаризацию системы дифференциальных уравнений математической модели и построить частотный отклик линеаризованной системы. В случае их удовлетворительного совпадения можно утверждать, что частотные отклики,

полученные по линеаризованной и по исходной математическим моделям системы – идентичны.

Существующие теоретические методы исследования колебательной устойчивости крайне громоздки и сложны, поэтому необходим такой метод исследования автономных энергосистем, который позволит оперативно и точно определять необходимые параметры.

Важность проблемы устойчивости энергосистем привела к разработке в энергетически развитых странах соответствующего программного обеспечения, включающегося составной частью в вычислительные комплексы широкого электротехнического и электроэнергетического назначения. К этому программному обеспечению можно отнести, например, пакеты программ SIMPOW (фирма ABB, Швеция), MASS и PEALS (Канада), Бразильские разработки, SMAS3 (Испания), EUROSTAG (Бельгия-Франция), DYNSPACK (Австралия), RastrWin (Россия) и др. Эти средства являются эффективными инструментами анализа устойчивости ЭЭС, но в них не реализованы процедуры, обеспечивающие выбор настроечных параметров регуляторов с целью поддержания и повышения колебательной устойчивости [17-18].

Широкие возможности дает цифровое моделирование энергосистем в реальном времени с формированием физических сигналов, отображающих процессы в энергосистемах, что позволяет подключать вторичное оборудование к модели. Одно из таких устройств - устройство цифрового моделирования энергосистемы в режиме реального времени (Real Time Digital Simulator – RTDS®) – симулятор энергосистемы, разработанный в Исследовательском центре силовых систем постоянного тока провинции Манитоба (Виннипег, Канада) в конце 80-х годов прошлого столетия [19-21].

RTDS – это специализированный комплекс, предназначенный для изучения стационарных режимов и электромагнитных переходных процессов

RTDS позволяет решать следующие задачи:

- полный цикл проверки релейной защиты, единой защиты и схем управления;
- полный цикл проверки систем управления для HVDC, SVC, TCSC и синхронных машин;
- разработка устройств FACTS и связанных с ней средств управления;
- изучение работы систем переменного тока, включая режим генерации и передачи электрической энергии;
- исследование взаимодействия оборудования для энергетики;
- изучение взаимодействия между объединенными AC/DC системами;
- обучение и тренировка инженерно-технического персонала объектов электроэнергетики и многое другое

Через устройства ввода-вывода к RTDS подключается различное внешнее оборудование, такое как измерительные устройства, релейная защита и контроллеры, например, устройства управления регулируемых электроприводов или управляемых компенсаторов реактивной мощности (рисунок 1.11). При этом условия функционирования подключенного оборудования соответствуют реальным условиям. Это позволяет тестировать функционирование устройств без их включения в реальную энергосистему.

Программное обеспечение RTDS включает в себя мощный и дружелюбный графический интерфейс пользователя RSCAD. Этот программный пакет разработчика обеспечивает полный набор графических интерфейсов для работы с RTDS. Подготовка моделей электроэнергетических систем, для последующего их запуска на RTDS, осуществляется в графическом интерфейсе пользователя RSCAD.

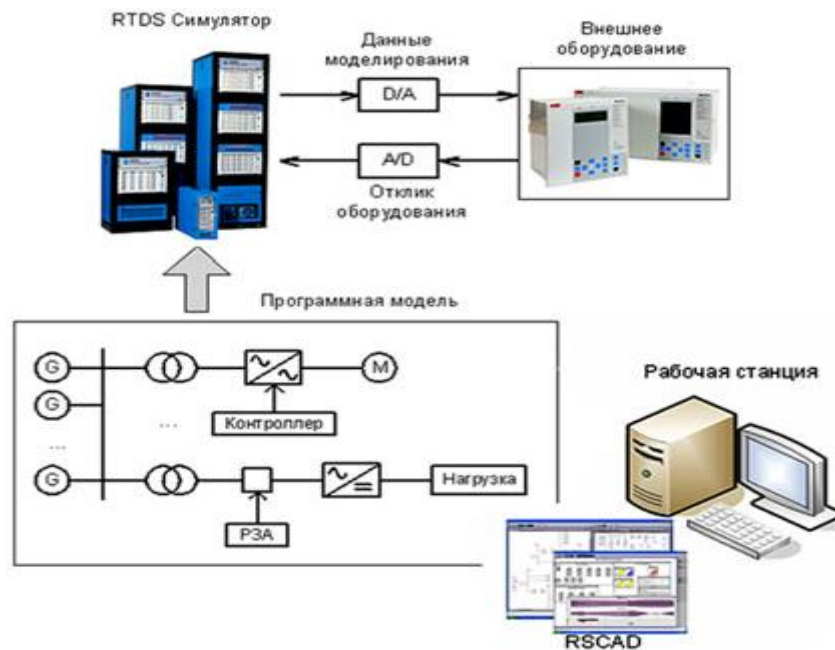


Рисунок 1.11 – RTDS и взаимодействие его составных частей и внешнего оборудования

В случаях моделирования больших электроэнергетических систем, могут использоваться файлы других программ. Этим общим форматом ввода данных является формат файлов PTI программного комплекса PSS/E, использующегося во ВНИИР для моделирования и анализа потоков, напряжений и потерь в электроэнергетических системах.

Модели электрических систем формируются из моделей отдельных элементов. Важнейшим преимуществом RTDS является возможность представить в модели электрической системы, в частности, средства релейной защиты, автоматики и управления как в виде запрограммированных внутренних блоков RTDS, так и в виде реальных терминалов (контроллеров), которые соединяются с симулятором через аналоговые и цифровые порты ввода - вывода. Благодаря RTDS можно обоснованно выбрать оптимальные уставки терминала.

1.7 Выводы по первой главе

Оборудование, используемое в современных автономных ЭЭС компрессорных станций имеет определенные сложности на первом этапе пусконаладочных работ и процессе эксплуатации это: не полностью проработанные проектные решения, ошибки в ходе монтажных работ, неполадки основного оборудования, нарушения регламентов при пусконаладочных работах и многие другие факторы.

Проведя детальный анализ автономной энергосистемы ГКС «Сахалин» были выявлены основные проблемы аварийных остановов энергоблоков ЭСН. По установленным данным были составлены инженерно-технические мероприятия по повышению надёжности работы ЭСН, которые позволили повысить запас устойчивости работы автономной энергосистемы.

Также был предложен вариант двухстороннего питания потребителей электроэнергии. Эффективность предложенной схемы будет проверена опытным путем на моделирующем комплексе RTDS, полученные результаты будут представлены в главе 3. По завершению экспериментальной части будет подведен итог о целесообразности использования данного вида питания потребителей.

Не маловажным пунктом в первой главе был оценочный анализ устойчивости работы энергосистемы. Были построены угловые характеристики и пределы статической устойчивости двухмашинной модели.

В заключение первой главы можно сделать вывод о том что, количество автономных энергосистем компрессорных станций будут только увеличиваться, наглядным примером является проект «Сила Сибири». В недалеком будущем на данном газопроводе будет построено несколько компрессорных станций с автономным электроснабжением. Необходимость исследовательских работ на этапе проектирования, путем использования компьютерных моделей автономных энергосистем для расчета различных

режимов работы с учетом их индивидуальных особенностей, предоставит возможность:

- Обеспечить бесперебойную и безаварийную работу автономных энергосистем;
- Выявить недостатки и дать рекомендации по изменению схем электроснабжения, режимов работы генерирующего оборудования;
- Решать вопросы по усовершенствованию объекта в процессе эксплуатации.

2. Формирование модели энергосистемы в среде (ПАК) RTDS

Построение уточнённой цифровой модели энергосистемы является сложной и трудоёмкой задачей. На первом этапе создания модели необходимо знать все характеристики и параметры электрооборудования энергосистемы, алгоритмы работы автоматики и релейной защиты, режимы работы потребителей и другое.

В АЭЭС ГКС «Сахалин», в основном, используется современное электрооборудование импортного производства. Параметры оборудования не указанные в его паспортных данных приходилось рассчитывать или брать параметры аналогичного оборудования, используемого в моделях ПАК RTDS.

Программный модуль RSCAD/Draft используется, чтобы создать схему, которая будет моделироваться, используя средство моделирования RTDS.

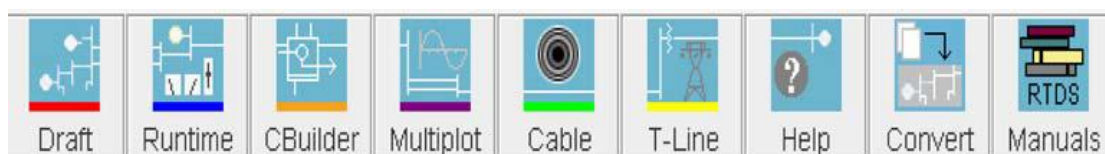


Рисунок 2.1 – Окно диспетчера RSCAD/FileManager

Для того чтобы создать новую схему для моделирования на экране RSCAD/Draft по умолчанию есть холст рисунка слева и окно библиотеки справа рисунок 2.2. Принципиальная схема пользователя собрана путем копирования компонентов с окна библиотеки и переносом их на холст рисунка.

Окно библиотека состоит из ряда вкладок. Каждая вкладка содержит различные группы компонентов. Например, вкладка библиотеки Power System содержит: питание, системные компоненты питания, вкладка библиотеки Machine Models содержит: модели генераторов и двигателей.

В RSCAD/Draft есть два возможных режима модели, однолинейная схема или трехфазная. Они просто рисуют режимы, моделирование по-

прежнему остается на трехфазной основе. Режим рисунка может быть изменен, выбирая Трехфазный <-> Однофазный переключатель схемы в панели инструментов библиотеки.

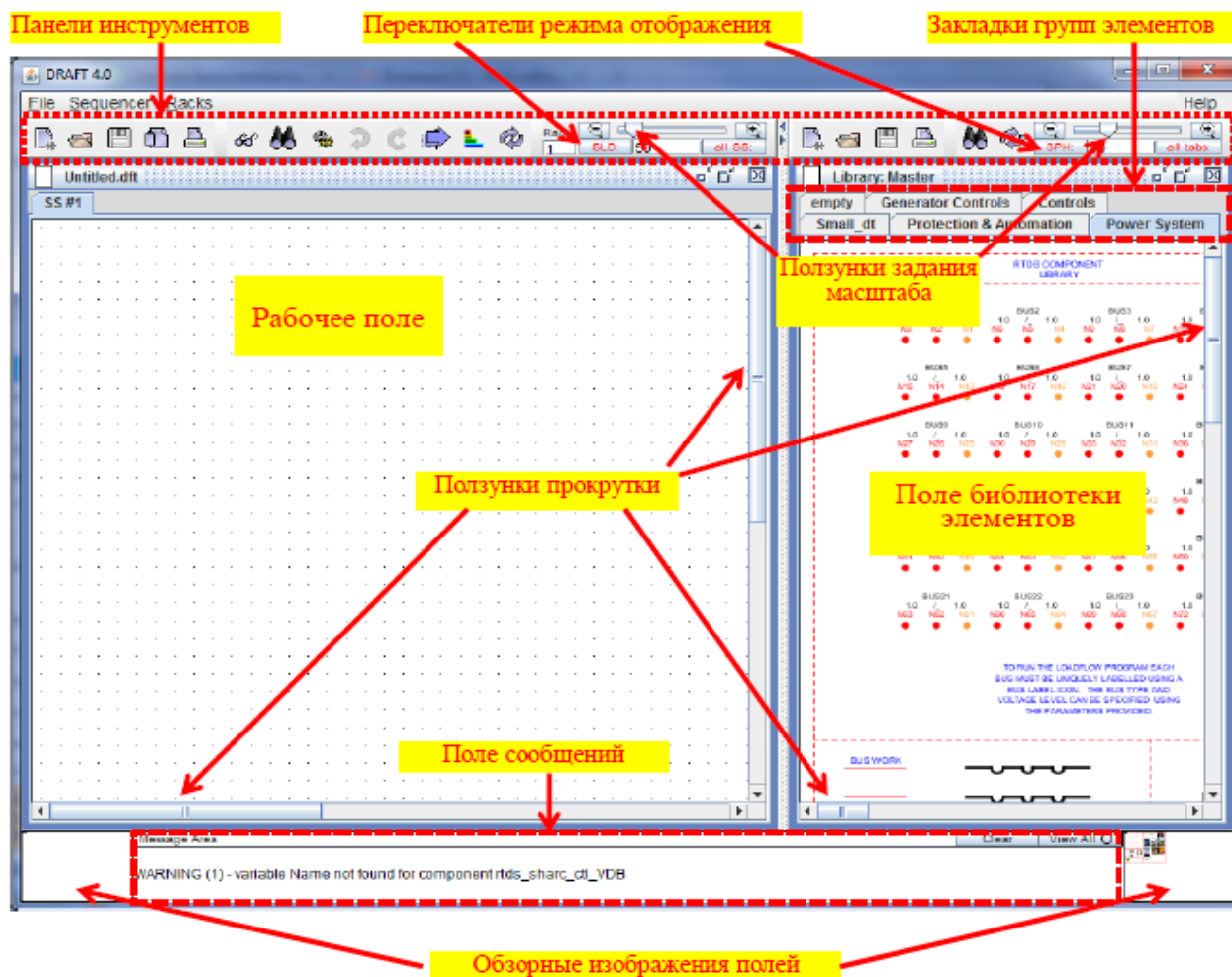


Рисунок 2.2 – Главная часть окна библиотеки RSCAD/Draft

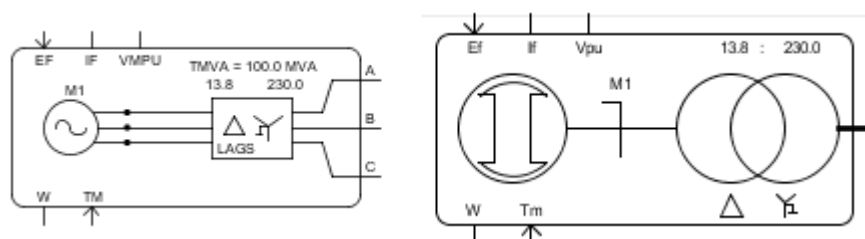


Рисунок 2.3 – Обозначение одного и того же компонента трехфазной и однофазной схемы

Чтобы собрать схему определяют местоположение исходных моделей в окне библиотеки. Компоненты, используемые в этом примере можно найти в библиотеке Machine Models.

Если навести курсор на исходную модель и нажать правую кнопку мыши, меню компонента будет выглядеть, как показано на рисунке - 2.4

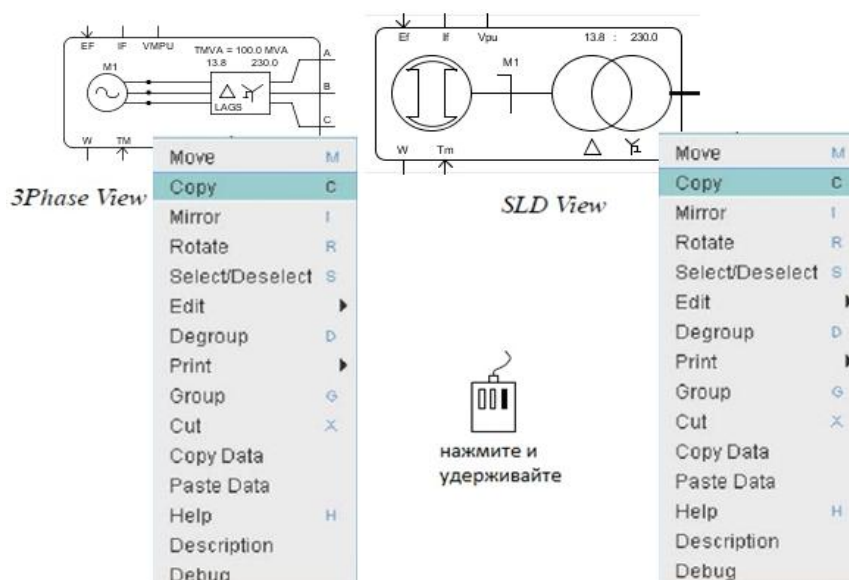
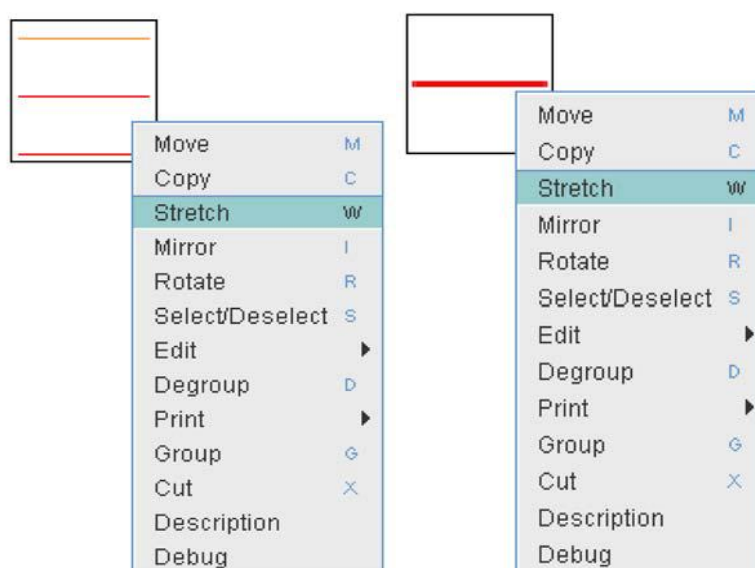


Рисунок 2.4 – Компонент меню редактирования

Компонент шина может быть скопирован с окна библиотеки энергосистемы и помещен таким образом, что один конец соединялся с входом исходной модели. Компоненты шины могут быть растянуты, установив курсор на конец, который будет расширен и выбрав опцию Stretch, из меню компонента.



Bus Component

3PH View

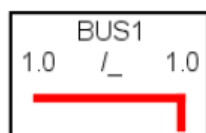
Bus Component

SLD View

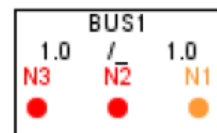
Рисунок 2.5 – Компоненты шины

Кроме того, сочетание клавиш 'w' может использоваться, чтобы растянуть шину. Шина будет растягиваться только горизонтально или вертикально в зависимости от ориентации шины.

Чтобы упростить маркировку шин, когда схема оттягивается в однофазном режиме схемы, однофазный компонент метки шины доступен в библиотеке Power System. Меню редактирования компонента требует, чтобы пользователь ввел уникальное имя шины, а также, имена трех узлов. Эти три имени узлов требуются, так как моделирование схемы все еще сделано на трехфазной основе даже при том, что схема была обращена в однофазный режим схемы.



а)



б)

rtds_sharc_sld_BUSLABEL					
Parameters		LOAD FLOW DATA			
Name	Description	Value	Unit	Min	Max
BName	BUS Name	BUS1			
NA	A Phase Node Name	N1			
NB	B Phase Node Name	N2			
NC	C Phase Node Name	N3			
VRate	Rated Line-Line Bus Voltage	230.0	kV		
daout	Send Voltage(s) to D/A? (3PC Net only)	No			
COL	Bus Color (sld mode)	RED			
LW	Bus Line Width (sld mode)	3		0.0	10.0

Update Cancel Cancel All

Рисунок 2.6 – Компоненты шины а) однолинейная; б) трехфазная

В ходе моделирования в ПАК RTDS были созданы реальные модели всего основного высоковольтного оборудования (генераторы, трансформаторы, системы автоматики и релейной защиты). Завод-изготовитель электростанций ПАО «Звезда Энергетики» предоставил все необходимые параметры генераторов (Таблица 1.1-1.3). Модель генератора представлена на рисунке 2.7.

The diagram illustrates a power system configuration. At the top, a 48V source is connected to a generator block labeled 'IEEE2ST PQS' and 'M1'. The generator's output is connected to a transformer block labeled 'IEEE Type ST1' and 'Energization System'. The transformer's output is connected to a motor block labeled 'IEEE Type 1' and 'Governor/Turbine' and 'M1'. The system is powered by a 48V source. The diagram includes various electrical symbols and labels for components and connections.

Update Cancel Cancel All

Возможности ПАК RTDS по моделированию электрооборудования

После занесения всех электрических параметров генераторов необходимо было смоделировать их систему возбуждения. ПАК RTDS имеет стандартные модели АРВ генераторов, основанных на ПИД законе регулирования. При этом использовалась возможность оперировать не только стандартными параметрами, но и внедрять в модели генераторов свои алгоритмы работы систем АРВ.

Алгоритмы и логика работы АРВ могут быть заданы в любой форме для всех существующих систем возбуждения генераторов.

Модели отдельных блоков электрооборудования АЭЭС объединены в модель энергосистемы по схеме, приведенной на рисунке 2.8. При этом принято, что в работе находится по одному генератору на каждой секции шин.

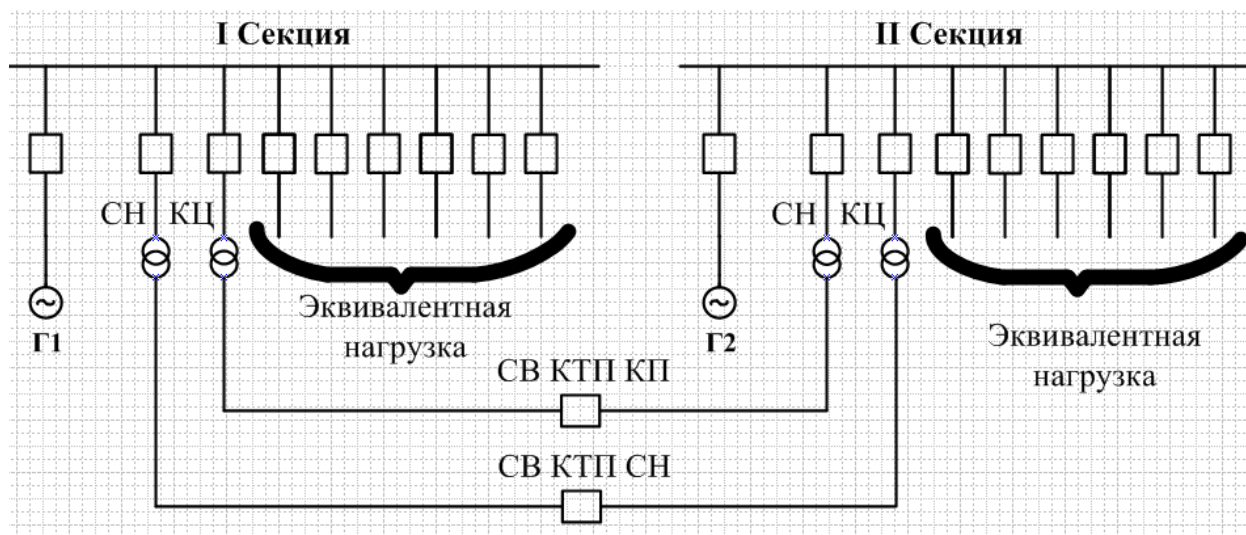


Рисунок 2.8 – Схема АЭЭС ГКС с отключенным СВ 10 кВ и эквивалентной нагрузкой

Соединение генераторов осуществлено по заранее предложенной в пункте 1.3 схеме по напряжению 0.4 кВ. Алгоритм работы релейной защиты секционных выключателей задан согласно реальным параметрам АЭЭС ГКС «Сахалин».

Нагрузка потребителей АЭЭС ГКС «Сахалин» представлена в виде эквивалентов статической и динамической нагрузки. Динамическую нагрузку представляют два эквивалентных асинхронных двигателя, подключенных по одному на каждую секцию АЭЭС.

В ходе работы по моделированию АЭЭС ГКС «Сахалин» была получена модель типовой автономной энергосистемы компрессорной станции с реальными параметрами оборудования ГКС «Сахалин», которая приведена на рисунке 2.9. Модель позволяет отслеживать, в реальном времени, процессы загрузки энергоблоков согласно заданным алгоритмам,

либо, задав постоянную нагрузку, снимать необходимые параметры работы оборудования в нормальном режиме работы. Модель представляет собой АЭЭС с двумя работающими генераторами на разные секции ЗРУ – 10 кВ, с соединением по напряжению 0.4 кВ. Схема электрических соединений элементов модели полностью соответствует схеме АЭЭС ГКС, приведенной на рисунке 2.8.

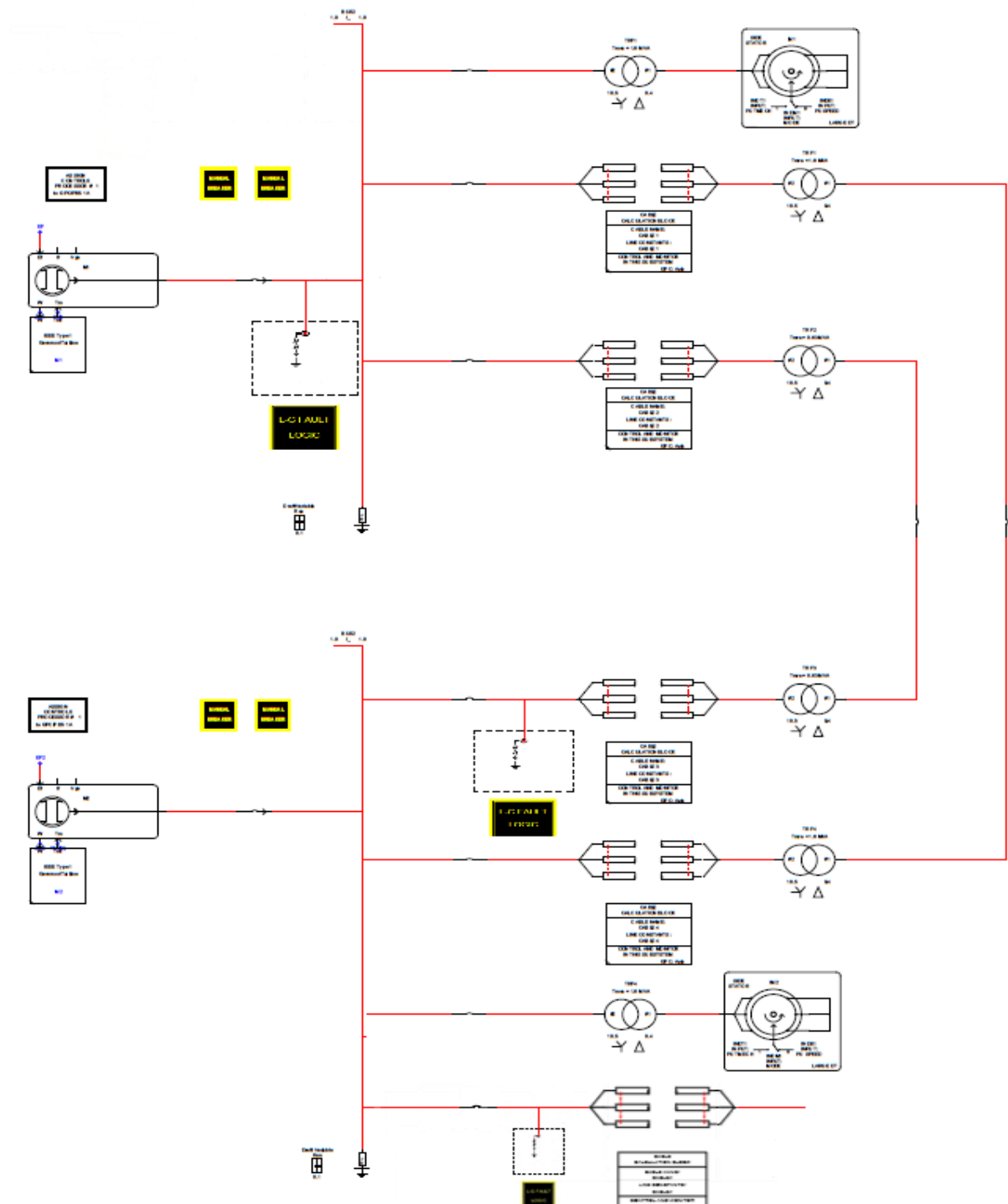


Рисунок 2.9 – Модель АЭЭС ГКС «Сахалин» с эквивалентной нагрузкой

2.1 Математические модели элементов в среде ПАК RTDS

Детальный анализ состояния автономной энергосистемы (компрессорной станции или любого другого объекта) подразумевает теоретические исследования всех основных узлов и элементов ЭЭС, моделирование различных режимов работы, но, безусловно, начинать такие исследования необходимо с построения точной математической модели энергосистемы.

Модель – это естественный или искусственный объект, находящийся в соответствии с изучаемым объектом или, а точнее, с какой-либо из его сторон [23].

Электроэнергетические системы относятся к классу нелинейных сложных динамических систем, математический анализ которых не бывает полным из-за невозможности подробного математического описания процессов. Поэтому положения, принимаемые при анализе, сводятся, в основном, к совокупности упрощений, не искажающих суть процессов и позволяющих получить удовлетворительные по точности количественные результаты расчёта. При вводе этих упрощений ослабляются затруднения, связанные с нелинейностью параметров и сложностью энергосистем [24].

Различают две разновидности нелинейностей в электроэнергетических системах: нелинейности параметров системы и нелинейности взаимосвязей между параметрами режима [24].

Под нелинейностью параметра системы понимается его зависимость от параметров режима либо от внешних факторов. К таким нелинейностям относятся температурные зависимости активных сопротивлений, зависимости реактивных сопротивлений от насыщения магнитных систем и другие технические нелинейности. При расчётах эти нелинейности обычно не учитываются, а случаи, когда такой учёт необходим, оговариваются особо [24].

При математическом описании процессов нелинейности взаимосвязей между параметрами режима отражаются в виде систем нелинейных дифференциальных уравнений, не имеющих аналитических решений.

Выполнение современными цифровыми моделирующими системами расчётов электромагнитных переходных процессов в режиме реального времени обеспечивается сочетанием использования высокопроизводительных многопроцессорных структур и специально разработанных вычислительных методов, наибольшую известность среди которых приобрели ЕМТР-алгоритмы (Electro Magnetic Transients Program), описанные в работах профессора Г. Доммеля (Herman W. Dommel), а также методы переменных состояния (пространства состояний – Space-State).

В соответствии с подходом, реализованным в ЕМТР-алгоритмах [25], исходные дифференциальные уравнения, описывающие статические элементы электрической сети с сосредоточенными параметрами, преобразуются и решаются в форме разностных (2.1):

$$[G(\Delta t)] \cdot U(t) = I(t) - I(t - \Delta t) \quad (2.1)$$

Где:

$[G(\Delta t)]$ – матрица узловых проводимостей

$U(t)$ – вектор напряжений в узлах электрической сети в момент времени t

$I(t)$ – вектор токов источников тока в момент времени t

$I(t - \Delta t)$ – вектор токов источников тока в момент времени $(t - \Delta t)$

Укрупнённый алгоритм процесса расчёта, соответствующий рассматриваемому методу, представлен на рисунке 2.1.1. Так как матрица узловых проводимостей в уравнении (2.1) является функцией шага интегрирования, он принимается постоянным. Величина шага обычно задаётся в интервале от 20 до 80 мкс. Это позволяет учитывать с достаточной степенью детализации переходные процессы с частотой до 2-5 кГц.

На использовании ЕМТР-алгоритмов основана работа моделирующих комплексов реального времени RTDS (производитель – компания RTDS Technologies Inc., Канада).

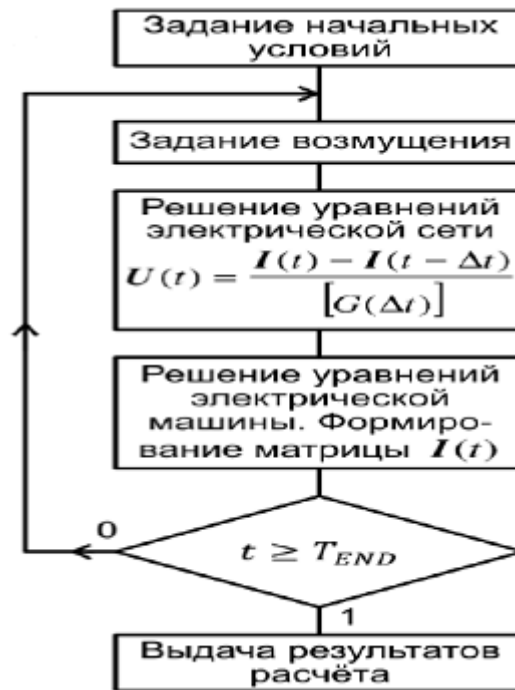


Рисунок 2.1.1 – Процесс, реализованный в ЕМТР алгоритмах

Преобразование дифференциальных уравнений в алгебраические уравнения осуществляется по формуле трапеций. Метод трапеций – это метод численного интегрирования функции одной переменной, заключающийся в замене на каждом элементарном отрезке подынтегральной функции на многочлен первой степени, то есть линейную функцию. Площадь под графиком функции аппроксимируется прямоугольными трапециями рисунок – 2.1.2.

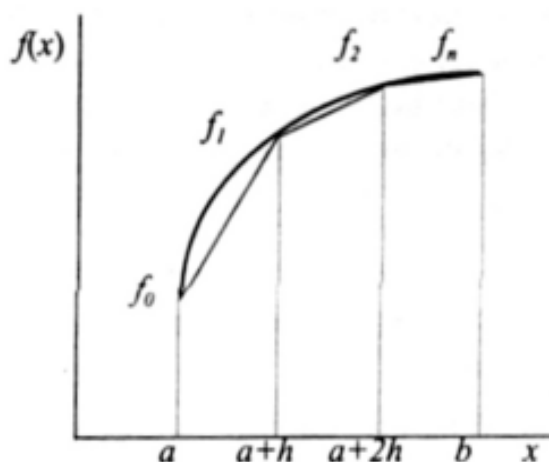


Рисунок 2.1.2 – Интегрирование методом трапеций

Восстановив перпендикуляры из каждой точки до пересечения с графиком функции $f(x)$. Если заменить полученные криволинейные фрагменты графика функции отрезками прямых, то тогда приближенно площадь фигуры, а, следовательно, и величина определенного интеграла оценивается как площадь всех полученных трапеций. Обозначим последовательно значения подынтегральных функций на концах отрезков $f_0, f_1, f_2, \dots, f_n$ и подсчитаем площадь трапеций (2.2):

$$\begin{aligned}
 S &= \frac{f_0 + f_1}{2} \cdot h + \frac{f_1 + f_2}{2} \cdot h + \frac{f_2 + f_3}{2} \cdot h + \dots + \frac{f_{n-1} + f_n}{2} \cdot h = \\
 &= h \left(\frac{f_0}{2} + \frac{f_1}{2} + \frac{f_1}{2} + \frac{f_2}{2} + \frac{f_2}{2} + \frac{f_3}{2} + \dots + \frac{f_{n-1}}{2} + \frac{f_n}{2} \right) = \\
 &= h \left(\frac{f_0 + f_n}{2} + f_1 + f_2 + \dots + f_{n-1} \right)
 \end{aligned} \tag{2.2}$$

В программном комплексе RTDS все компоненты электрической сети представлены в виде эквивалентных источников тока и сопротивления, как показано ниже [26]:

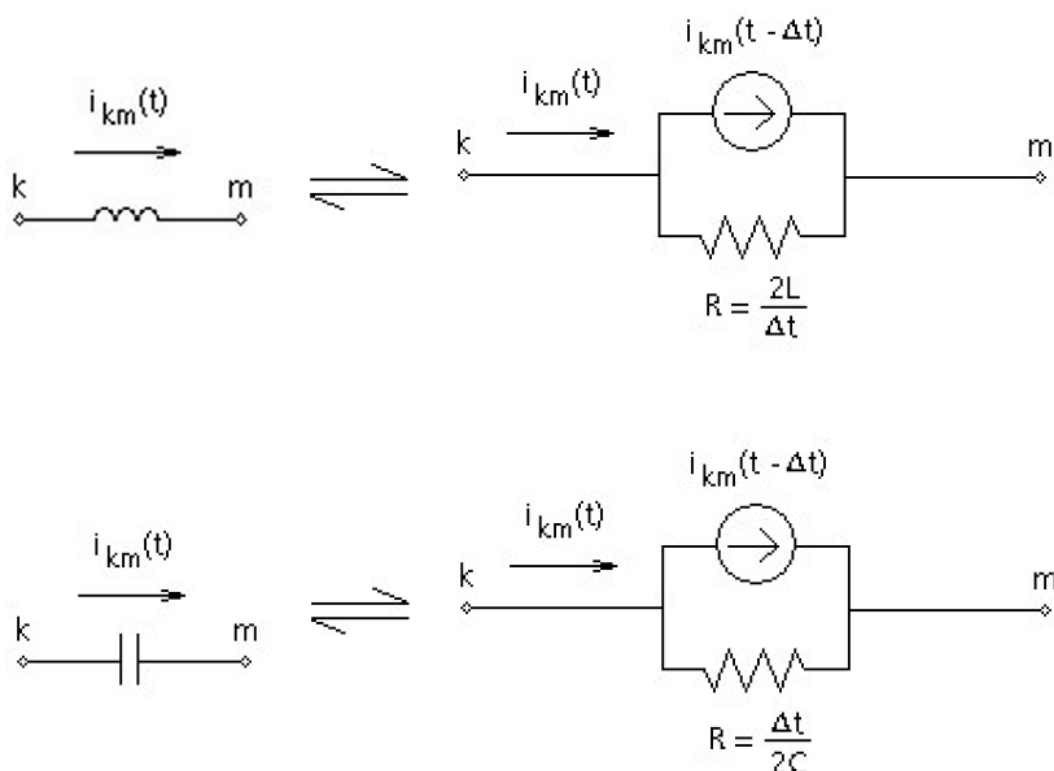


Рисунок 2.1.3 – Представление для L и C элементов

Эквивалентные схемы рисунок – 2.1.3 по существу, числовое представление обыкновенных дифференциальных уравнений, решаемые для дискретных промежутков времени. Правило трапеций используется для интегрирования этих уравнений для катушек индуктивности и конденсаторов. Функция памяти процесса интеграции представлена источником тока $I_{km}(t - \Delta t)$ которая для катушки индуктивности определяется следующим образом (2.3):

$$-I_{km}(t - \Delta t) = i_{km}(t - \Delta t) + \frac{\Delta t}{2L} [e_k(t - \Delta t) - e_m(t - \Delta t)] \quad (2.3)$$

и для конденсатора (2.4), как:

$$I_{km}(t - \Delta t) = -i_{km}(t - \Delta t) - \frac{2C}{\Delta t} [e_k(t - \Delta t) - e_m(t - \Delta t)] \quad (2.4)$$

Где:

Δt = время шага

$e_k(t - \Delta t)$ = напряжение в узле 'k' из предыдущего шага по времени

$e_m(t - \Delta t)$ = напряжение в узле 'm' из предыдущего шага по времени

$i_{km}(t - \Delta t)$ = ток через ветвь от предыдущего временного шага (от узла 'k' к узлу 'm')

Таким образом, в течение заданного временного шага, ток через катушку индуктивности или конденсатор определяется по формуле (2.5):

$$i_{km}(t) = \frac{e_k(t) - e_m(t)}{R} + I_{km}(t - \Delta t) \quad (2.5)$$

Где:

$$R = \frac{2L}{\Delta t} - \text{для катушки индуктивности}$$

$$R = \frac{\Delta t}{2C} - \text{для конденсатора}$$

2.1.1 Математические модели для формирования простых сетей

Если электрическая ветвь содержит более одной группы элементов, то эта ветвь «преобразуется» в эквивалентное сопротивление и ток источника, эффективно удаляя ненужные узлы (т.е. уменьшая размер матрицы схемы

проводимостей) и повышая скорость решения. Этот метод проиллюстрирован ниже [26]:

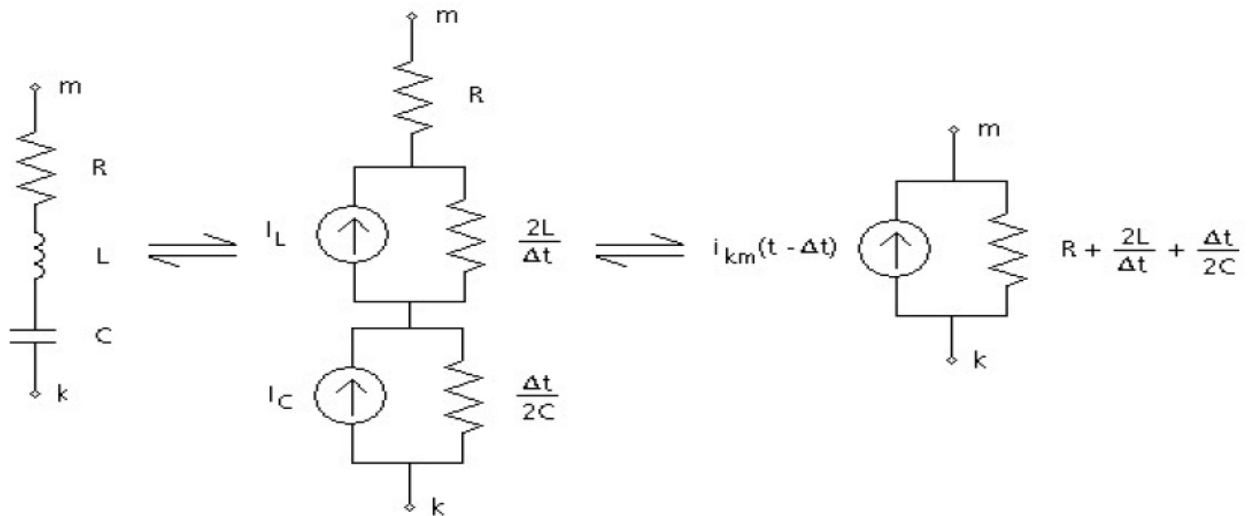


Рисунок 2.1.4 – Эквивалентирование ветви

В этой удобной форме, другие ветви одного и того же типа могут быть параллельны между теми же узлами, просто добавив эквивалент ветви проводимости и источники тока.

Такая структура поддается обработке с помощью простых матричных методов. Используя узловой анализ, электропроводности матрица $|G|$ формируется из обратной величины сопротивления каждой ветви в эквивалентной схеме. $|G|$ является квадратной матрицей, размер которой определяется числом узлов в сети на начальном этапе. Матрица-столбец $|I|$ формируется там, где каждый элемент состоит из суммы всех источников тока в узле.

Рассмотрим простой пример сети с R, L, C компонентами. Сеть имеет два узла с его эквивалентной схемой, как показано ниже [26]:

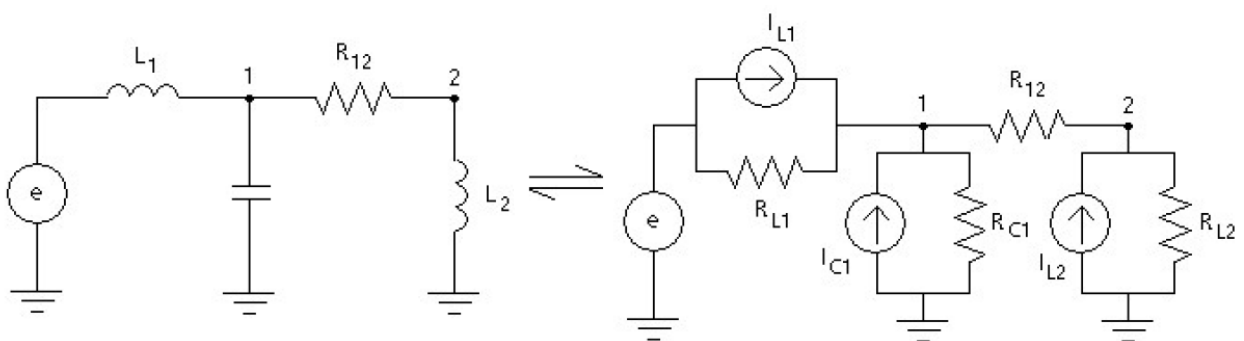


Рисунок 2.1.5 – RLC Эквивалент сети в EMTP

Индуктивность и конденсатор заменены в каждом случае, с помощью эквивалентного сопротивления и источник тока. Узловые уравнения формируются следующим образом (2.6-2.7):

В узле 1:

$$\frac{V_1 - e}{R_{L1}} + \frac{V_1}{R_{C1}} + \frac{V_1 - V_2}{R_{L2}} = I_{L1} + I_{C1} \quad (2.6)$$

В узле 2:

$$\frac{V_2 - V_1}{R_{L2}} + \frac{V_2}{R_{L2}} = I_{L2} \quad (2.7)$$

Эти уравнения сводятся к их матричной форме следующим образом (2.8):

$$\begin{bmatrix} \frac{1}{R_{L1}} + \frac{1}{R_{C1}} + \frac{1}{R_{L2}} & -\frac{1}{R_{L2}} \\ -\frac{1}{R_{L2}} & \frac{1}{R_{L2}} + \frac{1}{R_{L2}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{L1} + I_{C1} + \frac{e}{R_{L1}} \\ I_{L2} \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Или в краткой форме (2.9):

$$[G] \cdot [V] = [I] \quad (2.9)$$

Решение для узловых напряжений, определенных столбцов матрицы V тогда (2.10):

$$[V] \cdot [G]^{-1} = [I] \quad (2.10)$$

2.1.2 Представление математических моделей основного оборудования

– Генератор:

Обобщенная модель машины преобразует обмотки статора в эквивалентные коллекторные обмотки, используя преобразование следующим образом:

$$\begin{bmatrix} U_d \\ U_q \\ U_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - 120^\circ) & \cos(\theta - 240^\circ) \\ \sin(\theta) & \sin(\theta - 120^\circ) & \sin(\theta - 240^\circ) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

Трехфазные обмотки ротора также могут быть преобразованы в двухфазные эквивалентные обмотки, дополнительные обмотки добавлены для каждой оси, чтобы в полной мере представлять конкретную машину, как показано на рисунке 2.1.6.

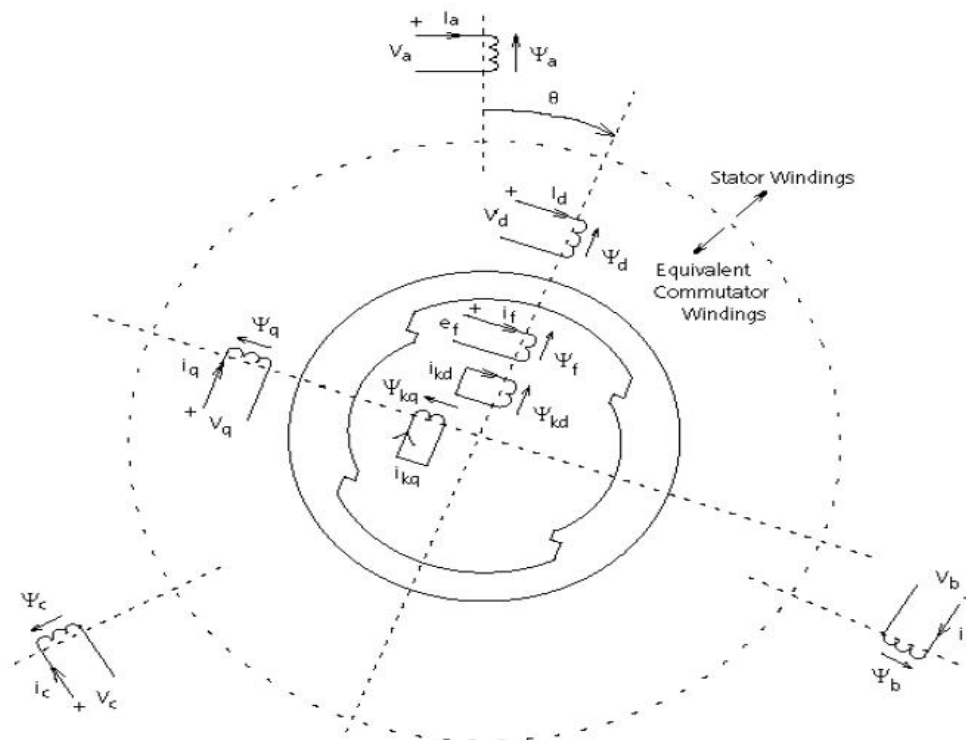


Рисунок 2.1.6 – Концептуальная схема трёхфазной машины

Где:

k = амортизирующие обмотки

f = обмотка возбуждения

abc = обмотки статора

d = Обмотка D – оси

q = Обмотка Q – оси

В дополнении, для машины включены программные модели в библиотеке RTDS, для расчета эквивалентных параметров схемы синхронной машины. Обычно такие параметры используют для малых, средних и больших двигателей с короткозамкнутым ротором. Эквивалентная схема d-оси для обобщенной машины показана на рисунке – 2.1.7. Рисунок – 2.1.8 иллюстрирует пути потоков, связанные с различными индуктивностями d-оси [26]:

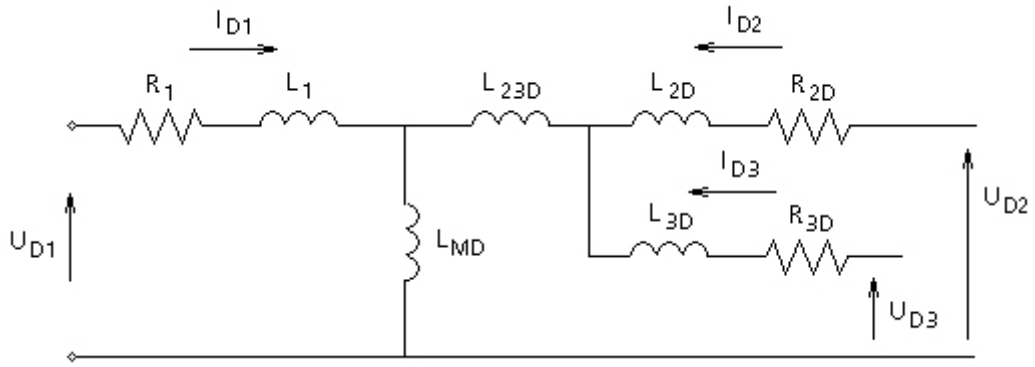


Рисунок 2.1.7 – Эквивалентная схема d-оси

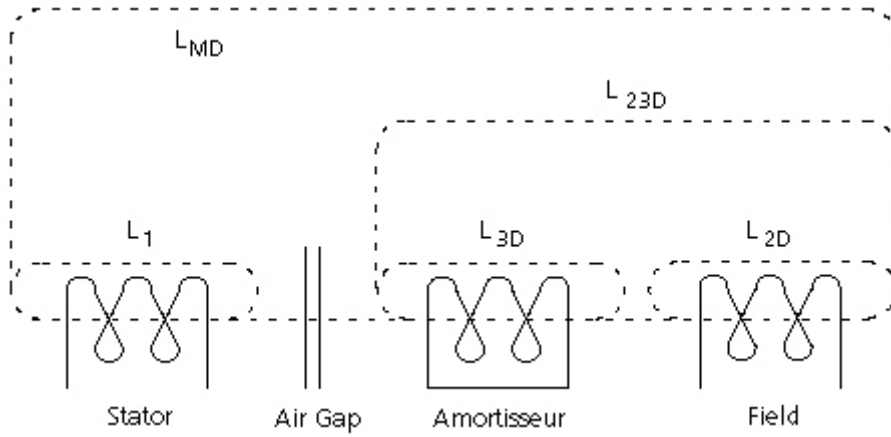


Рисунок 2.1.8 – Путь потока связанных с различными индуктивности d-оси

Как показано на рисунках выше, следующие уравнения могут быть получены:

$$\begin{bmatrix} U_{D1} - \nu \cdot \psi_q - R_1 \cdot i_{D1} \\ U_{D2} - R_{2D} \cdot i_{D2} \\ U_{D3} - R_{3D} \cdot i_{D3} \end{bmatrix} = L_D \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{D1} \\ i_{D2} \\ i_{D3} \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

Где:

$$L_D = \begin{bmatrix} L_{MD} + L_1 & L_{MD} & L_{MD} \\ L_{MD} & L_{MD} + L_{23D} + L_{2D} & L_{MD} + L_{23D} \\ L_{MD} & L_{MD} + L_{23D} & L_{MD} + L_{23D} + L_{3D} \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

$$\psi_q = L_1 \cdot i_{q1} + L_{MQ} \cdot (i_{Q1} + i_{Q2} + i_{Q3}) \quad (2.14)$$

$$\nu = \frac{d\theta}{dt} \quad (2.15)$$

Аналогичные уравнения справедливы и для q-оси, за исключением роста скорости напряжения $\nu \cdot \Psi_d$:

$$\psi_d = L_1 \cdot i_{D1} + L_{MD} \cdot (i_{D1} + i_{D2} + i_{D3}) \quad (2.16)$$

Инверсия уравнения (2.12) дает стандартную переменную состояния формы $\dot{X} = AX + BU$ с вектором состояния X , состоящего из токов, и входного вектора U , приложенных напряжений (2.17-2.18). То есть:

$$\frac{d}{dt} \cdot \begin{bmatrix} i_{D1} \\ i_{D2} \\ i_{D3} \end{bmatrix} = L_D^{-1} \cdot \begin{bmatrix} -v \cdot \psi_q - R_1 \cdot i_{D1} \\ -R_{2D} \cdot i_{D2} \\ -R_{3D} \cdot i_{D3} \end{bmatrix} + L_D^{-1} \cdot \begin{bmatrix} U_{D1} \\ U_{D2} \\ U_{D3} \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

$$\frac{d}{dt} \cdot \begin{bmatrix} i_{Q1} \\ i_{Q2} \\ i_{Q3} \end{bmatrix} = L_Q^{-1} \cdot \begin{bmatrix} -v \cdot \psi_d - R_1 \cdot i_{Q1} \\ -R_{2D} \cdot i_{Q2} \\ -R_{3D} \cdot i_{Q3} \end{bmatrix} + L_Q^{-1} \cdot \begin{bmatrix} U_{Q1} \\ U_{Q2} \\ U_{Q3} \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

В приведенной выше форме, уравнения (2.17) и (2.18) особенно легко интегрировать. Уравнения решаются с помощью трапецевидной интеграции для получения токов. Уравнение крутящего момента задается как:

$$T = \psi_q \cdot i_{D1} - \psi_d \cdot i_{Q1} \quad (2.19)$$

Уравнение механической работы задается как:

$$\frac{dv}{dt} = \frac{T - T_{MECH} - D \cdot v}{J} \quad (2.20)$$

На рисунке 2.1.9 показана синхронная модель машины, сопряженного с программой ЕМТР. Синхронная модель машины использует фазные напряжений, рассчитанных ЕМТР для обновления введенных токов в ЕМТР. Также показано на этом рисунке, что умножая фазные токи на целое число N имитирует, с точки зрения системы, N идентичных машин, работающих когерентно в системе переменного тока [26].

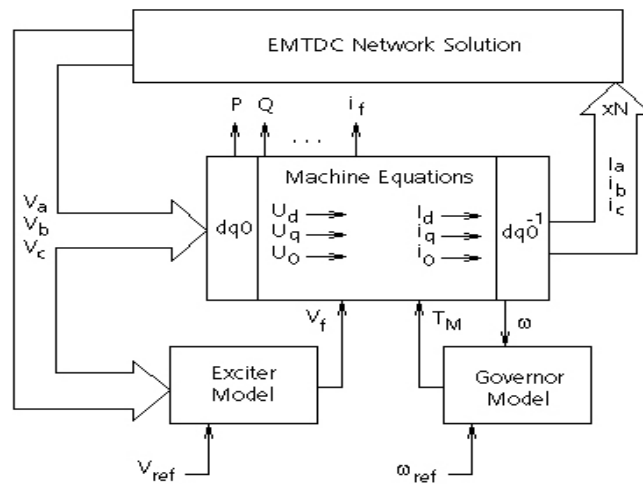


Рисунок 2.1.9 – Модель синхронной машины интерфейс для ЕМТР
– Асинхронный двигатель с фазным ротором

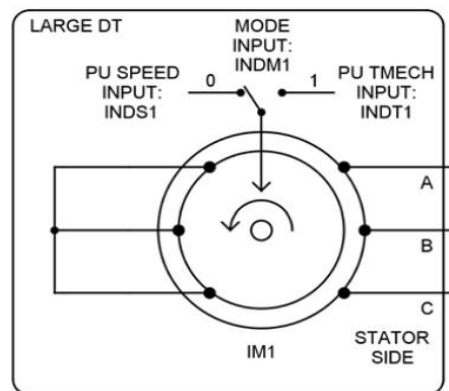


Рисунок 2.1.10 – Однофазный режим отображения асинхронного двигателя

В асинхронном двигателе с фазным ротором, клеммы ротора доступны пользователю, и могут быть соединены с внешним сопротивлением электрической цепи. В дополнении к обмоткам статора и ротора, есть положение в модели, которая включает до трех дополнительных обмоток, для моделирования воздействия стержней ротора (если таковые имеются).

Асинхронная машина состоит из трех обмоток статора, обозначенных как, фазы a_s , b_s и c_s с нормальным электрическим углом 120° . Обмотки статора обычно симметричны. Ротор также имеет три обмотки a_R , b_R и c_R и смещен на 120° .

На рисунке – 2.1.11 показана схема идеализированной двухполюсной трехфазной асинхронной машины. Обмотки, a_s , b_s и c_s представляют собой

обмотки статора и обмотки a_R , b_R и c_R представляют собой роторные обмотки. Ось статора показана как a_S – ось, представляющая угол для фазы “А” на статоре. Ось ротора показана a_R –ось, представляющая угол фазы “А” на роторе. Угол ротора, это угол между осью – a_S и осью – a_R , показан как - θ_r и скорость вращения ротора, показана как – ω_r . Отношение вращения поля статора к вращению поля ротора (N_S/N_R) показано символом “а”[26].

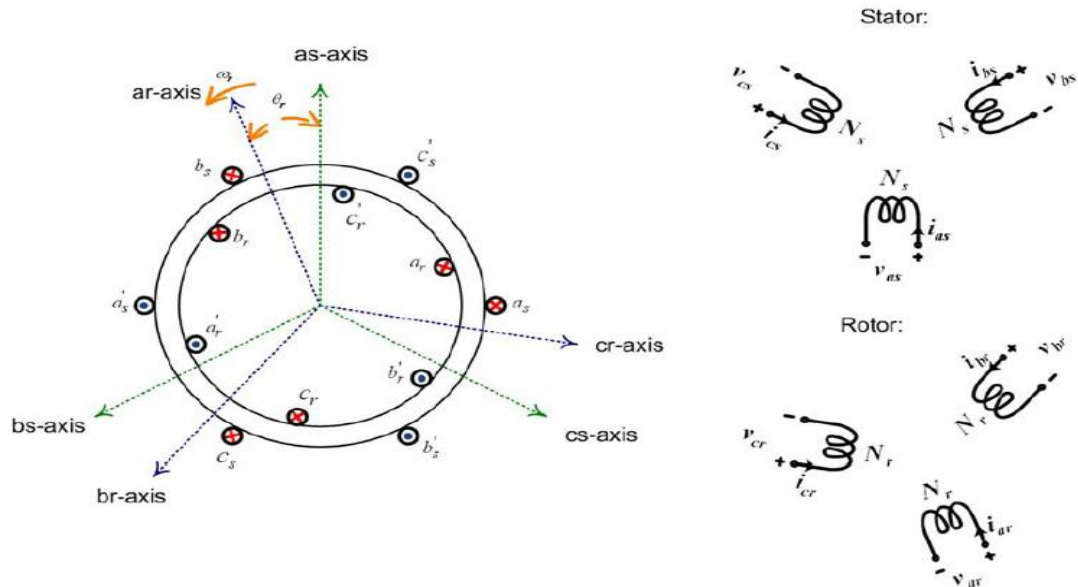


Рисунок 2.1.11 – Схема идеализированного трехфазного асинхронного двигателя.

Уравнения напряжений для трехфазной индукционной машины представлены в следующем уравнении. Здесь, $\underline{V}_{abcS}$ и $\underline{V}_{abcR}$ являются векторными напряжениями статора и ротора. Токи статора и ротора и плотность потока связи показаны $\underline{i}_{abcS}$, $\underline{i}_{abcR}$, $\underline{\psi}_{abcS}$, и $\underline{\psi}_{abcR}$ соответственно.

Матрицы сопротивления статора и ротора показаны $[r_S]$ и $[r_R]$.

$$\underbrace{\begin{bmatrix} v_{as} \\ v_{bs} \\ v_{cs} \\ v_{ar} \\ v_{br} \\ v_{cr} \end{bmatrix}}_{\underline{v}_{abcR}} = \underbrace{\begin{bmatrix} r_S & 0 & 0 \\ 0 & r_S & 0 \\ 0 & 0 & r_S \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}}_{[r_S]} \underbrace{\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ r_r & 0 & 0 \\ 0 & r_r & 0 \\ 0 & 0 & r_r \end{bmatrix}}_{[r_R]} + \underbrace{\begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \\ i_{ar} \\ i_{br} \\ i_{cr} \end{bmatrix}}_{\underline{i}_{abcR}} + \frac{d}{dt} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \psi_{as} \\ \psi_{bs} \\ \psi_{cs} \\ \psi_{ar} \\ \psi_{br} \\ \psi_{cr} \end{bmatrix}}_{\underline{\psi}_{abcR}}$$

Кроме того, соотношение между потокосцеплением и токами показан в уравнении потокосцепления. Ψ_{as} , Ψ_{bs} и Ψ_{cs} являются потокосцеплением для обмоток статора А, В и С, и Ψ_{ar} , Ψ_{br} и Ψ_{cr} являются потокосцеплением для ротора обмоток. $[L_{ss}]$ и $[L_{rr}]$ являются матрицами для индуктивности обмоток статора и ротора, а также $[L_{sr}]$ является матрицей индуктивности для взаимной индукции между обмотками статора и ротора.

$$\begin{matrix} \underbrace{\begin{bmatrix} \psi_{as} \\ \psi_{bs} \\ \psi_{cs} \\ \psi_{ar} \\ \psi_{br} \\ \psi_{cr} \end{bmatrix}}_{\psi_{abc}} = \begin{bmatrix} \underbrace{\begin{bmatrix} L_{asas} & L_{asbs} & L_{ascs} \\ L_{bsas} & L_{bsbs} & L_{bscs} \\ L_{csas} & L_{csbs} & L_{cscs} \end{bmatrix}}_{[L_{ss}]} & \underbrace{\begin{bmatrix} L_{asar} & L_{asbr} & L_{ascr} \\ L_{bsar} & L_{bsbr} & L_{bscr} \\ L_{csar} & L_{csbr} & L_{cscr} \end{bmatrix}}_{[L_{sr}]} \\ \underbrace{\begin{bmatrix} L_{aras} & L_{arbs} & L_{arcs} \\ L_{bras} & L_{brbs} & L_{brcs} \\ L_{cras} & L_{crbs} & L_{crbs} \end{bmatrix}}_{[L_{sr}]^T} & \underbrace{\begin{bmatrix} L_{arar} & L_{arbr} & L_{arcr} \\ L_{brar} & L_{brbr} & L_{brcr} \\ L_{crar} & L_{crbr} & L_{crcr} \end{bmatrix}}_{[L_{rr}] \end{bmatrix} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} i_{as} \\ i_{bs} \\ i_{cs} \\ i_{ar} \\ i_{br} \\ i_{cr} \end{bmatrix}}_{i_{abc}} \end{matrix}$$

Эквивалентная схема d-оси для асинхронной машины с короткозамкнутым ротором в действие показана на рисунке – 2.1.12. Это происходит аналогично, что и для синхронной машины. Подобные эквивалентные схемы применимы к q-оси.

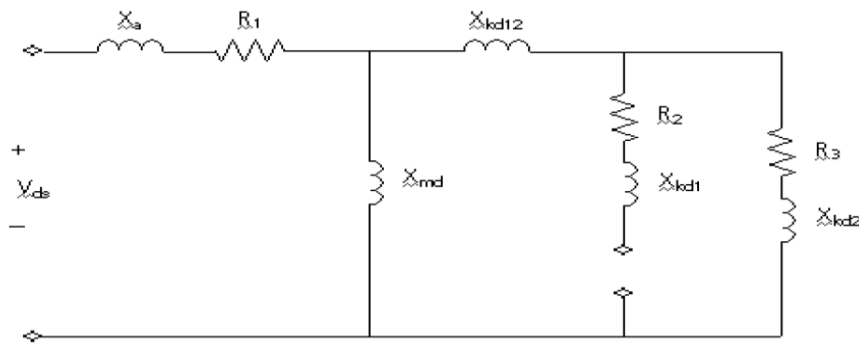


Рисунок 2.1.12 – Эквивалентная схема d-оси

Где:

- $R1$ = Сопротивление статора
- $R2$ = Сопротивление ротора
- $R3$ = Первое сопротивление клетки
- X_a = Реактивное сопротивление статора
- X_{kd1} = Реактивное сопротивление ротора
- X_{kd2} = Первое сопротивление клетки
- X_{md} = Реактивная намагничиваемость
- X_{kd12} = Взаимная индуктивность

Базовые напряжения и токи в трехфазной системе это значения напряжения фазы V_{a0} и тока фазы i_{A0} . Та же база напряжения используется в системе $dq0$, но базовый ток равен $3/2 i_{A0}$. Преобразование $dq0$ для напряжения или тока в показано в уравнении (11). Обратное преобразование (2.21) [26]:

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) & 1 \\ \cos(\theta - 120^\circ) & \sin(\theta - 120^\circ) & 1 \\ \cos(\theta - 240^\circ) & \sin(\theta - 240^\circ) & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Базовая мощность:

$$P_0 = 3 \cdot V_{a0} \cdot i_{a0} \quad (2.22)$$

Основаниями являются:

ω_0 – угловая частота в радианах

$t_0 = 1 / \omega_0$

$L = X$

$p = p / \omega_0$

$\psi_0 = V_{a0} / \omega_0$ – база потокосцепления

$v_0 = \omega_0 / P_{ole} P_{airs}$ – базовая механическая скорость

$\theta_m = \theta / P_{ole} P_{airs}$ – механический угол

– Трансформатор

В ПАК RTDS могут быть смоделированы различные типы трансформаторов. В данном пункте будут описаны базовые трансформаторы, которые представлены в библиотеке RTDS (то есть: повышающий или понижающий трансформатор). Также комплекс предоставляет возможность выбора идеального или неидеального трансформатора. Идеальный трансформатор может быть определен в меню настройки в пункте “тип трансформатора”. Идеальный трансформатор не будет иметь индуктивность намагничивания. Неидеальные трансформаторы будут включать намагничивающие ветви (то есть: реактивное) вместе с заданным значением реактивного сопротивления утечки.

Моделирование трансформаторов на программном комплексе RTDS основано на теории взаимной связи. Для того чтобы проиллюстрировать

соответствующие понятия, рассмотрим случай двух связанных обмоток трансформатора рисунок – 2.1.13 . Та же теория может быть распространена для случая трех или более обмоток.

Первая обмотка соединена между узлами 1 и 2, и имеет собственную индуктивности, обозначенную как L_{11} . Вторая обмотка соединена между узлами 3 и 4 с собственной индуктивностью L_{22} . Взаимная индуктивность между обмотками обозначается как M_{12} .

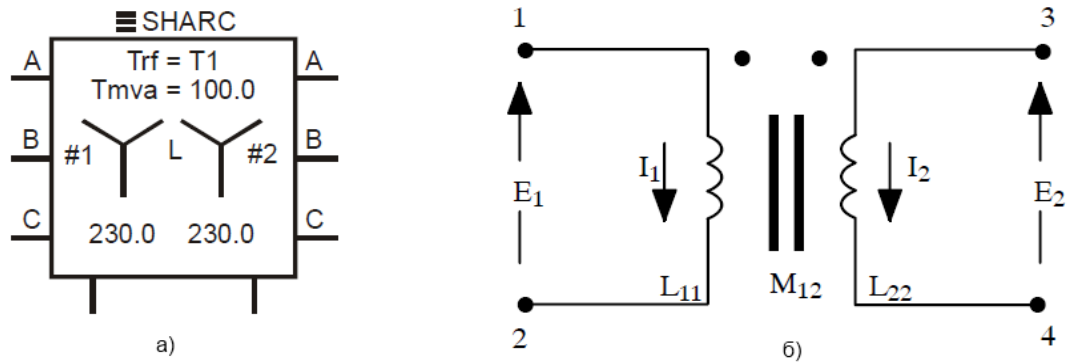


Рисунок 2.1.13 – а) Трехфазный режим отображения трансформатора
б) Две взаимно связанные обмотки

Если напряжение на первой обмотке E_1 , а напряжение на второй обмотке E_2 то уравнение, описывающее электрическую связь цепи можно записать в матричной форме как:

$$\begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{11} & M_{12} \\ M_{12} & L_{22} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

Для того чтобы решить, матрица индуктивности должна быть перевернутой:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{\Delta} \begin{bmatrix} L_{22} & -M_{12} \\ -M_{12} & L_{11} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

Где:

$$\begin{aligned} D &= L_{11}L_{22} - M_{12}^2 \\ K_{12} &= \frac{M_{12}}{\sqrt{(L_{11}L_{22})}} - (\text{коэффициент связи}) \end{aligned} \quad (2.25)$$

Для случая идеально соединенных обмоток, коэффициент связи K будет 1. Для тесно связанных между собой катушек, намотанных на тот же стержень, отношение витков определяется следующим образом:

$$\begin{aligned} E_1/E_2 &= a \\ a &= \sqrt{(L_{11}/L_{22})} \end{aligned} \quad (2.26)$$

Используя соотношение уравнений (26) можно переписать так:

$$\begin{bmatrix} E_1 \\ aE_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{11} & aM_{12} \\ aM_{12} & a^2L_{22} \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_1 \\ i_2/a \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

Эквивалентная схема, основанная на уравнении (27), может быть представлена, как показано на рисунке – 2.1.14. Следует отметить, что обмотками сопротивления пренебрегали во всех уравнениях и эквивалентных схемах в моделях на RTDS, чтобы представить их равными нулю [26].

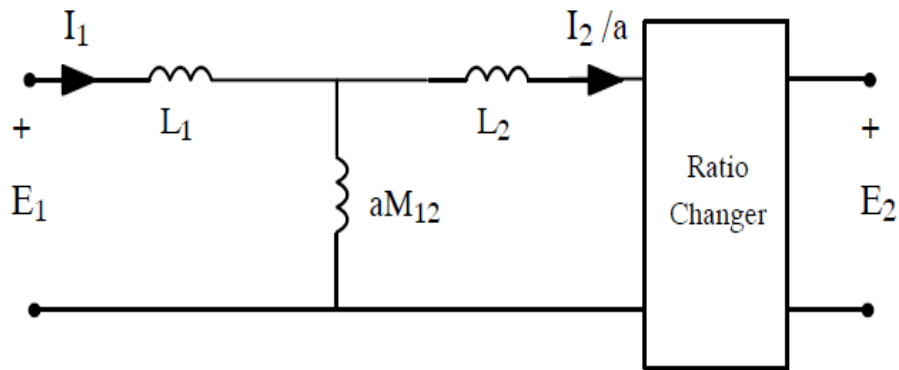


Рисунок 2.1.14 – Эквивалентная схема для двух взаимно соединенных обмоток

Схема на рисунке – 2.1.14 описывается следующим образом:

$$\begin{aligned} L_1 &= L_{11} - aM_{12} \\ &= L_{11} - \sqrt{(L_{11}/L_{22})} \cdot K_{12} \sqrt{(L_{11} \cdot L_{22})} \\ &= L_{11}(1 - K_{12}) \end{aligned} \quad (2.28)$$

$$\begin{aligned} L_2 &= a^2L_{22} - aM_{12} \\ &= (L_{11}/L_{22}) \cdot L_{22} - \sqrt{(L_{11}/L_{22})} \cdot K_{12} \sqrt{(L_{11} \cdot L_{22})} \\ &= L_{11}(1 - K_{12}) \end{aligned} \quad (2.29)$$

$$aM_{12} = \sqrt{(L_{11}/L_{22})} \cdot K_{12} / \sqrt{(L_{11}/L_{22})} = K_{12} \cdot L_{11} \quad (2.30)$$

– Линия Электропередачи

Основная трудность при моделировании воздушных линий электропередачи и кабельных линий заключается в том, что они имеют весьма нелинейный характер. Главным образом благодаря частотной зависимости проводника (скин-эффект). Способность точно и эффективно представлять эти системы играет существенную роль в электромагнитном моделировании транзиторной энергетических систем в целом.

Геометрическое расположение центров проводников воздушных или кабельных линий, в конечном счете, поступает декартовой системе координат (т.е. x и y линейные). Эти координаты относительно опорной точки в обоих x и y направлении. Заземления считаются опорными на уровне ($y = 0,0$) в направлении y , а x произвольная точка, которая определяется через ввод данных в компонентах поперечного сечения опоры кабеля рисунок – 2.1.15.

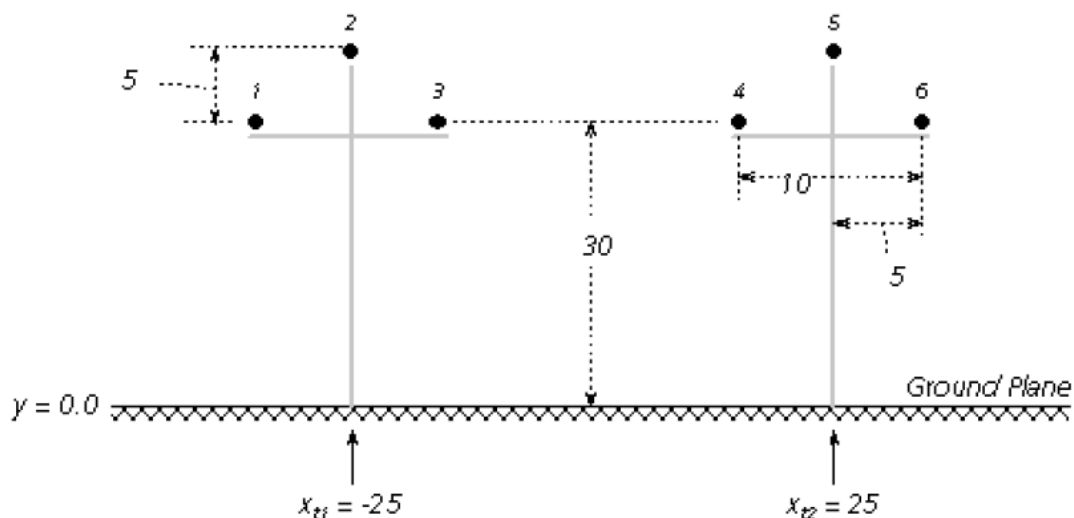


Рисунок 2.1.15 – Отношение x и y в поперечном сечении типовой ВЛ

Например, система на рисунке 2.1.15, состоит из двух опор и шести проводников, тогда:

$X_1 = X_{t1} - 5 = -30$	$Y_1 = 30$
$X_2 = X_{t1} = -25$	$Y_2 = 30 + 5 = 35$
$X_3 = X_{t1} + 5 = -20$	$Y_3 = 30$
$X_4 = X_{t2} - 5 = 20$	$Y_4 = 30$
$X_5 = X_{t2} = 25$	$Y_5 = 30 + 5 = 35$
$X_6 = X_{t2} + 5 = 30$	$Y_6 = 30$

Провес проводника это явления, связанные с подвесными проводами, которые имеют тенденцию свисать под действием собственного веса, когда они натянуты между опорами. Количество провесов в настоящее время зависит не только от веса проводника, но и от длины пролета опор, свойств проводника и температуры окружающей среды. Температуры могут значительно варьироваться в зависимости от условий окружающей среды и потребляемой мощности.

Программа аппроксимирует константы провисания проводника линии, путем простого уменьшения эффективной высоты проводника над землей на коэффициент $2/3$ от общего провисания (2.31) .

$$y' = y - \frac{2}{3} \cdot d_{seg} \quad (2.31)$$

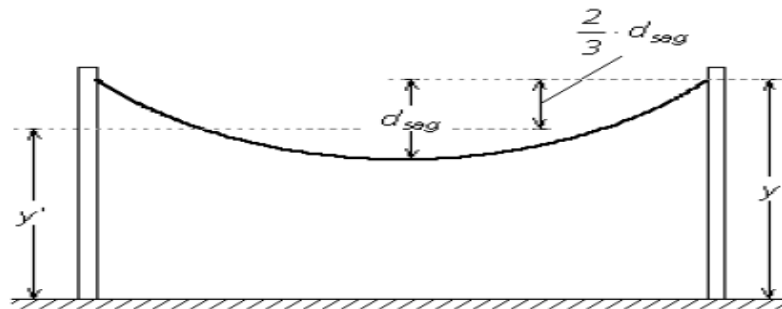


Рисунок 2.1.16 – Настройка проводника учитывая провес провода

Анализ воздушных линий и подземных кабелей начинается с двух хорошо известных уравнений, которые иногда называют как «фундаментальные» или «телеграфные уравнения». Рассмотрим короткий отрезок передачи, длина которого мала по сравнению с длиной волны рисунок – 2.1.17.

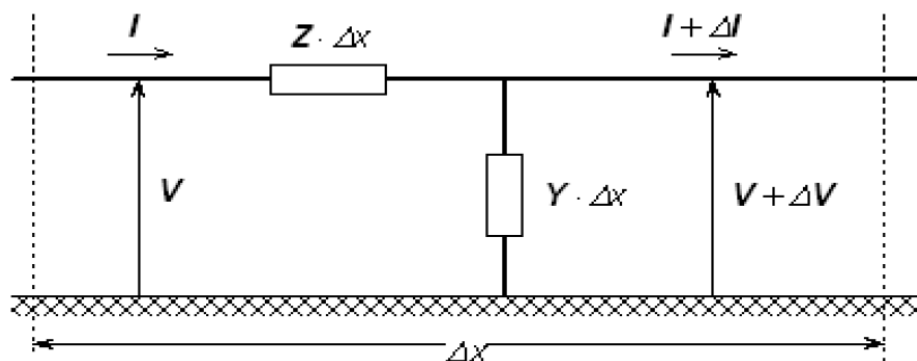


Рисунок 2.1.17 – Представление относительно небольшого сегмента ЛЭП

Учитывая, что Z и Y являются полным сопротивлением системы и проводимостью на единицу длины соответственно, “ V ” является напряжением проводника и “ I ” является проводником тока, то система на рисунке – 2.1.17 описывается математически с помощью фундаментальных уравнений (в виде $\Delta x \rightarrow 0$):

$$\frac{dV}{dx} = -Z \cdot I \quad (2.32)$$

$$\frac{dI}{dx} = -Y \cdot V \quad (2.33)$$

Решение Y и Z матриц для кабельных систем является немного более сложным, чем у воздушных ЛЭП. В большинстве практических систем, кабель будет иметь несколько проводящих жил, и чаще всего они работают под землей.

RTDS включает в себя алгоритмы для решения однокабельной (SC) системы коаксиального типа: SC кабели будут состоять из центрального проводника, и могут включать в себя до трех концентрических проводящих слоев. Каждый проводящий слой должен быть разделен изолирующим слоем, где наружный изолирующий слой между кабелем и землей не является обязательным. Поперечное сечение кабеля SC, состоящего из сердечника и оболочки проводников показан на рисунке – 2.1.18.

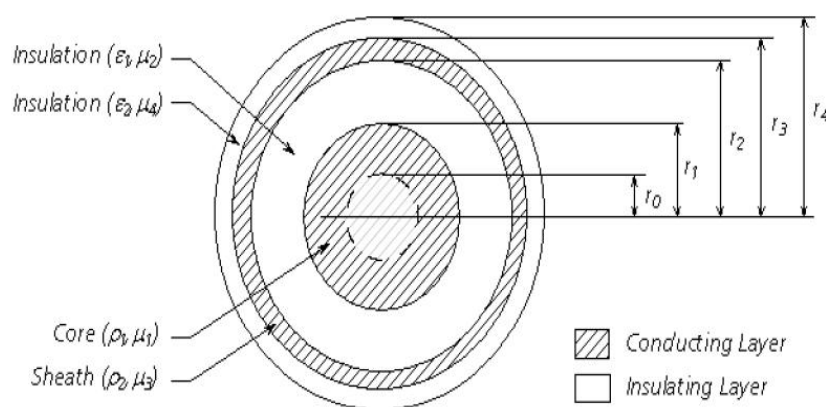


Рисунок 2.1.18 – Сечение с 2-проводящими жилами - SC кабель

Где:

μ = Относительная магнитная проницаемость

ε = Относительная диэлектрическая проницаемость

ρ = Удельное сопротивление [Ом · м]

r = Радиус каждого слоя [м]

Помимо центрального проводника, каждый concentрический проводящий слой представлен комбинацией внутренних и внешних сопротивлений на поверхности, а также взаимного сопротивления между ним и соседними проводниками. Каждый изолирующий слой характеризуется одним полным сопротивлением без каких-либо взаимных компонентов. Таким образом, SC кабель, представленный на рисунке – 2.1.18 может быть представлен в следующей эквивалентной схеме:

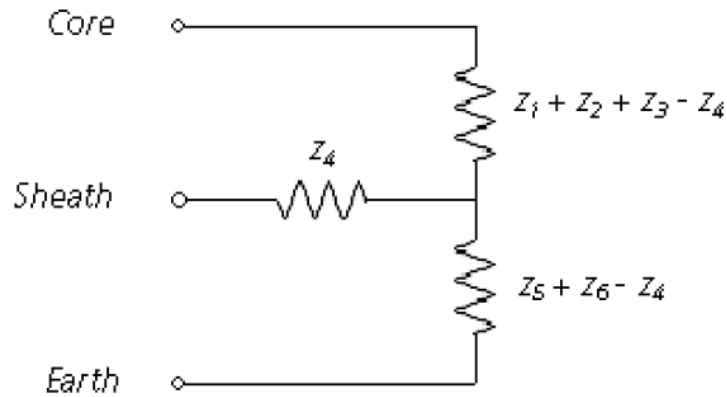


Рисунок 2.1.19 – Поперечное сечение коаксиального кабеля

Уравнения для отдельных сопротивлений Z_1 к Z_6 на рисунке – 2.1.19 приведены следующим образом [26]:

$$Z_1 = \frac{m\rho_1}{2\pi \cdot r_1} \cdot \coth(0.733 \cdot mr_1) + \frac{0.3179 \cdot \rho_1}{\pi \cdot r_1^2}$$

$$Z_1 = j\omega \cdot \frac{m\rho_1}{2\pi \cdot r_1} \cdot \frac{I_0(mr_1)}{I_1(mr_1)} \quad (2.34)$$

Определение внешнего сопротивления поверхности проводника:

$$Z_1 = \frac{m\rho_1}{2\pi \cdot r_1} \cdot \coth[m(r_1 - r_0)] + \frac{\rho_1}{2\pi \cdot r_1 \cdot (r_0 + r_1)}$$

$$Z_1 = j\omega \cdot \frac{\mu_0 \mu_1}{2\pi} \cdot \frac{1}{mr_1} \cdot \frac{I_0(mr_1) \cdot K_1(mr_0) + K_0(mr_1) \cdot I_1(mr_0)}{I_1(mr_1) \cdot K_1(mr_0) - K_1(mr_1) \cdot I_1(mr_0)} \quad (2.35)$$

Основное сопротивление внешнего диэлектрика:

$$Z_2 = j\omega \cdot \frac{\mu_0 \mu_2}{2\pi} \cdot \ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right) \quad (2.36)$$

Сопротивление оболочки внутренней поверхности:

$$Z_3 = \frac{m\rho_2}{2\pi \cdot r_2} \cdot \coth[m(r_3 - r_2)] + \frac{\rho_2}{2\pi \cdot r_2 \cdot (r_3 + r_2)}$$

$$Z_3 = j\omega \cdot \frac{\mu_0 \mu_3}{2\pi} \cdot \frac{1}{mr_2} \cdot \frac{I_0(mr_2) \cdot K_1(mr_3) + K_0(mr_2) \cdot I_1(mr_3)}{I_1(mr_3) \cdot K_1(mr_2) - K_1(mr_3) \cdot I_1(mr_2)} \quad (2.37)$$

Взаимное сопротивление оболочки:

$$Z_4 = \frac{m\rho_2}{\pi \cdot (r_3 + r_2)} \cdot \csc h[m(r_3 - r_2)]$$

$$Z_4 = \frac{\rho_2}{2\pi \cdot r_2 r_3} \cdot \frac{1}{I_1(mr_3) \cdot K_1(mr_2) - K_1(mr_3) \cdot I_1(mr_2)} \quad (2.38)$$

Внутреннее сопротивление внешней поверхности оболочки:

$$Z_5 = \frac{m\rho_2}{2\pi \cdot r_3} \cdot \coth[m(r_3 - r_2)] + \frac{\rho_2}{2\pi \cdot r_3 \cdot (r_3 + r_2)}$$

$$Z_5 = j\omega \cdot \frac{\mu_0 \mu_3}{2\pi} \cdot \frac{1}{mr_3} \cdot \frac{I_0(mr_3) \cdot k_1(mr_2) + K_0(mr_3) \cdot I_1(mr_2)}{I_1(mr_3) \cdot K_1(mr_2) - K_1(mr_3) \cdot I_1(mr_2)} \quad (2.39)$$

Внешнее сопротивление диэлектрика:

$$Z_6 = j\omega \cdot \frac{\mu_0 \mu_4}{2\pi} \cdot \ln \frac{r_4}{r_3} \quad (2.40)$$

Где:

$I_k(x)$ = Модифицированная функция Бесселя первого рода

$K_k(x)$ = Модифицированная функция Бесселя второго рода

$$m = \sqrt{j\omega \frac{\mu_0 \mu_r}{\rho}}$$

2.2 Компоновка и отладка модели энергосистемы в среде ПАК RTDS

Перед использованием схемы на RTDS, ее необходимо компилировать. Это позволяет получить код, используемый для моделирования в RTDS.

Если не было никаких ошибок или предупреждений, найденных в процессе компиляции, то будет отображено сообщение "Informational: Compile completed successfully" (Компиляция завершена успешно), расположенное рядом с кнопкой RSCAD/Draft window. Если процесс компиляции выявил ошибку, то появится отдельное окно, которое выводит текст об ошибке Error Message.

Для моделирования конкретной схемы запускается программное обеспечение "Runtime".

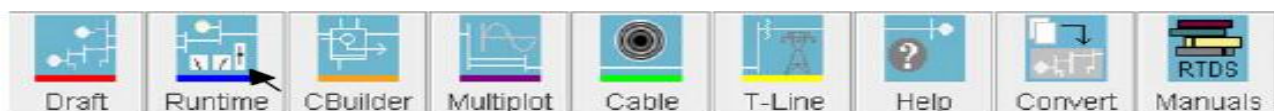


Рисунок 2.2.1 – Окно диспетчера Runtime

Если рядом со значком стойки отображается замок, то на данном модуле уже работает другой пользователь.

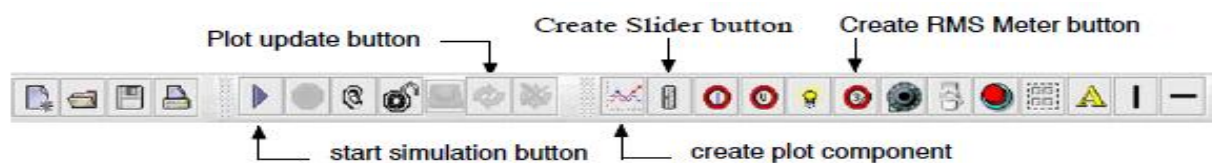


Рисунок 2.2.2 – Панель инструментов в Runtime

Моделирование нормального режима работы АЭЭС ГКС «Сахалин» необходимо для того, чтобы сравнить параметры режима, выдаваемые моделирующим комплексом, с реальными режимными параметрами энергосистемы.

Нормальным режимом работы энергосистемы является режим, при котором обеспечивается снабжение электроэнергией всех потребителей при поддержании ее качества в установленных пределах [1].

Нормальные режимы работы АЭЭС ГКС «Сахалин» существенно различаются в летний и зимний периоды, так как нагрузка в зимний период повышается на 15-25 % в зависимости от температуры воздуха и количества оборудования, находящегося в работе. Кроме сезонных периодов электрические нагрузки компрессорной станции могут меняться в зависимости от режимов работы газотранспортной системы. Наиболее

вероятными являются три нормальных схемно-режимного состояния ГКС, когда:

- два газоперекачивающих агрегата в работе, - это режим с максимальной нагрузкой (в летний период мощность нагрузки составляет 1300 кВт, в зимний период - 1600 кВт);
- один газоперекачивающий агрегат в работе, один в резерве (соответственно, в летний период - 1100 кВт, в зимний период - 1300 кВт);
- оба газоперекачивающих агрегата находятся в горячем резерве (соответственно, в летний период - 900 кВт, в зимний период - 1000 кВт).

Однако существует и такие нормальные режимы работы АЭЭС, когда ГКС «Сахалин» находится в состоянии холодного резерва. В этом случае основные системы контроля и подготовки к запуску ГПА не работают, и, соответственно, значительная часть электрической нагрузки ГПА отключена. Так, в летний период электрическая нагрузка может составлять 500-600 кВт, а в зимний - 700-800 кВт.

На рисунке 2.2.3 приведена полученная на RTDS осциллограмма напряжения на шинах ЗРУ – 10 кВ в нормальном режиме работы с общей нагрузкой энергосистемы 1000 кВт.

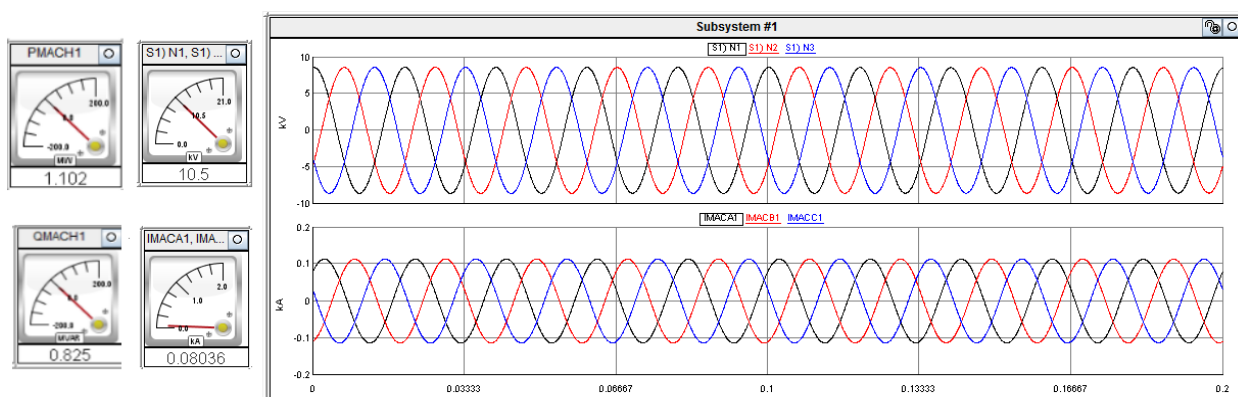


Рисунок 2.2.3 – Напряжение, ток и мощность (P,Q) на шинах ЗРУ – 10 кВ в нормальном режиме (RTDS)

На рисунке 2.2.4 приведена осциллограмма напряжений, снятая с комплекса релейной защиты Seram в ЗРУ – 10 кВ на ГКС «Сахалин». Значения токов и мощностей генератора (активной и реактивной), снятых с

измерителя действующих значений, при моделировании энергосистемы, идентичны паспортным данным генератора приведенным в таблице 1.1

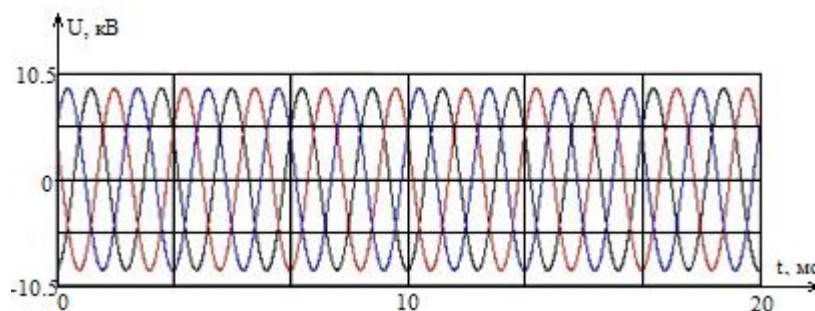


Рисунок 2.2.4 – Осциллограмма напряжения на шинах ЗРУ – 10 кВ в нормальном режиме

Осциллограммы на этих рисунках близки по амплитуде и частоте напряжения, что позволяет утверждать об удовлетворительном соответствии статических параметров модели параметрам реальной энергосистемы. Помимо установленного соответствия статических параметров, определяющих работу ГКС в нормальных режимах, для более полной верификации модели необходимо установить адекватность моделирования динамических параметров.

2.3 Выводы по второй главе

В данной главе было представлено, построение цифровой модели энергосистемы на ПАК RTDS. Комплекс включает в себя широкий выбор оборудования, которое представлено в библиотеке элементов.

В ходе работы по моделированию АЭЭС ГКС «Сахалин» была получена реалистичная модель типовой автономной энергосистемы компрессорной станции с реальными параметрами оборудования ГКС «Сахалин», модель позволяет отслеживать, в реальном времени, процессы загрузки энергоблоков согласно заданным алгоритмам, снимать необходимые параметры работы оборудования в нормальном режиме работы.

Также были представлены и описаны математические модели основного оборудования библиотеки RTDS (генераторов, трансформаторов, линий электропередачи, нагрузок). Выполнение современными цифровыми моделирующими системами расчётов электромагнитных переходных процессов в режиме реального времени обеспечивается использованием высокопроизводительных многопроцессорных структур. Комплекс обладает специально разработанной структурой вычислительных методов называемой, ЕМТР-алгоритмы (Electro Magnetic Transients Program), описанные в работах профессора Г. Доммеля.

По итогам работы были исправлены ошибки в моделировании, произведена компиляция схемы с ее реальными параметрами оборудования. После чего были получены осциллограммы напряжения на шинах ЗРУ – 10 кВ в нормальном режиме работы с общей нагрузкой энергосистемы 1000 кВт. Делалось это для того, чтобы проверить подлинность работы программного комплекса.

Осциллограммы на представленных в главе рисунках близки по амплитуде и частоте напряжения, что позволяет утверждать об удовлетворительном соответствии статических параметров модели параметрам реальной энергосистемы.

3. Исследование устойчивости работы энергосистемы

Как было сказано ранее АЭЭС ГКС «Сахалин» представляет собой энергосистему, состоящую из 7 подстанций 10/0.4 кВ, генерирующего оборудования, кабельных и воздушных линий и широкого спектра элементов статической и динамической нагрузки по напряжению 0.4 кВ. Для исследования колебательной устойчивости нет необходимости задействовать полностью все электрооборудование всех классов напряжения. Поскольку задачей работы является исследование параллельной работы генераторов, объединённых по сети напряжением 0.4 кВ через КТП КЦ и КТП СН, эти элементы сохраняются в непреобразуемой части схемы. Остальные подстанции со всем электрооборудованием, подключенным к ЗРУ, представляются в форме эквивалентных элементов рисунок 2.8.

Структурное построение и элементный состав эквивалентной части выявляются в процессе разработки схемы моделирования как результат упрощения преобразуемой части исходной модели ЭЭС.

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

Практически полностью отсутствует информация об элементном составе нагрузочных элементов исходной модели ЭЭС. Поэтому элементный состав моделируемых нагрузочных элементов в составе эквивалентов подсистем определяется ориентировочно, исходя из паспортных данных оборудования или режимов его работы [27-29].

Активная мощность нагрузки объектов АЭЭС ГКС «Сахалин» представляется статическими элементами нагрузки. В качестве статической нагрузки представлены бытовые потребители, собственные нужды электростанций, технологическое оборудование ГКС «Сахалин». Статическая нагрузка введена в виде набора постоянных активных

сопротивлений на I и II секциях ЗРУ (см. рисунок 2.9), а в силу высокого значения коэффициента мощности её реактивная составляющая не учтена.

Что касается динамической нагрузки, то основную ее часть составляют двигатели аппарата воздушного охлаждения газа, а также системы охлаждения ГПА и систем барьерного воздуха. Вся эта нагрузка была преобразована в эквивалентные модели асинхронных двигателей на первой и второй секциях ЗРУ.

Работа по снятию рабочих значений параметров режима с модели была условно разделена на несколько этапов моделирования. Первоначально были получены параметры работы системы в нормальном режиме, когда в работе находятся два генератора с соединением по напряжению 0.4 кВ, а сетевые элементы и нагрузка в энергосистеме присутствуют в полном составе.

На следующем этапе работы было проведено сравнение (верификация) параметров режима, полученных на модели с реальными данными режима работы АЭЭС ГКС «Сахалин».

После сравнения результатов были проведены эксперименты по моделированию нормальных и аварийных режимов работы, а также сняты АФЧХ для анализа устойчивости работы АЭЭС ГКС «Сахалин».

Поскольку получить натурные экспериментальные частотные характеристики не представляется возможным, обоснование соответствия модели АЭЭС ГКС «Сахалин» проведено путем сравнения модельных данных с реальными параметрами режимов, полученными с помощью регистраторов и систем релейной защиты и автоматики на ГКС «Сахалин» при больших возмущениях.

3.1 Моделирование и анализ процессов при больших возмущениях

Для проверки соответствия динамических параметров, определяющих протекание переходных процессов, выполнено моделирование коротких замыканий и сравнение полученных результатов с реальными значениями тока короткого замыкания на ГКС «Сахалин».

Моделирование коротких замыканий позволяет на данной модели проверять рассчитанные проектные уставки релейной защиты и выбранные алгоритмы автоматики. При создании модели в автоматике и релейной защите ЗРУ – 10 кВ АЭЭС ГКС «Сахалин» использовались проектные данные.

Для апробации модели в динамических режимах работы были проведены эксперименты по моделированию коротких замыканий в АЭЭС ГКС «Сахалин». Для проведения этой части экспериментов был разработан цифровой моделирующий стенд (рисунок 3.1.1), который включал в себя: кнопку для формирования КЗ, дисковый переключатель КЗ (задается тип КЗ, которое происходит при нажатии на кнопку формирования КЗ). Значения на дисковом переключателе соответствует следующим типам КЗ: однофазное Замыкание в фазе А, однофазное Замыкание в фазе В, двухфазное КЗ на землю в фазах А-В, однофазное Замыкание в фазе С, двухфазное КЗ на землю в фазах А-С, двухфазное КЗ на землю в фазах В-С, трехфазное КЗ.

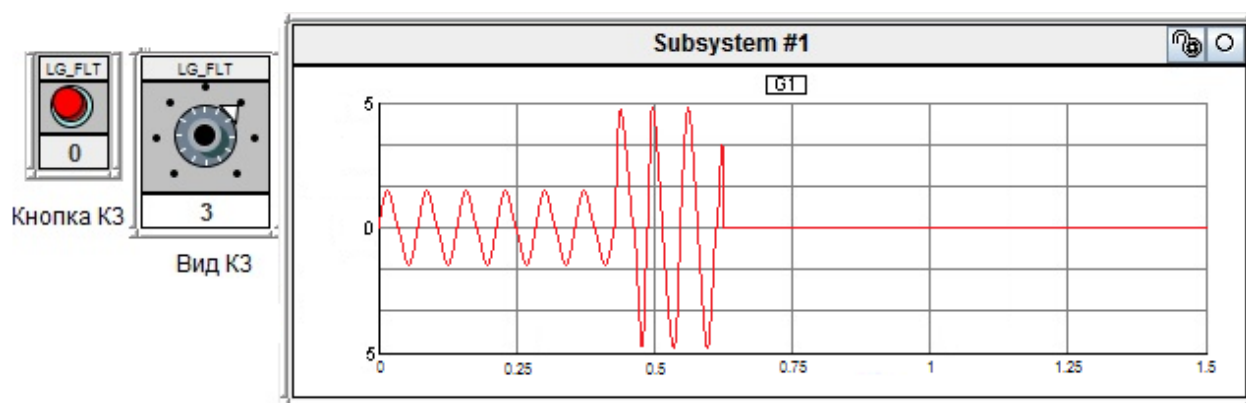


Рисунок 3.1.1 – Ток при однофазном Замыкании на землю в фазе А

Запуск процесса моделирования коротких замыканий осуществлялся путем нажатия индикатора «Кнопка КЗ», в результате чего формировался выбранный тип короткого замыкания, а выключатель в свою очередь по заранее внесенным уставкам релейной защиты отключал поврежденный участок цепи.

На созданной модели АЭЭС (рисунок 2.9) проводилось моделирование всех возможных видов КЗ.

В АЭЭС ГКС «Сахалин» регистраторами аварийных событий постоянно регистрируется группа режимных параметров при нештатных ситуациях, включая токи КЗ. За время работы АЭЭС ГКС «Сахалин» зарегистрированы данные по однофазным КЗ, двухфазным КЗ на землю и междуфазным КЗ, что позволило выполнить сопоставительное моделирование несимметричных КЗ.

На рисунке 3.1.1 приведен моделирующий стенд, сформированный на RTDS, с графиком переходного процесса тока в линии при двухфазном КЗ на землю (см. рисунок 2.9). Амплитуда тока КЗ в момент $t = 0.5$ с равна 4.79 А. При аналогичных натурных условиях в момент $t = 0.5$ амплитуда тока КЗ равна 4.85 А (рисунок 3.1.2). Различие между натурным и модельным токами составляет 1.2%, что свидетельствует о достаточной точности воспроизведения установившихся режимов КЗ.

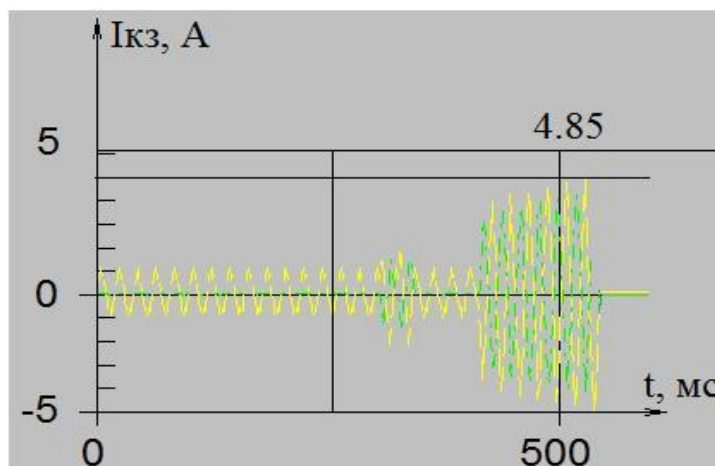


Рисунок 3.1.2 – Осциллограмма тока двухфазного КЗ на землю на отходящей линии с регистратора аварийных событий ГКС «Сахалин»

В совокупности результаты сравнения модельного и натурального переходных процессов свидетельствуют о достаточно качественном моделировании динамических параметров элементов АЭС, приемлемым для выполнения намеченных исследовательских экспериментов.

3.2 Методика экспериментально-аналитического исследования колебательной устойчивости

К настоящему времени на профессиональном уровне программно реализованы в основном способы оценки запаса апериодической устойчивости ЭЭС. Методология практических расчетов колебательной устойчивости находится на низком уровне вследствие высокой сложности расчетных алгоритмов и высоких требований к математическим моделям элементов ЭЭС. При этом для некоторых гибких устройств управления необходимые математические модели еще не разработаны.

Комплекс задач обеспечения колебательной устойчивости автономных энергосистем не сводится только к настройке АРВ генераторов. На современном этапе обозначилась задача повышения колебательной статической устойчивости путем установки дополнительного оборудования, способного в аварийных и послеаварийных режимах работы поддерживать устойчивую работу автономных энергосистем.

Для обеспечения безаварийности работы систем электроснабжения КС необходимо производить полную оценку устойчивости автономных ЭЭС. Соответственно, необходимо производить детальный научный анализ работы таких энергосистем.

В последнее время все более широкое применение находят аналого-цифровые и цифровые трехфазные системы моделирования ЭЭС, моделирующие элементы которых построены на основе подсистем дифференциальных уравнений высокой точности. К ним можно отнести

широко распространенную в мировой практике моделирующую систему RTDS.

Основным препятствием для полномасштабного применения цифровых (универсальных и специализированных) моделирующих систем является ограничение по объему моделируемых ЭЭС. Это ограничение в значительной мере снимается при использовании специализированных гибридных и цифровых моделирующих систем типа RTDS. Такие системы включают в себя полные гибридные модели элементов, объединяемые в требуемые структуры (схемы) моделирования ЭЭС.

Разработка методики исследования устойчивости ЭЭС «в малом» на основе критерия Найквиста, первоочередной задачей, в этом случае, является обоснование применимости критерия без предварительного составления линейной математической модели ЭЭС. Для этого, очевидно, следует построить некоторую несложную математическую модель ЭЭС и сравнить её амплитудно-фазовые частотные характеристики, полученные по исходной (нелинейной) и линеаризованной системам уравнений. В случае их удовлетворительного совпадения можно утверждать, что критерий Найквиста применим к исходной системе уравнений, и, следовательно, обоснованно может быть использован для исследования устойчивости ЭЭС «в малом» с помощью отмеченных выше цифровых и аналого-цифровых моделирующих систем. Дальнейшая работа сводится к построению методик проведения таких исследований применительно к ЭЭС.

Следует отметить, что многие ЭСН КС укомплектованы импортным электрооборудованием, математические модели которого отсутствуют, а технические характеристики в сопроводительной документации представлены с недостаточной полнотой. Эти факторы создают дополнительные сложности для построения методики исследования и для решения конкретных технологических задач.

3.2.1 Построение амплитудно-фазовых частотных характеристик (АФЧХ) энергосистемы как замкнутой системы

В третьей главе было показано, что критерий Найквиста можно использовать для анализа устойчивости ЭЭС с использованием программно-вычислительных комплексов. Использование ПАК RTDS при выполнении этой работы позволяет кратно упростить решение задачи.

Механизм построения АФЧХ с использованием моделирующих комплексов сводится к тому, чтобы в систему (в нашем случае на генератор) подать некоторое возмущение (входной сигнал) и снять выходной сигнал (отклик) по интересующему режимному параметру.

Выбор параметров для формирования входных и выходных сигналов является самостоятельной задачей. На данном этапе для определения колебательной устойчивости АЭЭС ГКС представляется естественным формировать входной сигнал в виде гармонических возмущений вращающихся моментов турбин, а выходные сигналы определять в виде переменных составляющих углов вылета роторов генераторов. При этом для автономных энергосистем, таких как АЭЭС ГКС «Сахалин», следует рассматривать изменение взаимных углов между осями роторов генераторов, с тем, чтобы исключить влияние абсолютного их движения.

Однако следует отметить, что при использовании моделирующего комплекса RTDS технически не удастся сформировать входной сигнал в виде конечного малого возмущения момента турбины. Поэтому входной сигнал формируется в виде возмущения напряжения возбуждения, доступного для выполнения этой процедуры. При этом корректность проведения экспериментов в целом не нарушается, так как конечный результат, то есть предел по колебательной устойчивости не зависит от места и вида приложения возмущающего гармонического воздействия.

Входной сигнал формируется как приращение, в синусоидальной форме, к напряжению возбуждения. При этом напряжение возбуждения

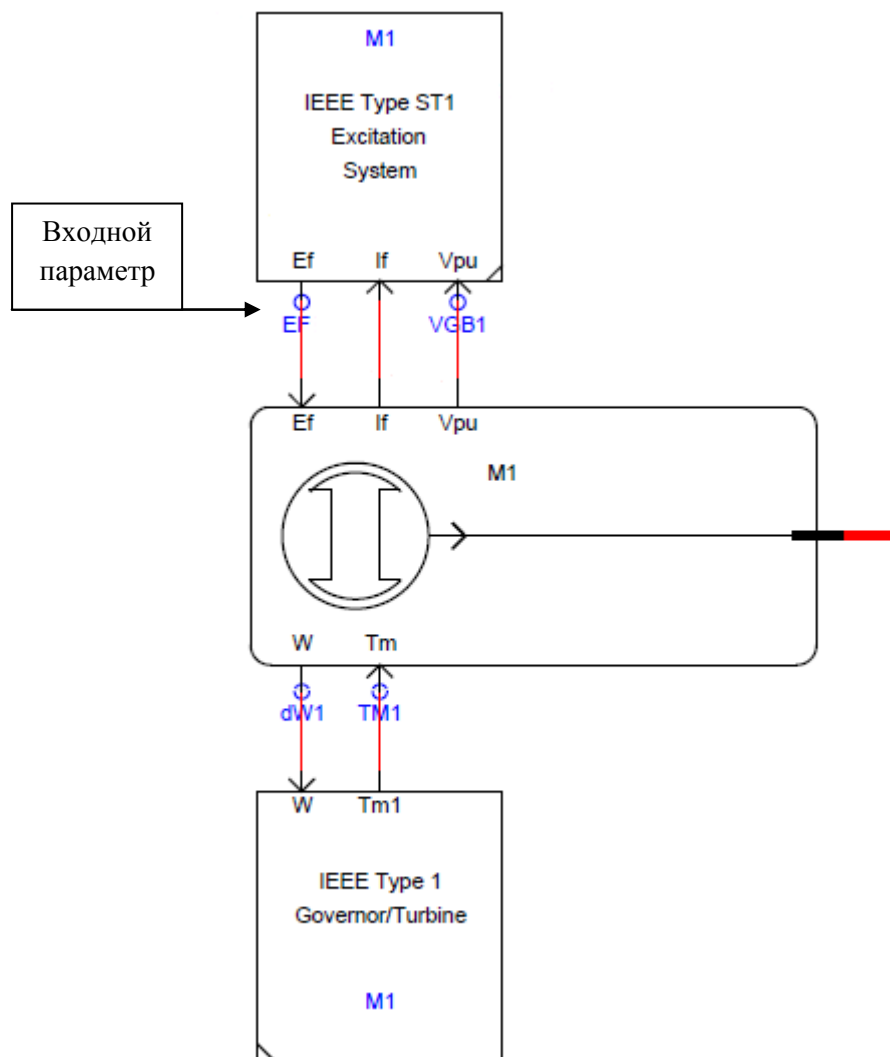


Рисунок 3.2.2 – Подача входного сигнала на канал напряжения возбуждения генератора

После перехода от замкнутой системы к разомкнутой происходит построение годографа Найквиста для оценки устойчивости ЭЭС. Осциллограммы необходимо снимать для частот с шагом в 0.5 Гц. Временной интервал снятия осциллограмм используется равный 20 с., этого вполне достаточно, чтобы получить искомую точку на плоскости для построения АФЧХ.

Вектор АФЧХ замкнутой системы определяется выражением $A \cdot e^{j\varphi}$, где A – отношение амплитуды выходного сигнала (A_2) к амплитуде входного сигнала (A_1), (входным и выходным сигналами); φ – угол сдвига по фазе.

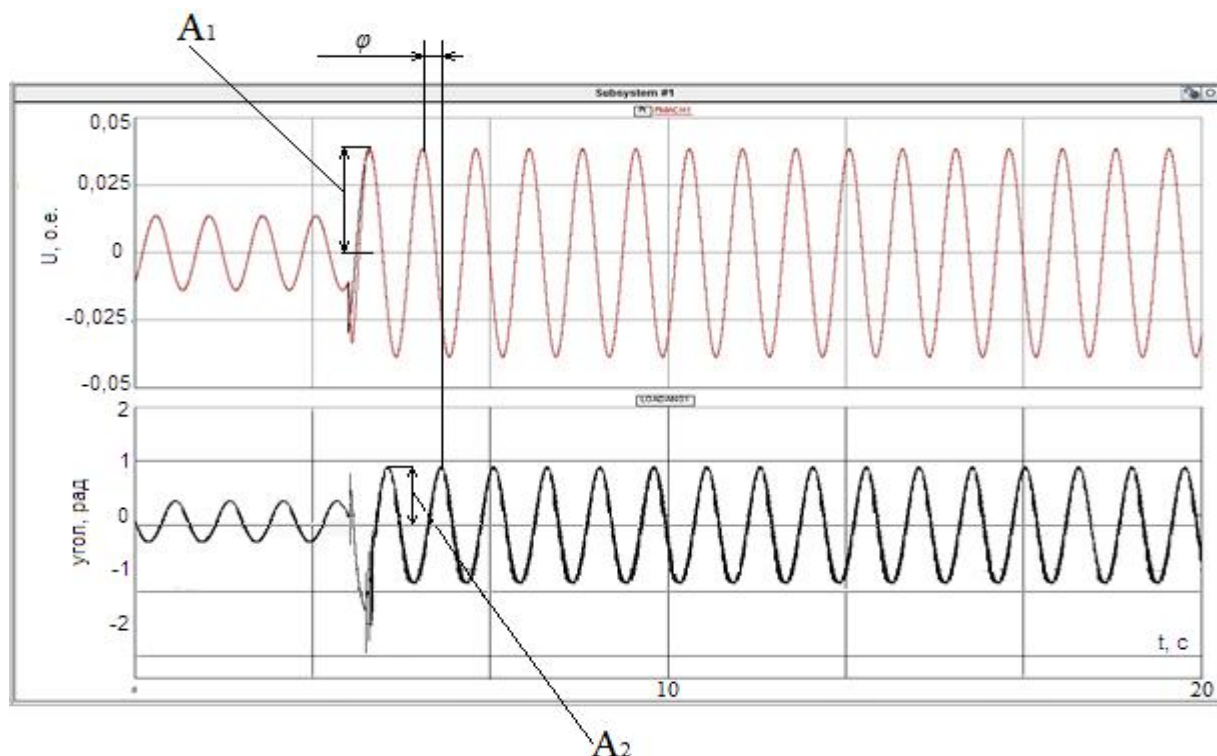


Рисунок 3.2.3 – Осциллограммы входного и выходного сигналов

Для оценки устойчивости по критерию Найквиста необходимо построить АФЧХ разомкнутой системы.

3.2.2 Приведение АФЧХ к виду разомкнутой системы

При решении вопросов устойчивости часто используются понятия передаточных функций замкнутой и разомкнутой систем. При этом под замкнутой понимается система, в обратной связи которой производится только инвертирование сигнала [1], то есть когда (см. рисунок 3.2.4)

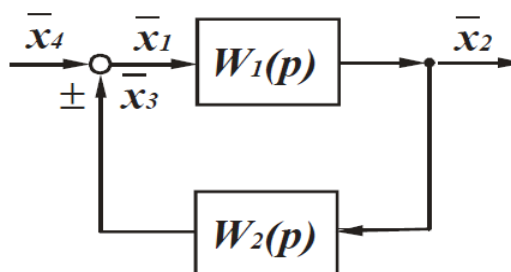


Рисунок 3.2.4 – Звено с обратной связью

$$W_2(p) = -1 \quad (3.1)$$

В соответствующей разомкнутой системе эта обратная связь отключена. Изменение знака сигнала на выходе звена обратной связи по отношению к сигналу на его входе называется инвертированием сигнала. Факт инвертирования может быть отражен в структурной схеме системы посредством зачернения сектора суммирующего звена СЗ (рис. 3.2.5), к которому направлена стрелка сигнала с обратным знаком. При этом знак поступающего на СЗ сигнала не указывается.

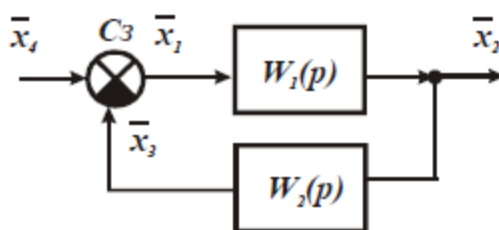


Рисунок 3.2.5 – Структурная схема с инвертированием

Следует отметить, что реальные системы автоматического регулирования всегда работают с замкнутой обратной связью. При этом звеном в обратной связи производится не только изменение знака сигнала, но и другие преобразования: изменение уровня, дифференцирование и пр. Поэтому рассмотрение системы с единичной обратной связью, замкнутой или разомкнутой, используется как математический прием, с помощью которого удобно проводить некоторые исследования, в частности, исследования устойчивости систем

Имея все необходимые данные для построения годографа необходимо произвести последнюю операцию, это переход от разомкнутой к замкнутой системе. Это необходимо сделать для того, чтобы произвести оценку устойчивости по критерию Найквиста, а критерий Найквиста, как известно способен оценивать только замкнутые системы.

Переход от разомкнутой к замкнутой системе можно сделать по выражению 3.2.

$$W_p(j\varphi) = \frac{W_3(j\varphi)}{1 - W_3(j\varphi)} = \frac{A \cdot e^{j\varphi}}{1 - A \cdot e^{j\varphi}} = B \cdot e^{j\gamma} \quad (3.2)$$

3.2.3 Определение запасов колебательной устойчивости по Найквисту

Критерий устойчивости Найквиста основан на применении принципа аргумента к вектору-годографу комплексного коэффициента усиления $W_p(j\omega)$ разомкнутой системы [30].

Критерий Найквиста связывает устойчивость замкнутой системы с поведением годографа амплитудно-фазовой частотной характеристикой (АФЧХ) разомкнутой системы. При изменении частоты от 0 до ∞ годограф АФЧХ устойчивой системы не должен «охватывать» точку $(-1;j_0)$.

По критерию Найквиста в работе оценивалась устойчивость «в малом» в двух схемно-режимных состояний АЭЭС ГКС «Сахалин». Первое состояние – это нормальная работа энергосистемы с двумя одинаково загруженными импортными энергоблоками (общая нагрузка 1000 кВт), включёнными на параллельную работу по сети 0.4 кВ (см. рисунок 2.8). Во втором состоянии при прочих равных условиях первый импортный энергоблок заменён коломенским энергоблоком.

АФЧХ для первого состояния энергосистемы приведена на рисунке 3.2.6

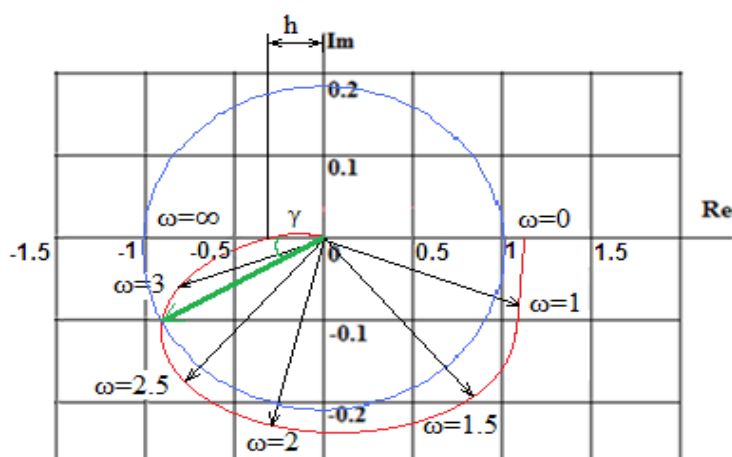


Рисунок 3.2.6 – АФЧХ АЭЭС ГКС «Сахалин» при работе двух генераторов с объединением по напряжению 0.4 кВ

По этому рисунку можно увидеть, что запас устойчивости «в малом» при работе двух генераторов с 50% загрузкой и соединением по напряжению

0.4 кВ достаточно высок. Минимальный отрезок действительной оси (h), характеризующий расстояние между критической точкой и ближайшей точкой пересечения годографа с действительной осью, называют запасом устойчивости по модулю. Минимальный угол γ – образуемый радиусом, проходящим через точку пересечения годографа с окружностью единичного радиуса (с центром в начале координат) и отрицательной частью действительной оси, называют запасом устойчивости по фазе [31]. Коэффициенты запаса составляют: по амплитуде - 88%, по фазе - 32%. Это доказывает, что предлагаемая схема электроснабжения АЭЭС ГКС «Сахалин» позволяет надежно и с большим запасом устойчивости обеспечивать потребителей электроэнергией, и при этом отвечать требованиям к двухстороннему электроснабжению ответственных потребителей.

Для сравнения АФЧХ при втором схемно-режимном состоянии показана совместно с АФЧХ при первом состоянии (рисунок 3.2.7). Коэффициенты запаса устойчивости АЭЭС во втором состоянии составляют: по амплитуде (h_2) - 90%, по фазе - 35%, что несколько выше по сравнению с коэффициентами запаса в первом состоянии.

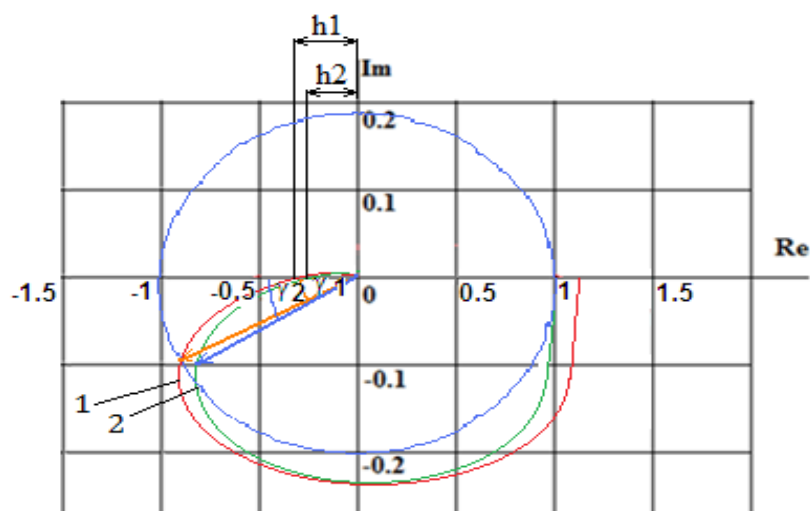


Рисунок 3.2.7 – АФЧХ АЭЭС ГКС «Сахалин» при работе в первом (1) и втором (2) схемно-режимных состояниях

Некоторое повышение устойчивости АЭЭС в первом приближении можно объяснить тем, что вращающаяся часть отечественного агрегата более

инерционна и, соответственно, менее чувствительна к колебаниям по сравнению с вращающейся частью импортного энергоблока.

3.2.4 Вопросы автоматизации исследовательских работ

Программно-аппаратный комплекс реального времени RTDS является наиболее качественным, эффективным и точным инструментом для исследования, проектирования и испытания систем автоматического управления и защиты в энергетике. При этом данная система позволяет провести комплексные испытания ЭЭС объекта, и дают возможность получить адекватные мгновенные значения параметров режимов работы, получить (расчётные осциллограммы): токов, напряжений, мощностей и многое другое. Это позволяет уточнить целый ряд параметров режима работы отдельных составляющих элементов системы.

Результаты использования комплекса показали ряд положительных эффектов, включая автоматизацию процесса испытаний, сокращение времени тестирования, снижение возможностей ошибочных действий персонала, перенастройку и установку нового оборудования во время эксплуатации объекта, точность полученных результатов, а также ряд дополнительных преимуществ в виде меньших энергозатрат, возможность проведения высокоточных испытаний в режиме удалённого доступа от объекта.

ПАК RTDS, позволил разработать специальную методику по снятию АФЧХ. Дальнейшие исследования предлагается направить на разработку устройства по подаче и снятию сигналов с генераторов для получения АФЧХ, а также разработку программного обеспечения для анализа полученных данных по критерию Найквиста и мониторинга устойчивости энергосистем в режиме реального времени.

3.3 Моделирование и анализ процессов при малых возмущениях

Переходные процессы и, соответственно, переходные режимы начинаются с возмущений – начальных отклонений параметров режима, то есть начальных изменений значений токов, напряжений, мощностей и других параметров.

Причины, по которым появляются возмущения, называются возмущающими воздействиями. В качестве возмущающих воздействий выступают, например, короткие замыкания, обрывы проводов, коммутационные переключения в электрических сетях.

Малые возмущения в действующей энергосистеме присутствуют непрерывно. Существование этих возмущений связано с непрерывным изменением нагрузки, действием регулирующих устройств, температурными изменениями активных сопротивлений элементов системы и с другими причинами. Поэтому строго неизменного режима системы не существует и, говоря об установившемся режиме, в сущности, имеют в виду режим малых возмущений. При этом предполагают, что малые возмущения и связанные с ними непрерывные процессы происходят около некоторого равновесного состояния системы [24]. Устойчивость параллельной работы электрических машин должна сохраняться при малых и больших возмущениях в электроэнергетической системе [24].

В электрической сети основными показателями качества электроэнергии являются: напряжение и частота. Частота связана с активной мощностью (P), а напряжение с реактивной мощностью (Q).

Согласно ГОСТ 13109—97 на качество электрической энергии частота в энергосистемах России в нормальном режиме должна поддерживаться с точностью $\pm 0,2$ Гц (95 % времени суток). Допускается кратковременная (не более 72 мин в сутки) работа энергосистем с отклонением частоты в пределах $\pm 0,4$ Гц [41].

На созданной модели АЭЭС (рисунок 2.9) проводилась проверка АЭЭС ГКС «Сахалин» при малых возмущениях. Нагрузка представлена в виде двух эквивалентных асинхронных двигателей, подключенных по одному на каждую секцию шин АЭЭС. Путем уменьшения активной и реактивной мощности на нагрузке, был исследован режим, представленный на (рисунке 3.3.1)

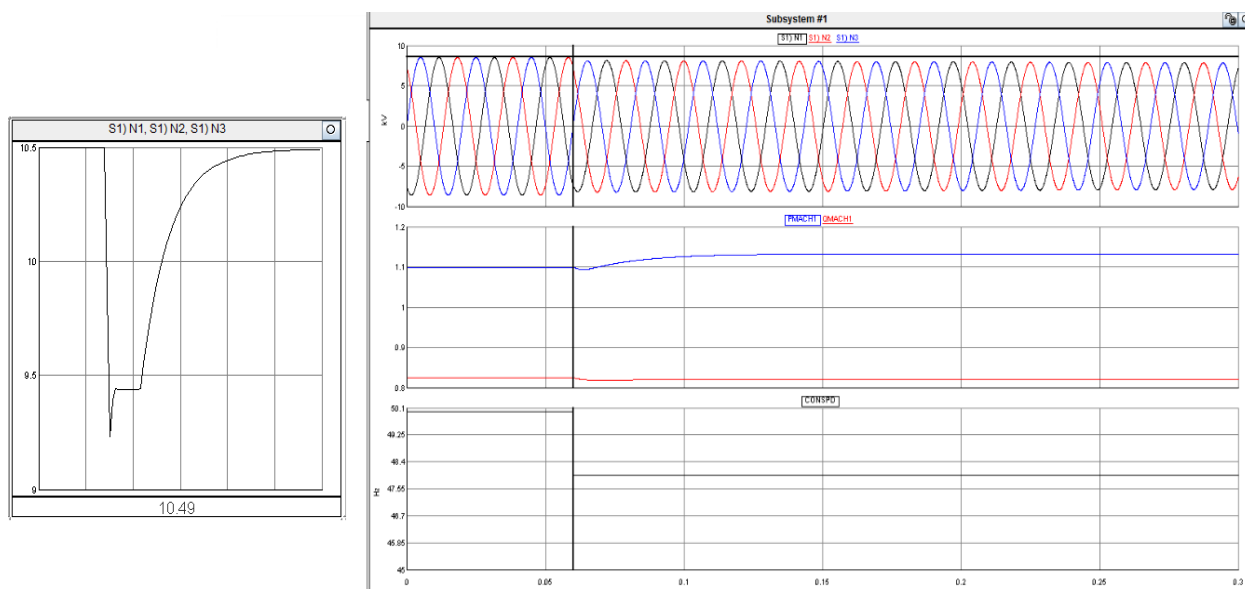


Рисунок 3.3.1 – Снижение нагрузки на 6 % от номинальной мощности

Активная мощность нагрузки асинхронных двигателей уменьшается на 3% при снижении частоты на 1%. Из анализа рисунка – 3.3.1 можно наблюдать следующее, что при кратковременном снижении нагрузки на 6 % от номинальной мощности происходит снижение частоты до 48 Гц и снижение напряжения до 9.4 кВ.

Изменение частоты влияет на работу самих электростанций. Каждая турбина рассчитана на определенное число оборотов, то есть при падении частоты снижается вращающий момент турбины.

Процесс нарушения устойчивой работы станции из-за падения частоты и при отсутствии резерва активной мощности называется лавиной частоты. Если $f = 50$ Гц, критическая частота, при которой производительность основных механизмов собственных нужд электростанций снижается до нуля и наступает лавина частоты - 45 - 46 Гц.

3.4 Выводы о третьей главе

Предлагаемая методика оценки устойчивости «в малом» ЭЭС по критерию Найквиста, основанная на построении режимных частотных характеристик ЭЭС без линеаризации исходных дифференциальных уравнений может стать, при дальнейшем её развитии, эффективным способом решения практических задач. Методика продуктивно реализуется с использованием программно-аппаратных моделирующих комплексов, в частности, с использованием комплекса RTDS, что позволяет вводить в расчёты уточнённые математические модели объектов, необходимые для анализа устойчивости «в малом» ЭЭС.

Результаты исследований параллельной работы разных электростанций могут быть использованы для проектирования новых автономных энергосистем.

Возможность на стадиях проектирования и начала эксплуатации осуществлять необходимые перенастройки оборудования и установку дополнительного оборудования для повышения устойчивости и надежности работы АЭЭС газокompрессорных станций и не только.

Разработанная методика оценки устойчивости автономных энергосистем компрессорных станций может быть использована и в больших энергосистемах, где анализ устойчивости по исходным моделям является большим упрощением этого процесса.

Основной вывод заключается в том, что условия сохранения устойчивости «в малом» не являются препятствием для включения отечественных (коломенских) энергоагрегатов на параллельную работу с импортными энергоблоками, которые предусматривают в перспективных планах развития АЭЭС.

Заключение

В данной работе была рассмотрена автономная система электроснабжения КС с газотурбинным приводом. Целью магистерской диссертационной работы являлось:

- Произвести детальный анализ различных режимов работы АЭЭС КС. Определить причины пониженной надёжности работы (ГКС) «Сахалин» и возможные пути их преодоления;
- Оценка запасов статической и динамической;
- Проведение практических экспериментов с использованием программно-аппаратного комплекса (ПАК) RTDS АЭЭС ГКС «Сахалин» для измененной схемы электроснабжения;
- Разработка методики оценки устойчивости автономных энергосистем газокompрессорных станций с использованием критерия Найквиста;

Для достижения поставленных целей была рассмотрена и изучена реальная ГКС, ее преимущества и недостатки.

Проведя детальный анализ автономной энергосистемы ГКС «Сахалин» были выявлены основные проблемы аварийных остановов энергоблоков ЭСН. Были составлены инженерно-технические мероприятия по повышению надёжности работы ЭСН, которые позволили повысить запас устойчивости работы автономной энергосистемы.

Для проведения экспериментальной части работы, был выбран специализированный комплекс (Real Time Digital Simulator – RTDS), предназначенный для изучения стационарных режимов и электромагнитных переходных процессов в электроэнергетической системе (ЭС) в реальном масштабе времени.

Для проверки нештатных ситуаций осуществлялось моделирование аварийных режимов работы энергосистемы (короткое замыкание, остановки генераторов, сбросы/набросы нагрузки и т.д.). Кроме этого, моделировалась

логика работы систем возбуждения генераторов с учётом возможности подачи входного сигнала, необходимого для построения АФЧХ. Предусматривается также возможность снятия выходного сигнала, связанного с интересующим параметром режима.

В результате выполненных исследований были получены следующие основные результаты:

1. В ходе инженерно-технических решений по повышению надежности работы АЭС ГКС был выбран оптимальный вариант двухстороннего питания потребителей электроэнергии. Данное решение помогло значительно снизить частоту появления отказов и нарушений в работе ЭСН;

2. Для проверки соответствия динамических параметров, выполнено моделирование коротких замыканий. В совокупности результаты сравнения модельного и натурного переходных процессов свидетельствуют о достаточно качественном моделировании динамических параметров элементов АЭС.

3. По результатам компьютерного моделирования и анализа получено, что режимные частотные характеристики могут быть с удовлетворительной точностью построены по исходным нелинейным математическим моделям ЭЭС и на их основе могут проводиться исследования статической (колебательной) устойчивости ЭЭС по критерию Найквиста.

4. Была разработана методика оценки устойчивости автономных энергосистем, позволяющая, в перспективе её дальнейшего развития, проводить исследования и в больших энергосистемах, где анализ устойчивости по исходным моделям является большим упрощением этого процесса.

5. Результаты проведенных исследований позволяют своевременно и с достаточной полнотой исследовать вопросы устойчивости работы автономных энергосистем компрессорных станций, проводить настройку

регулирующей аппаратуры, систем автоматического регулирования, в частности АРВ СД.

6. Дальнейшие исследования предлагается направить на разработку устройства по подаче и снятию сигналов с генераторов для получения частотных характеристик, а также разработку программного обеспечения для анализа этих характеристик по критерию Найквиста и в режиме реального время мониторинга устойчивости энергосистем.

ПАК RTDS – очень хорошо подходит для выполнения исследований функционирования РЗА, моделирования энергосистем, для исследования и разработки силовых полупроводниковых комплексов, обучения персонала и т.д. Применение программно-аппаратного комплекса RTDS для моделирования режимов работы энергосистем потенциально предоставляет новые возможности по повышению их надежности и устойчивости. Однако в каждом случае необходимо выполнить сложную работу по построению конечной модели конкретной энергосистемы в формате RTDS.

Также хотелось бы отметить, что само по себе наличие специального моделирующего комплекса не может обеспечить гарантированное получение высоких научных результатов. Для получения значимых научных результатов необходима соответствующая квалификация исполнителей.

Список публикаций по теме диссертации

По результатам выполненных исследований, разработок и их применения, связанных с темой диссертационной работы, опубликовано 2 статьи в материалах научно-технических конференций и форумов.

1. Ужастов Ю.Н. Повышение надежности работы автономных систем электроснабжения газокompрессорных станций, XIX международном научном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых «Проблемы геологии и освоения недр», Томск, 6-10 апреля 2015 г.

2. Ужастов Ю.Н. Исследование устойчивости работы автономной энергосистемы собственных нужд газокompрессорной станции, III международного молодежного форума «Интеллектуальные энергосистемы», Томск, 28 сентября - 2 октября 2015 г.