

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 95 страниц, 33 рисунка, 18 таблиц, 27 источников, 6 приложений.

Ключевые слова: нефтегазовая отрасль, электроснабжение, режимы, надежность, элементы Smart Grid, синхронные двигатели, динамическая устойчивость, автоматика, эффективность.

Объектом исследования являются: схема электроснабжения Тагульского месторождения нефти, синхронные двигатели на блочной кустовой насосной станции.

Цель работы – рассчитать и проанализировать установившееся и переходные режимы, изучить вопросы динамической устойчивости синхронных двигателей, разработать мероприятия по обеспечению потребителей качественной электроэнергией согласно ГОСТ 32144-2013.

В процессе исследования проводились расчеты установившихся режимов, расчеты переходных режимов, моделирование процесса самозапуска синхронных двигателей после различного рода возмущений, а также разрабатывались мероприятия по обеспечению потребителей качественной электроэнергией.

В результате исследования была выявлена необходимость внедрения в схему электроснабжения двух управляемых шунтирующих реакторов в узлах высшего напряжения с целью снижения напряжения до допустимых уровней; внедрение конденсаторных батарей на шинах подстанций потребителей, а также было выявлено, что быстродействующая противоаварийная автоматика эффективно справляется с возникающими возмущениями, и, как следствие, динамическая устойчивость синхронных двигателей не нарушается.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: управляемые шунтирующие реакторы и

конденсаторные батареи с целью выравнивания напряжения в установившихся режимах и компенсации реактивной мощности.

Область применения: схемы электроснабжения нефтяных промыслов.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в том, что в настоящее время в России стоят задачи эффективного использования электроэнергии, обеспечение быстродействующей и надежной работы энергосистемы, в частности на нефтяных месторождениях, т.к топливно-энергетический комплекс оказывает существенное влияние на формирование бюджета страны и его региональную структуру. Решением данных задач является внедрение элементов «Smart Grid» в работу систем электроснабжения, что и рассматривается в данной выпускной квалификационной работе. Система электроснабжения становится более надежной, следовательно, уменьшаются затраты на ликвидацию последствий возможной аварии, снижаются потери электроэнергии, так как элементы Smart Grid позволяют компенсировать излишнюю реактивную мощность, увеличивая тем самым коэффициент мощности. Такой элемент, как управляемый шунтирующий реактор, повышает динамическую устойчивость системы электроснабжения, регулирует напряжение и в целом повышает качество работы.

Кроме того, анализ моделирования самозапуска синхронных двигателей после возникновения аварийных ситуаций позволяет избежать больших экономических потерь вследствие недоотпуска продукции.

Оглавление

Введение.....	6
1 Расчёт и анализ установившихся режимов	8
1.1 Характеристика системы электроснабжения Тагульского месторождения нефти.....	8
1.2 Задачи расчета установившихся режимов.....	12
1.3 Подготовка исходных данных	13
1.4 Расчёт установившихся режимов	18
1.4.1 Режим максимальных нагрузок.....	21
1.4.2 Режим минимальных нагрузок.....	22
1.4.3 Послеаварийный режим	24
1.5 Анализ результатов расчета	26
1.6 Выводы по первой главе.....	27
2 Расчёт и анализ переходных режимов	28
2.1 Задачи расчёта переходных режимов	28
2.2 Математические модели элементов	29
2.2.1 Математическая модель СД.....	30
2.3 Массив исходных данных	34
2.3.1 Моделирование синхронных двигателей.....	34
2.3.2 Моделирование нагрузок	36
2.4 Расчёт переходных режимов.....	37
2.4.1 Расчет не удаленного трехфазного короткого замыкания	39
2.4.2 Расчет однофазного КЗ	43
2.4.3 Самозапуск СД.....	48

2.5 Анализ результатов расчёта.....	50
2.6 Выводы по второй главе.....	51
3 Обоснование мероприятий по повышению показателей режимов.....	52
3.1 Обоснование мероприятий по обеспечению уровней напряжений в установившихся режимах.....	52
3.2 Обоснование мероприятий по обеспечению самозапуска электродвигателей.....	56
3.3 Выводы по третьей главе.....	57
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Ошибка! Закладка не определена.
4.1 Технико-экономическое обоснование научно - исследовательской работы.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.1.1 SWOT-анализ	Ошибка! Закладка не определена.
4.2 Определение трудоемкости работ	Ошибка! Закладка не определена.
4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования	Ошибка! Закладка не определена.
4.3 Смета затрат на разработку проекта .	Ошибка! Закладка не определена.
4.3.1 Материальные затраты.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.3.2 Амортизационные отчисления..	Ошибка! Закладка не определена.
4.3.3 Расходы на оплату труда.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.3.4 Отчисления во внебюджетные страховые фонды	Ошибка! Закладка не определена.
4.3.5 Накладные расходы	Ошибка! Закладка не определена.
4.3.6 Себестоимость НИР.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.4 Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Ошибка! Закладка не определена.
4.4.1 Материальные затраты.....	Ошибка! Закладка не определена.

4.4.2 Амортизационные отчисления..	Ошибка! Закладка не определена.
4.4.3 Расходы на оплату труда.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.4.4 Отчисления во внебюджетные страховые фонды.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.4.5 Накладные расходы	Ошибка! Закладка не определена.
4.4.6 Себестоимость проекта	Ошибка! Закладка не определена.
4.4.7 Интегральный показатель финансовой эффективности.....	Ошибка! Закладка не определена.
4.5 Выводы по четвертой главе	Ошибка! Закладка не определена.
5 Социальная ответственность при анализе режимов системы электроснабжения Тагульского месторождения нефти...	Ошибка! Закладка не определена.
5.1 Производственная безопасность	Ошибка! Закладка не определена.
5.1.1 Анализ выявленных вредных факторов	Ошибка! Закладка не определена.
5.1.2 Анализ выявленных опасных факторов	Ошибка! Закладка не определена.
5.2 Экологическая безопасность.....	Ошибка! Закладка не определена.
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	Ошибка! Закладка не определена.
5.4 Правовые и организационные мероприятия обеспечения безопасности	Ошибка! Закладка не определена.
5.4.1 Режим труда и отдыха при работе за компьютером	Ошибка! Закладка не определена.
5.4.2 Особенности законодательного регулирования проектных решений	Ошибка! Закладка не определена.
5.5 Выводы по пятой главе.....	Ошибка! Закладка не определена.
Заключение	58

Приложение А

Приложение Б

Приложение В

Приложение Г

Приложение Д

Приложение Е

Введение

Топливо-энергетический комплекс — важнейшая структурная составляющая экономики России, один из факторов развития и размещения производительных сил страны. Доля топливо-энергетического комплекса в 2015 г. достигла в экспортном балансе страны 68,5%. Топливо-энергетический комплекс оказывает существенное влияние на формирование бюджета страны и его региональную структуру. Отрасли комплекса тесно связаны со всеми отраслями экономики России, имеют большое районобразующее значение, создают предпосылки для развития топливных производств и служат базой для формирования промышленных, включая электроэнергетические, нефтехимические, углехимические и газопромышленные комплексы [1].

В связи с этим наблюдается устойчивая тенденция роста разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, что влечет в свою очередь увеличение установленной мощности. Поскольку подобное развитие любого предприятия подразумевает ввод в работу новых потребителей, оно требует либо реконструкции существующих объектов электроснабжения, либо ввода новых. Проектирование нового или реконструируемого объекта включает этап выбора схемных решений систем электроснабжения. Традиционно на этом этапе исходят из необходимости обеспечить требования Правил устройства электроустановок (ПУЭ) в соответствии с установленными категориями надежности.

В данной работе объектом исследования является Тагульское нефтяное месторождение. Электроснабжение Тагульского нефтяного месторождения осуществляется от газотурбинной электростанции «Полярное», т.к мощная электростанция является надежным источником питания. Основная задача дипломной работы – рассчитать и проанализировать установившееся и

переходные режимы, изучить вопросы динамической устойчивости синхронных двигателей как важного потребителя с целью предотвращения тяжелых последствий вследствие аварий. Также разработать мероприятия по обеспечению потребителей качественной электроэнергией согласно ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», а именно рассмотреть возможность применения элементов Smart Grid в системах электроснабжения предприятий нефтедобычи.

1 Расчёт и анализ установившихся режимов

1.1 Характеристика системы электроснабжения Тагульского месторождения нефти

Тагульское месторождение расположено в Большехетской впадине на севере Красноярского края за Полярным кругом на расстоянии 1,7 тыс. км от города Красноярск (Рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 – Расположение Тагульского нефтяного месторождения на карте

По мировой классификации запасов и ресурсов нефти и газа извлекаемые запасы нефти на Тагульском нефтяном месторождении могут составить около 10,5 млн. барр.

Разработкой схемы электроснабжения Тагульского н.м.р занимался Томский научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности «ТомскНИПИнефть», который был основан в 1986 году приказом Миннефтепрома на базе Томского филиала института «Гипротюменьнефтегаз», Томского комплексного отдела института «СибНИИ НП» и Томского филиала института «Гипротрубопровод».

Электроснабжение Тагульского месторождения нефти осуществляется от газотурбинной электростанции «Полярная» мощностью 152 МВт. Данная электростанция находится на расстоянии 72 км от узловой ПС 110/35/10 кВ «Тагул», от которой в последующем питаются все объекты н.м.р.

ПС 110/35/10 кВ «Тагул» подключается посредством спроектированной двухцепной ВЛ 110 кВ к разным секциям источника внешнего электроснабжения.

Электростанция расположена рядом с комплексом очистных сооружений (КОС) г. Салехард на участке, наиболее близко расположенном к точке приема тепловой мощности, водоснабжения, водоотведения и газоснабжения.

ГТЭС «Полярная» состоит из двух газотурбинных энергоблоков мощностью 76 МВт каждый. В состав энергоблока входят: газотурбинная установка типа V 93.2 мощностью 76 МВт производства фирмы KWU (Siemens), включая турбогенератор; водогрейный котел-утилизатор горизонтального типа, блочный трансформатор типа ТРДЦ, паровая турбина мощностью 40 МВт.

Подстанция 110/35/10 кВ «Тагул» представляют собой проходную подстанцию со схемой стороны 110 кВ - 5Н (мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий), двумя двух обмоточными

трансформаторами ТДТН-25000/110 с РПН, закрытым распределительным устройством в блочно-модульном здании 35 кВ и закрытым распределительным устройством в блочно-модульном здании 10 кВ.

Для распределения электроэнергии по напряжению 110 кВ в составе подстанции предусмотрено КРУЭ 110 кВ, выполненное с использованием элегазового распределительного устройства, располагающегося целиком в одном каркасном здании, полной заводской готовности.

Для распределения электроэнергии по напряжению 35 кВ между технологических ПС 35/10 кВ и кустовых ПС 35/6 кВ, в составе подстанции предусмотрено распределительное устройство 35 кВ, выполненное с использованием ячеек КРУ - 35 кВ, располагающегося целиком в одном блочно-модульном здании, полной заводской готовности.

РУ-35 кВ выполнена по схеме 9Н «одна рабочая секционированная выключателем система шин, с десятью отходящими фидерами 35 кВ».

Для распределения электроэнергии по напряжению 10 кВ в составе подстанции предусмотрено распределительное устройство 10 кВ, выполненное с использованием ячеек КРУ - 10 кВ, располагающегося целиком в одном блочно-модульном здании полной заводской готовности.

РУ-10 кВ выполнена по схеме 10 - 1 «одна рабочая секционированная выключателем система шин», схема выполняется с использованием ячеек комплектного распределительного устройства 10 кВ внутренней установки двухстороннего обслуживания, размещаемого в модульном здании комплектной поставки. В качестве коммутационных аппаратов предусмотрены вакуумные выключатели с электромагнитным приводом. Ввода - воздушные, вывода - кабельные.

В одном здании с РУ 10 кВ в отдельном помещении, размещены трансформаторы собственных нужд 10/0,4 кВ, с масляной изоляцией подключенные до вводов 10 кВ через предохранители.

Для электроснабжения собственных нужд 0,4 кВ подстанции, предусмотрены масляные трансформаторы 35/0,4 кВ наружной установки, размещенные на одном блоке с линейными разъединителями, подключаемые до ввода 35 кВ. Распределение электроэнергии 0,4 кВ до потребителей собственных нужд подстанции выполняется от шкафа собственных нужд 0,4 кВ установленных в одном помещении с РУ-10 кВ.

Для обеспечения работы системы охранно-пожарной сигнализации и оповещения о пожаре при потере электроснабжения предусматривается резервированный источник электропитания в комплекте с аккумуляторными батареями, обеспечивающими работу системы в течение времени, установленного нормативными документами по пожарной безопасности и требованиями к оборудованию систем противопожарной защиты. Системой пожарной сигнализации выполняется контроль перехода источника на резервное питание от аккумуляторных батарей

Для распределения электроэнергии по напряжению 6 кВ в составе ПС 35/6 кВ предусмотрено ЗРУ-6 кВ. На стороне 6 кВ подстанции принята схема 5 - АНА «одна рабочая, секционированная выключателем система шин», схема выполняется с использованием ячеек комплектного распределительного устройства 6 кВ внутренней установки, размещаемого в модульном здании комплектной поставки.

В нормальном режиме секционные выключатели ЗРУ-35 кВ и ЗРУ-10кВ отключены. В целях обеспечения надежности электроснабжения потребителей на подстанции, предусматривается автоматическое включение резерва (АВР) на шинах ЗРУ-35 и ЗРУ-10 кВ. Для реализации быстродействующего

автоматического резерва, на вводах и секционном выключателе РУ-10кВ подстанции предусмотрены быстродействующие вакуумные выключатели.

Для распределения электроэнергии по электроприемникам 10 кВ в составе технологической площадки УПН и БКНС располагаются комплектно распределительные устройства 10 кВ.

РУ-10 кВ «УПН» и «БКНС» выполнены по схеме «одна рабочая, секционированная выключателем система шин». В качестве коммутационных аппаратов предусмотрены вакуумные выключатели с электромагнитным приводом. Ввода/вывода ячеек кабельные.

1.2 Задачи расчета установившихся режимов

Режим работы системы – совокупность процессов, характеризующих работу энергосистемы и ее состояние в любой момент времени, которое определяется значениями мощностей, напряжений, токов, частоты и других физических величин, называемых параметрами режима.

Различают несколько видов режимов работы электрических систем: установившийся (нормальный) режим, нормальные переходные режимы, аварийные переходные режимы и послеаварийные установившиеся режимы [2].

Расчеты установившихся режимов ЭЭС необходимы для решения следующих важных задач:

- вычисление параметров режима и сопоставление их с допустимыми значениями, согласно ГОСТ 32144—2013 на качество электроэнергии на шинах потребителей;
- оценка предельных перетоков мощности по линиям связям;

- коррекция параметров режима;
- оценка и повышение режимной надежности ЭЭС.

В схеме электроснабжения Тагульского месторождения нефти на 7 и 3 подстанциях располагаются синхронные и асинхронные двигатели. На ПС – 7 (Блочная кустовая насосная станция – БКНС) работают высоконапорные насосы – синхронные электродвигатели мощностью 1250 кВт в количестве 11 штук (8 рабочих, 3 в резерве), на ПС – 3 работают насосы внешней перекачки нефти – асинхронные двигатели мощностью 803 кВт в количестве 4 штук (3 рабочих, 1 в резерве). При снижении напряжения в узле подключения до $U_{кр}$, которое равно $0,7 U_{ном}$ происходит останов асинхронного двигателя, а синхронный двигатель выпадает из синхронизма и переходит в асинхронный режим, что недопустимо [2]. Поэтому необходимо произвести расчет установившихся режимов, чтобы выявить, произойдет ли недопустимое снижение напряжения и предпринять меры для повышения устойчивости работы энергосистемы.

1.3 Подготовка исходных данных

Радиальная схема сети для данного месторождения выглядит следующим образом (Рисунок 1.3.1):

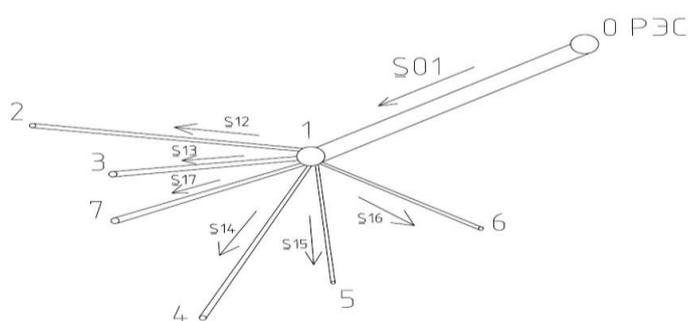


Рисунок 1.3.1 -Радиальная схема сети

Расчетные данные по нагрузкам подстанций из Приложения А сведены в Таблицу 1.3.1.

Таблица 1.3.1 - Характеристики подстанций и системы

	РЭС	ПС1	ПС2	ПС3	ПС4	ПС5	ПС6	ПС7
Активная мощность объектов н.м.р, P_{max} кВт	152000	15000	2625	2740	3225	2710	4525	2700
Коэффициент мощности, $\cos\varphi$	0,93	0,81	0,79	0,8	0,84	0,82	0,77	0,81
T_{max} , час	8760	8760	6500	7500	6500	6500	6500	6000
Категория потребителей	1	2	2	1	2	2	2	1

Длины линий определены по оперативному генеральному плану и занесены в Таблицу 1.3.2.

Таблица 1.3.2 - Длины воздушных линий

Участок	0-1	1-2	1-3	1-7	1-4	1-5	1-6
Длины ЛЭП (км)	72	18	11	12	14	10	8

Информация по трансформаторам для всех ПС представлена в Таблице 1.3.3.

Таблица 1.3.3 - Параметры трансформаторов

схема	№ ПС	птр	Тип	Sном, МВА	Пределы регулирования	Uв, кВ	Uс, кВ	Uн, кВ	ук, %	Pк,к Вт	Δ Pх,к Вт	Iх, %	Rт, Ом	Xт, Ом	ΔQ_x , квар
радиальная	1	2	ТДТН 25000/110	-25	$\pm 9 \times 1,78\%$	115	34,5; 38,5	6,6; 11	10,5 17,5 6,5	140	31	0,7	1,5	56,9 0 35,7	175
	2	2	ТМН 4000/35	4	$\pm 2 \times 2,5\%$	35	-	6,3 11	7,5	33,5	6,7	1	2,6	23	40
	3	2	ТМН 4000/35	4	$\pm 2 \times 2,5\%$	35	-	6,3 11	7,5	33,5	6,7	1	2,6	23	40
	4	2	ТМН 4000/35	4	$\pm 2 \times 2,5\%$	35	-	6,3 11	7,5	33,5	6,7	1	2,6	23	40
	5	2	ТМН 4000/35	4	$\pm 2 \times 2,5\%$	35	-	6,3 11	7,5	33,5	6,7	1	2,6	23	40
	6	2	ТМН 6300/35	6,3	$\pm 2 \times 2,5\%$	35	-	6,3 11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7
	7	2	ТМН 4000/35	4	$\pm 2 \times 2,5\%$	35	-	6,3 11	7,5	33,5	6,7	1	2,6	23	40

Схема замещения Тагульского н.м.р представлена на рисунке 1.3.2. Изображение принципиальной схемы Тагульского месторождения нефти представлена в Приложении Б.

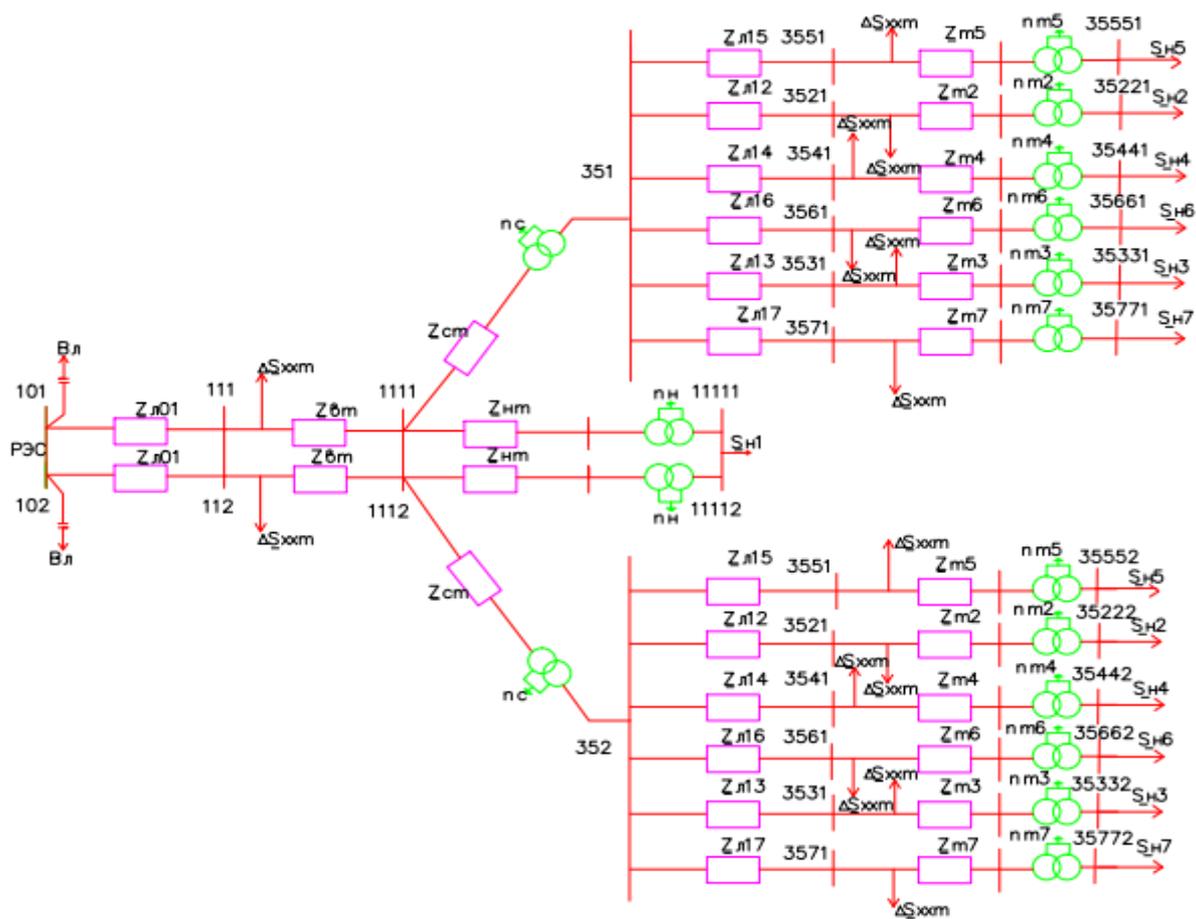


Рисунок 1.3.2 – Схема замещения Тагульского н.м.р

Схема замещения - это графическое изображение электрической цепи с помощью идеальных элементов, показывающее последовательность соединения ее участков [3].

Все расчеты установившихся режимов будут выполняться в программном комплексе RastrWin3, который предназначен для оперативного выполнения на ПЭВМ расчетов по моделированию установившихся режимов энергосистем. Первым этапом создания расчетной модели является определение параметров схемы замещения (параметры нагрузок подстанций, ВЛЭП, трансформаторов).

Следующим этапом является разделение схемы на отдельные узлы. Схема замещения с пронумерованными узлами представлена на рисунке 1.3.2. Для любого узла вводится название, номинальное и стартовое напряжение,

задается активная и реактивная мощности нагрузки, активная и реактивная мощности генераторов, каждому узлу в зависимости от класса напряжения присваивается код: 100 – номинальное напряжение 110 кВ, 350 – 35 кВ, предпоследняя цифра – 35771 – номер подстанции, а последняя цифра – номер ответвления (Рисунок 1.3.3).

O	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N...	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta	Рай...
1		База	101	РЭС1	110					17,2	9,5	121,0		1 000,0	121,00			
2		База	102	РЭС2	110					17,2	9,5	121,0		1 000,0	121,00			
3		Нагр	111	1 с.ш 110	110										118,67	-0,73		
4		Нагр	112	2 с.ш 110	110										118,67	-0,73		
5		Нагр	1 111	ВН 1 110	110										111,66	-4,82		
6		Нагр	1 112	ВН 2 110	110										111,66	-4,82		
7		Нагр	351	1 с.ш 35	35			7,5	5,4						37,33	-4,73		
8		Нагр	352	2 с.ш 35	35			7,5	5,4						37,33	-4,73		
9		Нагр	71	Ответвление 1	35										37,05	-4,80		
10		Нагр	72	Ответвление 2	35										37,05	-4,80		
11		Нагр	3 571	1 с.ш ПС 7	35										37,02	-4,81		
12		Нагр	3 572	2 с.ш ПС 7	35										37,02	-4,81		
13		Нагр	35 771	Нагрузка 71	10			1,4	1,0						11,39	-6,07		
14		Нагр	35 772	Нагрузка 72	10			1,4	1,0						11,39	-6,07		
15		Нагр	3 561	1 с.ш ПС 6	35										37,16	-4,79		
16		Нагр	3 562	2 с.ш ПС 6	35										37,16	-4,79		
17		Нагр	35 661	Нагрузка 61	6			2,3	1,9						6,53	-6,08		
18		Нагр	35 662	Нагрузка 62	6			2,3	1,9						6,53	-6,08		
19		Нагр	3 541	1 с.ш ПС 4	35										37,11	-4,80		
20		Нагр	3 542	2 с.ш ПС 4	35										37,11	-4,80		
21		Нагр	35 441	Нагрузка 41	6			1,6	1,0						6,54	-6,25		
22		Нагр	35 442	Нагрузка 42	6			1,6	1,0						6,54	-6,25		
23		Нагр	3 521	1 с.ш ПС 2	35										37,10	-4,80		
24		Нагр	3 522	2 с.ш ПС 2	35										37,10	-4,80		

Рисунок 1.3.3 – Рабочее окно «Узлы» программного комплекса RastrWin3

Далее осуществляется создание массива ветвей. Ветви представляют собой связь между узлами. Для создания массива ветвей необходимы следующие данные: номера узлов, ограничивающих ветвь, продольные активное и реактивное сопротивления связи, полные поперечные активная и реактивная составляющие проводимости связи (для ЛЭП), либо коэффициент трансформации (для трансформаторов) (Рисунок 1.3.4).

	O	S	Тип	N_нач	N_кон	N_п	I...	Название	R	X	B	Kт/г	N_анц	БД_...	P_нач	Q_нач	Na	I max	I загр.
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	101	111			РЭС1 - 1 с.ш 110	5,72	14,87	-395,6				-17	-10	109		
2	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	102	112			РЭС2 - 2 с.ш 110	5,72	14,87	-395,6				-17	-10	109		
3	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	111	1111			1 с.ш 110 - ВН 1 110	1,50	56,90					-17	-15	110		
4	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	112	1112			2 с.ш 110 - ВН 2 110	1,50	56,90					-17	-15	110		
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1111	351			ВН 1 110 - 1 с.ш 35	1,50			0,335			-17	-13	110		
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р	1112	352			ВН 2 110 - 2 с.ш 35	1,50			0,335			-17	-13	110		
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	351	71			1 с.ш 35 - Ответвление 1	2,11	2,16					-3	-2	54		
8	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	352	72			2 с.ш 35 - Ответвление 2	2,11	2,16					-3	-2	54		
9	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	71	3571			Ответвление 1 - 1 с.ш ПС 7	0,42	0,43					-1	-1	27		
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3571	35771			1 с.ш ПС 7 - Нагрузка 71	2,60	23,00		0,314			-1	-1	27		
11	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	72	3572			Ответвление 2 - 2 с.ш ПС 7	0,42	0,43					-1	-1	27		
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3572	35772			2 с.ш ПС 7 - Нагрузка 72	2,60	23,00		0,314			-1	-1	27		
13	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	351	3561			1 с.ш 35 - 1 с.ш ПС 6	1,20	1,68					-2	-2	47		
14	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3561	35661			1 с.ш ПС 6 - Нагрузка 61	1,40	14,60		0,180			-2	-2	47		
15	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	352	3562			2 с.ш 35 - 2 с.ш ПС 6	1,20	1,68					-2	-2	47		
16	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3562	35662			2 с.ш ПС 6 - Нагрузка 62	1,40	14,60		0,180			-2	-2	47		
17	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	351	3541			1 с.ш 35 - 1 с.ш ПС 4	2,95	3,02					-2	-1	30		
18	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3541	35441			1 с.ш ПС 4 - Нагрузка 41	2,60	23,00		0,180			-2	-1	30		
19	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	352	3542			2 с.ш 35 - 2 с.ш ПС 4	2,95	3,02					-2	-1	30		
20	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3542	35442			2 с.ш ПС 4 - Нагрузка 42	2,60	23,00		0,180			-2	-1	30		
21	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	351	3521			1 с.ш 35 - 1 с.ш ПС 2	3,38	3,89					-1	-1	26		
22	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3521	35221			1 с.ш ПС 2 - Нагрузка 21	2,60	23,00		0,180			-1	-1	26		
23	<input type="checkbox"/>		ЛЭП	352	3522			2 с.ш 35 - 2 с.ш ПС 2	3,38	3,89					-1	-1	26		
24	<input type="checkbox"/>		Тр-р	3522	35222			2 с.ш ПС 2 - Нагрузка 22	2,60	23,00		0,180			-1	-1	26		

Рисунок 1.3.4 – Рабочее окно «Ветви» программного комплекса RastrWin3

1.4 Расчёт установившихся режимов

Для проверки поддержания необходимых уровней напряжения в узлах электрической сети в работе были исследованы установившиеся режимы максимальных нагрузок, минимальных нагрузок и послеаварийный режим.

Существенной характеристикой эффективности режима высоковольтных электрических сетей является соблюдение уровней напряжения требованиям ГОСТ 32144-2013, согласно которому предельно допустимое отклонение напряжения $\pm 5\%$ от $U_{ном}$. В общем случае для обеспечения требуемых уровней напряжения необходимо осуществлять его регулирование.

Регулирование напряжения – процесс изменения уровней напряжения в характерных точках электроэнергетической системы (ЭЭС) с помощью специальных технических средств, называемых регулируемыми устройствами [4].

Регулирование напряжения осуществляется воздействием на схемные и режимные параметры элементов ЭЭС. В соответствии с этим регулирующие устройства делятся на два основных типа:

1. Узловые устройства, изменяющие режимные параметры сети – напряжение и реактивную мощность в точке присоединения. К ним относятся генераторы, синхронные компенсаторы (СК), статические тиристорные компенсаторы (СТК), батареи конденсаторов (КБ), реакторы.

2. Линейные устройства, регулирующие схемные (пассивные) параметры сети – реактивное сопротивление, коэффициент трансформации. К ним относятся устройства продольной компенсации (УПК), трансформаторы и автотрансформаторы.

Одним из методов узлового регулирования напряжения является установка ШР и УШР.

УШР – электромагнитные реакторы, индуктивность которых может плавно регулироваться с помощью системы автоматического управления, что позволяет осуществлять стабилизацию напряжения на ВЛ с большой зарядной мощностью. В комбинации с батареями конденсаторов, включаемых параллельно, УШР являются аналогами статических тиристорных компенсаторов, позволяя поддерживать напряжение на линиях, как в режиме малых, так и больших нагрузок [5].

Широкие функциональные возможности УШР (Рисунок 1.4.1) обеспечивают целесообразность их применения на различных классах напряжения. При этом ожидаемый эффект может проявляться как на уровне

локального района потребительских сетей, так и при решении первоочередных задач ЭС в целом.

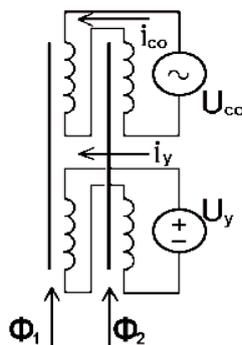


Рисунок 1.4.1 – Часть принципиальной схемы УШР

УШР, компенсируя избыток реактивной мощности, снижает ее переток, при этом уменьшая ток в линиях и активные потери. В транзитных сетях с резко переменным графиком нагрузки, кроме того, сокращается число коммутаций неуправляемых устройств. При помощи УШР оптимизируется режим работы сетей, а также увеличивается срок службы оборудования [6].

ШР являются менее гибкими компенсирующими устройствами по сравнению с УШР, соответственно регулирование напряжения в узлах сети происходит ступенчато за счет неуправляемости ШР.

Наиболее распространенным методом линейного регулирования напряжения на шинах подстанций потребителей и на узловых подстанциях является изменение коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов.

Изменение коэффициентов трансформации может осуществляться двояко:

1) переключением ответвлений трансформаторов без возбуждения (с отключением нагрузки) – ПБВ. ПБВ применяют в следующих случаях:

когда нагрузка максимальна и когда минимальна, т.е. производят сезонное регулирование;

2) регулированием напряжения под нагрузкой – РПН.

Наиболее эффективным является регулирование напряжения за счёт изменения коэффициента трансформации с помощью РПН трансформаторов и автотрансформаторов.

Моделирование элементов исследуемого энергорайона осуществляется согласно схеме замещения, приведенной в п. 1.3.

ПК RastrWin предназначен для проведения расчетов задач, анализу и совершенствованию установившихся режимов электрических сетей и систем.

1.4.1 Режим максимальных нагрузок

Полные данные расчета режима максимальных нагрузок представлены в Приложении В. На шинах подстанций потребителей наблюдаются отклонения напряжения выше допустимых, согласно ГОСТ 32144 – 2013, следовательно, необходимо отрегулировать напряжения при помощи РПН, либо ПБВ. Также было произведено регулирование напряжения в узлах, где отклонения напряжения находилось в пределах, но было близко к граничному значению, с целью уменьшения потерь активной мощности.

Таблица 1.4.1 - Результаты расчета режима в программном комплексе RastrWin3

Подстанция	Узлы	Способ регулирования	Номер отпайки	Напряжение	
				До	После
1	11111, 11112	РПН $\pm 9 \times 1,78\%$	5	10,61	10,28
2	35221, 35222	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	4	6,54	6,10

Продолжение таблицы 1.4.1

3	35331, 35332	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	4	11,4	10,64
4	35441, 35442	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	4	6,54	6,10
5	35551, 35552	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	4	6,57	6,13
6	35661, 35662	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	4	6,53	6,10
7	35771, 35772	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	4	11,39	10,63

В соответствии с требованиями Федерального закона № 261-ФЗ от 23.11.2009 "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" необходимо обеспечивать коэффициент мощности не ниже 0,95. Следовательно, в узлах питания следует установить две конденсаторные батареи КС2-1,05-60 с единичной мощностью 3,8 МВАр в режиме максимальных нагрузок в узлах 35771 и 35772. После установки конденсаторных батарей коэффициент мощности увеличился до 0,956, что удовлетворяет требованиям.

1.4.2 Режим минимальных нагрузок

В режиме минимальных нагрузок значения мощностей нагрузок принимаются равными 50% от значений мощностей нагрузок максимального режима. В режиме минимальных нагрузок допустимое значение отклонения напряжения составляет 10%.

В результате расчета было выявлено отклонение напряжения в узлах больше допустимого (Приложение Г, таблица Г.1), следовательно, необходимо произвести регулирование при помощи РПН и ПБВ. В связи с тем, что шаг

регулирования ПБВ очень маленький для трансформаторов, всего $\pm 2 \times 2,5\%$, этого оказалось недостаточно для того, чтобы значения напряжений ввести в допустимый уровень, поэтому было принято решение об установке УШР в узле высшего напряжения.

При расчетах установившихся режимов в ПК RastrWin3 УШР моделируются посредством включения в узлы секций шин высшего напряжения подстанций.

Параметры УШР:

Узла – номер узла, к которому подключено устройство;

Сном – номинальная мощность ($Q_{ном}$);

Uном – номинальное напряжение;

Туст1 – тип уставки;

V – напряжение;

Уст1 – значение уставки (в зависимости от типа), уставка по напряжению задается для нулевого тока;

Min – *Max* – диапазоны регулирования;

Кст – статизм (%) (используется при задании уставки по напряжению).

Для номинального напряжения 110 кВ соответствует УШР мощностью 25 МВА типа РТУ 25000/110.

После установки УШР напряжения снизились до допустимых пределов (Приложение Г, таблица Г.2), но в узлах 35771, 35772 и 35331, 35332 наблюдались напряжения, близкие к граничным. При дальнейшем регулировании напряжения при помощи УШР с целью его снижения в узлах 35771, 35772 и 35331, 35332, также снижались напряжения в остальных узлах.

С целью увеличения коэффициента мощности, было принято решение об установке конденсаторных батарей КС2-1,05-60 с единичной мощностью 3,8 МВАр в узлах 35661, 35662, 35441, 35442, 35221, 35222. После этого было произведено регулирование напряжения при помощи ПБВ. Результаты расчета представлены в таблице 1.4.2.1.

Таблица 1.4.2.1 - Результаты расчета режима в программном комплексе RastrWin3 после регулирования при помощи ПБВ после установки УШР

Подстанция	Узлы	Способ регулирования	Номер отпайки	Напряжение	
				До	После
3	35331, 35332	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	4	10,98	10,81
7	35771, 35772	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	4	11,21	10,81
4	35441, 35442	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	4	7,15	6,49
5	35551, 35552	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	1	6,97	6,21
6	35661 35662	ПБВ $\pm 2 \times 2,5\%$	4	7,03	6,33

1.4.3 Послеаварийный режим

Для проверки работоспособности энергосистемы в послеаварийных режимах, моделируются наиболее тяжелые возможные состояния системы. Наиболее тяжелым послеаварийным состоянием системы будет при отключении линии с наибольшим потоком мощности. Наибольший поток мощности протекает по участку от шины 35 кВ до ответвления 1 (ветвь 351-71), что и видно на изображении участка схемы, взятого из программного комплекса RastrWin3 (Рисунок 1.4.2).

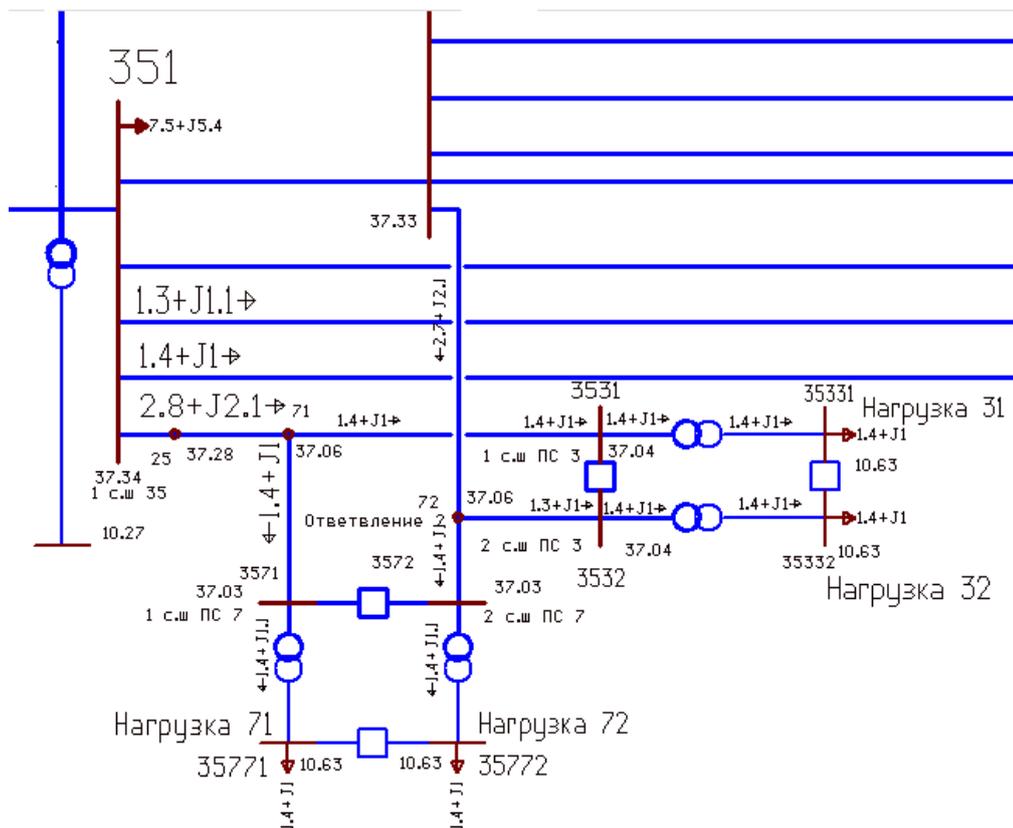


Рисунок 1.4.2 - Участок схемы электроснабжения

Таким образом, произведем отключение линии 351 - 3571.

Имитация послеаварийного режима показала, что напряжение осталось в области допустимых, больших отклонений не произошло, номера отпаяк остались такими же, как и в режиме максимальных нагрузок. Произошло также изменение генерируемой активной и реактивной мощностей, но коэффициент мощности практически равен 1, что удовлетворяет требованиям. Полный расчет послеаварийного режима представлен в Приложении Д.

Таким образом, аварийное отключение линии приведет к отключению синхронных двигателей на ПС 7 на время срабатывания противоаварийной автоматики повторного включения линии (АПВ), если короткое замыкание самоустраняющееся. В случае неуспешного АПВ при устойчивом повреждении линии, время отключения определяется временем включения выключателей БАВР [8]. Но этого может быть достаточно для глубоко

снижения напряжения в узле нагрузки 35771, поэтому необходимо подробно рассмотреть переходные процессы, происходящие с синхронными двигателями за время срабатывания противоаварийной автоматики, что и будет осуществлено в главе 2.

1.5 Анализ результатов расчета

Для достижения уровня напряжения, удовлетворяющего ГОСТ 32144-2013, произведено регулирование напряжения в узлах нагрузок с помощью РПН и ПБВ трансформаторов.

Для обеспечения заданного коэффициента мощности $\cos \varphi = 0,95$ в результате расчета режима максимальных нагрузок были выбраны 2 конденсаторные батареи КС2-1,05-60 с единичной мощностью 3,8 МВАр и установлены в узлах 35771 и 35772.

При расчете режима минимальных нагрузок была выявлена необходимость использования УШР в узлах высшего напряжения. С целью увеличения коэффициента мощности, было принято решение об установке конденсаторных батарей КС2-1,05-60 с единичной мощностью 3,8 МВАр в узлах 35771, 35772, 35661, 35662, 35441, 35442, 35221 и 35222. После этого было произведено регулирование напряжения при помощи ПБВ. Изображение принципиальной схемы после внедрения элементов представлено в Приложении Е.

Выполнив все мероприятия по регулированию напряжения, были получены необходимые значения для обеспечения качественной электроэнергии потребителей в каждом из режимов.

1.6 Выводы по первой главе

Построена схема замещения системы электроснабжения Тагульского месторождения нефти и по ней произведён анализ установившихся режимов в программном комплексе RastrWin3.

Согласно полученным результатам, было принято решение об установке КУ емкостного характера в узлах питания, а именно конденсаторных батарей КС2-1,05-60 с единичной мощностью 3,8Мвар в режиме максимальных нагрузок в количестве 2 штук в узлах 35771 и 35772.

В режиме минимальных нагрузок при регулировании напряжении до соответствующих значений по ГОСТу 32144-2013, шага регулирования ПБВ оказалось недостаточным, поэтому было принято решение об установке УШР в узле высшего напряжения. После установки УШР напряжения снизились до допустимых пределов. С целью увеличения коэффициента мощности, было принято решение об установке конденсаторных батарей КС2-1,05-60 с единичной мощностью 3,8 МВАр в узлах 35771, 35772, 35661, 35662, 35441, 35442, 35221 и 35222. После этого было произведено регулирование напряжения при помощи ПБВ.

Имитация послеаварийного режима показала, что напряжение осталось в области допустимых, больших отклонений не произошло, номера отпаек остались такими же, как и в режиме максимальных нагрузок. Но необходимо подробно рассмотреть переходные процессы, происходящие с синхронными двигателями за время срабатывания АПВ и АВР, что и будет осуществлено в главе 2.

2 Расчёт и анализ переходных режимов

Динамические переходные процессы – процессы изменения во времени электромеханического состояния системы, сопровождающиеся нарушением баланса между механическим и электромагнитным моментами на валах роторов генераторов и двигателей, вызванные большими возмущениями. Наиболее серьезными являются возмущения, вызванные: короткими замыканиями всех видов, отключениями ЛЭП, подключением и отключением мощных нагрузок, отключением генераторов [2].

2.1 Задачи расчёта переходных режимов

Объектом исследования являются синхронные двигатели на ПС 7, питание которых обеспечивается двухцепной ВЛ.

Главными задачами расчета переходных режимов являются:

- эффективный выбор противоаварийной автоматики;
- анализ работы синхронных двигателей при прекращении питания на время срабатывания противоаварийной автоматики;
- разработка мероприятий по обеспечению бесперебойной работы электродвигателей.

2.2 Математические модели элементов

Мощность ГТЭС Полярная составляет 152 МВт, что примерно в 5 раз превышает мощность нагрузки, следовательно, ее приемные шины принимаются, как шины бесконечной мощности (ШБМ). Отличительными признаками ШБМ являются неизменное по модулю напряжение ($U=const$) и неизменная частота ($f_0=const$) этого напряжения [2].

Для узлов нагрузки, по которым может быть нарушена динамическая устойчивость энергосистемы, следует использовать уравнения синхронных и асинхронных двигателей. Но т.к на ПС 3, где установлены асинхронные двигатели, при имитации аварийного отключения линии напряжение в узлах остались в пределах допустимых, следовательно, нагрузку достаточно задать статическими характеристиками. Уравнения статических характеристик нагрузки выглядят следующим образом:

$$P_n = \varphi_P(U); Q_n = \varphi_Q(U) \text{ при } f=const$$

Остальные узлы нагрузки, т.к их мощность невелика, задаем постоянными мощностями.

$$P_n \text{ и } Q_n = const$$

2.2.1 Математическая модель СД

Математическая модель СД включает в себя систему уравнений [9]:

- уравнение движения ротора СД:

$$T_J \cdot \frac{d\omega}{dt} + P_{MT} \cdot \omega = \psi_d \cdot i_d - \psi_q \cdot i_q - M_T, \quad (1)$$

- уравнение баланса напряжений роторного контура возбуждения:

$$\frac{d\psi_f}{dt} + r_f \cdot i_f = U_f, \quad (2)$$

- уравнения эквивалентных демпферных контуров ротора по осям «d» и «q», включая пусковую обмотку:

$$\frac{d\psi_D}{dt} + r_D \cdot i_D = 0, \quad (3)$$

$$\frac{d\psi_Q}{dt} + r_Q \cdot i_Q = 0, \quad (4)$$

- уравнение ЭДС в воздушном зазоре СД по оси «q»:

$$E_{iq} = x_{ad} \cdot (i_d + i_f + i_D), \quad (5)$$

- уравнение потокосцепления обмотки возбуждения:

$$\psi_f = E_{iq} + x_{\sigma f} \cdot i_f, \quad (6)$$

- уравнение потокосцепления демпферного контура ротора по оси «d»,
включая пусковую обмотку:

$$\psi_D = E_{iq} + x_{\sigma D} \cdot i_D, \quad (7)$$

- уравнение ЭДС в воздушном зазоре СД по оси «d»:

$$E_{id} = x_{aq} \cdot (i_q + i_Q), \quad (8)$$

- уравнение потокосцепления демпферного контура ротора по оси «q»:

$$\psi_Q = E_{id} + x_{\sigma Q} \cdot i_Q, \quad (9)$$

- уравнения потокосцеплений СД по осям «d» и «q»:

$$\psi_d = E_{iq} + x_{\sigma} \cdot i_d, \quad (10)$$

$$\psi_q = E_{iq} + x_{\sigma} \cdot i_q, \quad (11)$$

- уравнения напряжений статора синхронного двигателя по осям «d» и
«q»:

$$U_d = -\omega\psi_q - \frac{d\psi_d}{dt} - r_a \cdot i_d, \quad (12)$$

$$U_q = \omega\psi_d - \frac{d\psi_q}{dt} - r_a \cdot i_q. \quad (13)$$

где,

T_J - постоянная инерции СД;

ω - частота вращения ротора СД;

P_{MT} - коэффициент потерь из-за трения в подшипниках;

M_T - механический момент нагрузки;

ψ_d, ψ_q - потокосцепления СД по соответствующим осям;

i_q, i_d - токи статора СД по соответствующим осям;

ψ_f - потокосцепление обмотки возбуждения СД;

i_f - ток возбуждения СД;

U_f - напряжение возбуждения СД;

ψ_D, ψ_Q - соответственно, потокосцепления демпферных контуров ротора СД по осям «d» и «q»;

i_D, i_Q - соответственно, токи демпферных контуров по осям «d» и «q»;

r_D, r_Q - соответственно, активные сопротивления демпферных контуров по осям «d» и «q»;

X_{ad} - сопротивление взаимоиндукции между обмотками статора и ротора СД по оси «d»;

E_{iq} - внутренняя ЭДС СД в воздушном зазоре по оси «q»;

$X_{\sigma f}$ - сопротивление рассеяния обмотки возбуждения СД;

$X_{\sigma D}$ - сопротивление рассеяния демпферного контура по оси «d»;

E_{id} - внутренняя ЭДС СД в воздушном зазоре по оси «d»;

X_q - сопротивление взаимоиндукции между статором и ротором СД по оси «q»;

$X_{\sigma Q}$ - сопротивление рассеяния демпферного контура по оси «q»;

X_{σ} - сопротивление рассеяния статорной обмотки СД;

r - активное сопротивление статорной обмотки СД;

U_d и U_q - соответственно, напряжения на выводах статорной обмотки

СД в системе «d», «q».

2.3 Массив исходных данных

Расчет переходного процесса выполняется на основе результатов расчета установившегося режима. При этом в программном комплексе Мустанг задаются параметры с учетом электромагнитных переходных процессов, происходящих в системе возбуждения синхронных двигателей.

2.3.1 Моделирование синхронных двигателей

Для того, чтобы сформировать таблицу исходных данных для синхронных двигателей и системы, которая задана ШБМ, необходимо открыть вкладку Дин.-данные, выбрать Генераторы, РС, РВ,..СД. (Рисунок 2.3.1).

Для ГТЭС переходное сопротивление в программном комплексе Мустанг равно $x'_d = 0,1$.

Название	N	Блок	Uгном	Ргном	COS(φ)	D	Mj/Tj	X'd	Xd	Xq	X''d	X''q	T'd0	T''d0	T''q0
Система1	101		121.00					0.100							
Система2	102		121.00					0.100							
СД1	1		10.50	-1	0.900		1.50	0.207	1.630	1.630	0.138	0.138	2.880	0.046	
СД2	2		10.50	-1	0.900		1.50	0.207	1.630	1.630	0.138	0.138	2.880	0.046	
СД3	3		10.50	-1	0.900		1.50	0.207	1.630	1.630	0.138	0.138	2.880	0.046	
СД4	4		10.50	-1	0.900		1.50	0.207	1.630	1.630	0.138	0.138	2.880	0.046	
СД5	5		10.50	-1	0.900		1.50	0.207	1.630	1.630	0.138	0.138	2.880	0.046	
СД6	6		10.50	-1	0.900		1.50	0.207	1.630	1.630	0.138	0.138	2.880	0.046	
СД7	7		10.50	-1	0.900		1.50	0.207	1.630	1.630	0.138	0.138	2.880	0.046	
СД8	8		10.50	-1	0.900		1.50	0.207	1.630	1.630	0.138	0.138	2.880	0.046	

Рисунок 2.3.1 – Ввод данных синхронных двигателей

Независимая тиристорная система возбуждения задается следующим образом (Рисунок 2.3.2):

Файлы УР Дин.-данные Дин.-результаты Утяжеление Прочие функции Установки Окна ?											
Ω		О.Е.		Добавить / Изменить		Шрифт		Согласовать с УР			
Генераторы		РС	РВ	Возбудители		СД	Форсировка				
N	Nф	Нсист	Тв	Еqe+	Еqe-	Еq+	Еq-	KI	KIf	Укрп	Ктв
1			0.040	2.500	-2.000	2.000	-0.600				
2			0.040	2.500	-2.000	2.000	-0.600				
3			0.040	2.500	-2.000	2.000	-0.600				
4			0.040	2.500	-2.000	2.000	-0.600				
5			0.040	2.500	-2.000	2.000	-0.600				
6			0.040	2.500	-2.000	2.000	-0.600				
7			0.040	2.500	-2.000	2.000	-0.600				
8			0.040	2.500	-2.000	2.000	-0.600				

Рисунок 2.3.2 – Ввод системы возбуждения для СД

После этого необходимо задать синхронные двигатели во вкладках программного комплекса Мустанг «Узлы» и «Ветви»:

"Дерево" Шрифт Поиск узлов Сохранить <input type="checkbox"/> Суммы дочерних папок														
Исходные данные Результаты Кусты узлов														
Узлы Ветви СХН ВПТ МППТ п/ст МППТ участки														
Название	N	Код	Устарт	Урасч	dU	Pn0	Qn0	Уном	Нсхн	Уном	Pг	Qг	Уша	
1 с.ш ПС 6	3561	11	37.20	35.95	-6.5			35.00		35.00				
2 с.ш ПС 6	3562	11	37.20	35.95	-6.5			35.00		35.00				
Нагрузка 61	35661	11	6.10	5.88	-7.9	2.26	1.90	6.00		6.00				
Нагрузка 62	35662	11	6.10	5.88	-7.9	2.26	1.90	6.00		6.00				
1 с.ш ПС 4	3541	11	37.15	35.89	-6.5			35.00		35.00				
2 с.ш ПС 4	3542	11	37.15	35.89	-6.5			35.00		35.00				
Нагрузка 41	35441	11	6.10	5.88	-8.0	1.60	1.04	6.00		6.00				
Нагрузка 42	35442	11	6.10	5.88	-8.0	1.60	1.04	6.00		6.00				
1 с.ш ПС 2	3521	11	37.14	35.88	-6.5			35.00		35.00				
2 с.ш ПС 2	3522	11	37.14	35.88	-6.5			35.00		35.00				
Нагрузка 21	35221	11	6.10	5.89	-7.7	1.31	1.02	6.00		6.00				
Нагрузка 22	35222	11	6.10	5.89	-7.7	1.31	1.02	6.00		6.00				
1 с.ш ПС 3	3531	11	37.06	35.28	-6.7			35.00		35.00				
2 с.ш ПС 3	3532	11	37.06	35.28	-6.7			35.00		35.00				
Нагрузка 31	35331	11	10.64	10.10	-8.0	1.37	1.00	10.00		10.00				
Нагрузка 32	35332	11	10.64	10.10	-8.0	1.37	1.00	10.00		10.00				
1 с.ш ПС 5	3551	11	37.24	35.98	-6.5			35.00		35.00				
2 с.ш ПС 5	3552	11	37.23	35.98	-6.5			35.00		35.00				
Нагрузка 51	35551	11	6.13	5.91	-7.7	1.35	0.95	6.00		6.00				
Нагрузка 52	35552	11	6.13	5.91	-7.7	1.35	0.95	6.00		6.00				
1 с.ш ПС1 10	11111	11	10.28	9.95	-6.5			10.00		10.00				
2 с.ш ПС2 10	11112	11	10.28	9.95	-6.5			10.00		10.00				
СД1	1	11	10.50	9.30	-13.9	1.25	0.60	10.00		10.00				
СД2	2	11	10.50	9.30	-13.9	1.25	0.60	10.00		10.00				
СД3	3	11	10.50	9.30	-13.9	1.25	0.60	10.00		10.00				
СД4	4	11	10.50	9.30	-13.9	1.25	0.60	10.00		10.00				
СД5	5	11	10.50	9.30	-13.9	1.25	0.60	10.00		10.00				
СД6	6	11	10.50	9.30	-13.9	1.25	0.60	10.00		10.00				
СД7	7	11	10.50	9.30	-13.9	1.25	0.60	10.00		10.00				
СД8	8	11	10.50	9.30	-13.9	1.25	0.60	10.00		10.00				

Рисунок 2.3.2 – Исходные данные с СД

2.3.2 Моделирование нагрузок

Асинхронные двигатели в узлах задаются статическими характеристиками нагрузки. Значения коэффициентов СХН представлены в таблице 2.3.2.

Таблица 2.3.2 - Значения коэффициентов СХН

Вид характеристики	a_0	a_1	a_2	b_0	b_1	b_2
Типовая СХН на ступени напряжением 6-35 кВ	0,83	-0,3	0,47	4,9	-10,1	6,2

В программном комплексе Мустанг хронология действий выглядит следующим образом:

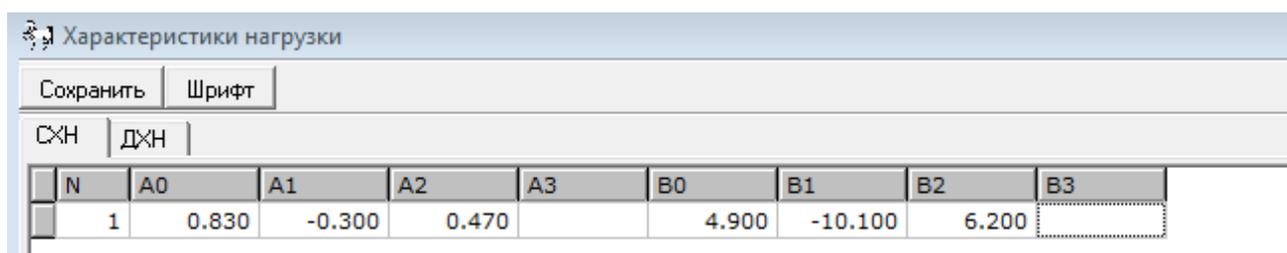


Рисунок 2.3.2 – Статические характеристики нагрузки

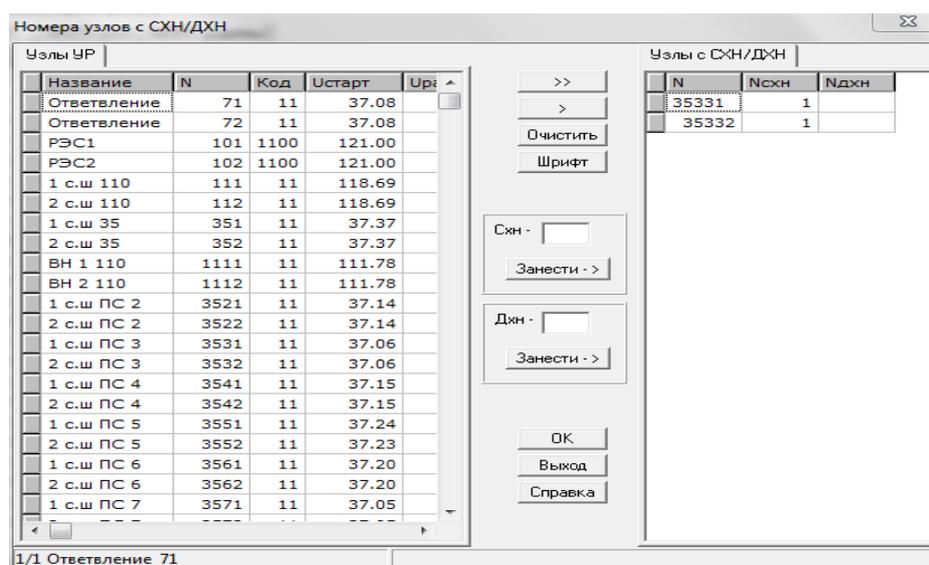


Рисунок 2.3.3 – Задание СХН в узлах

2.4 Расчёт переходных режимов

Имея все необходимые данные, можно моделировать различные ситуации. Для оценки состояния двигателей при аварийном отключении линии на время срабатывания автоматики, производится расчет трехфазного короткого замыкания и однофазного, как наиболее часто встречающегося в сетях напряжением 35 кВ (Рисунок 2.4.1). Трехфазное короткое замыкание имеет наименьшую вероятность, но оно влечет за собой наиболее тяжелые последствия, т.к вызывает наибольшие значения небалансов мощности на валах синхронных машин [10].

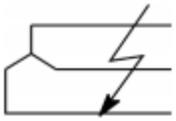
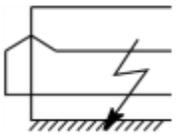
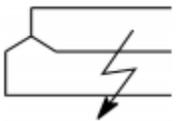
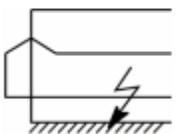
Виды КЗ и их обозначения	Принципиальная схема	Относительная вероятность КЗ % в сетях различных напряжений, кВ				
		6 – 20	35	110	220	500
Трёхфазное $K^{(3)}$		11	8	4	2	1
Двухфазное на землю $K^{(1,1)}$		11	7	8	7	2
Двухфазное $K^{(2)}$		17	18	5	3	2
Однофазное $K^{(1)}$		61	67	83	88	95

Рисунок 2.4.1 – Вероятность коротких замыканий в электрических системах

В программном комплексе Мустанг хронология действий задается в разделе Дин.-данные – Автоматика (Рисунок 2.4.2). На данном рисунке представлен пример успешного АПВ.

Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nп	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2
		T2	Действие	Ni	Nj	Nп	Парам1	Парам2	Парам3		
	1		Время								
	1	1.000	Шунт	73				0.001			
	1	1.130	Отключить связь	351	3531						
	1	1.130	Отключить связь	351	3571						
	1	1.130	Шунт	73				-0.001			
	1	1.430	Включить связь	351	3531						
	1	1.430	Включить связь	351	3571						

Рисунок 2.4.2 – Окно автоматике

Прежде, чем дать программе команду на выполнение расчета, нужно указать параметры, контроль за которыми будет осуществляться. Для этого необходимо во вкладке Дин.-данные выбрать Кон.параметры. В окне контролируемых параметров указать необходимые (Рисунок 2.4.3)

Рисунок 2.4.3 – Контролируемые параметры - напряжения в узлах

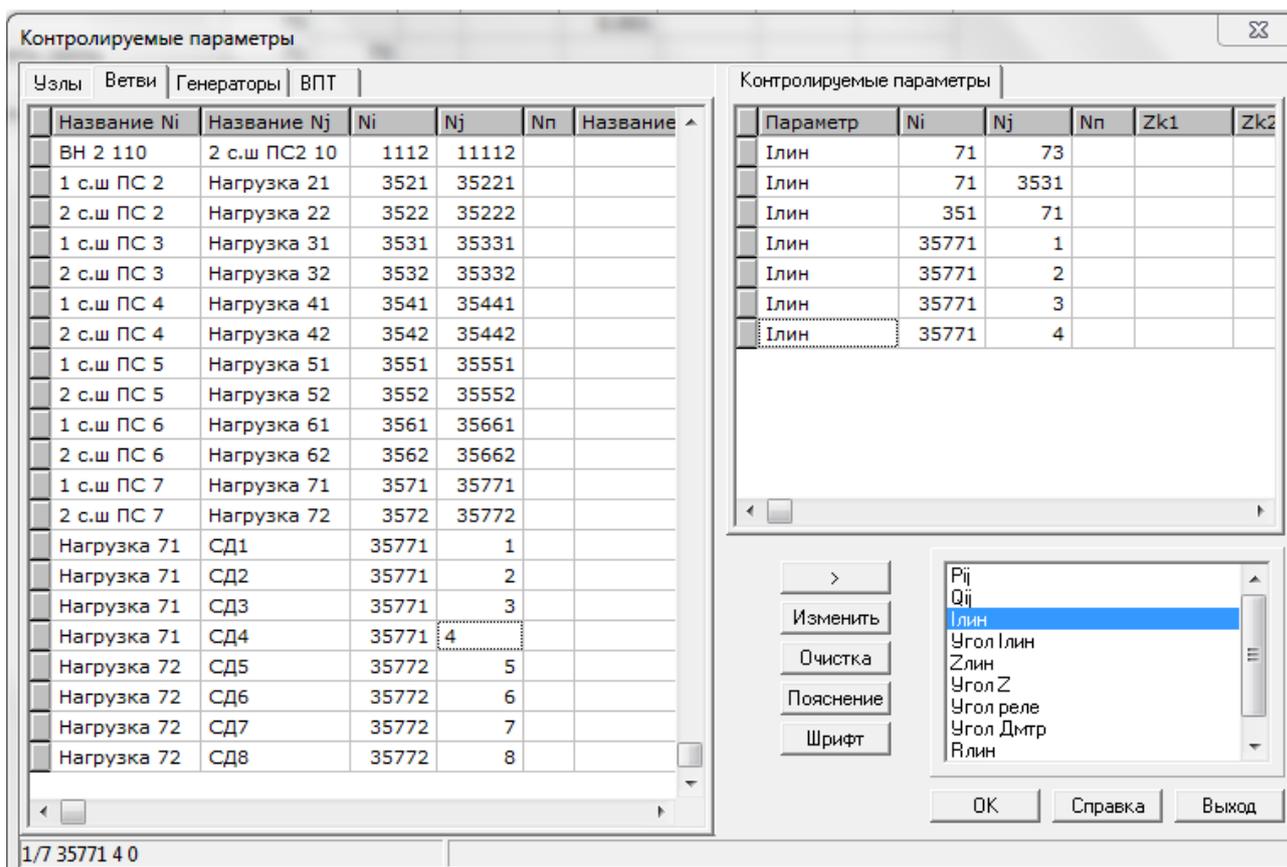


Рисунок 2.4.4 – Контролируемые параметры - токи в ветвях

2.4.1 Расчет неудаленного трехфазного короткого замыкания

2.4.1.1 Успешное АПВ

Для начала смоделируем успешное АПВ при неудаленном трехфазном КЗ в узле 73. В данном узле происходит короткое замыкание, которое отключается релейной защитой (время действия РЗ (0,05 с) + время отключения быстродействующих вакуумных выключателей (0,08 с)). Через паузу АПВ (0,3 с + 0,08 с) происходит повторное включение линии.

Напряжения в узлах при моделировании успешного автоматического повторного включения (АПВ) линии 351-3571 и 351-3531 в Мустанге представлены на рисунке 2.4.1.1.

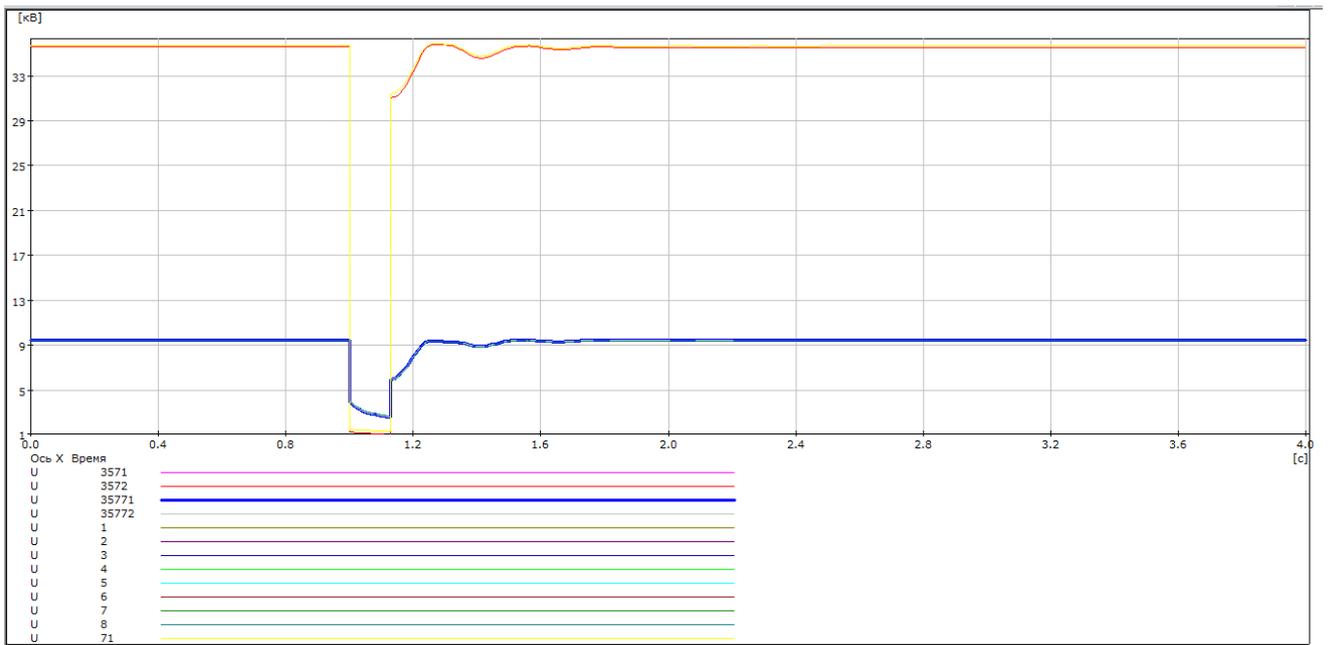


Рисунок 2.4.1.1 - Напряжения в узлах при моделировании успешного автоматического повторного включения (АПВ) ВЛ в Мустанге

Токи в линиях при моделировании успешного автоматического повторного включения (АПВ) линии 351-3571 в Мустанге представлены на рисунке 2.4.1.2.

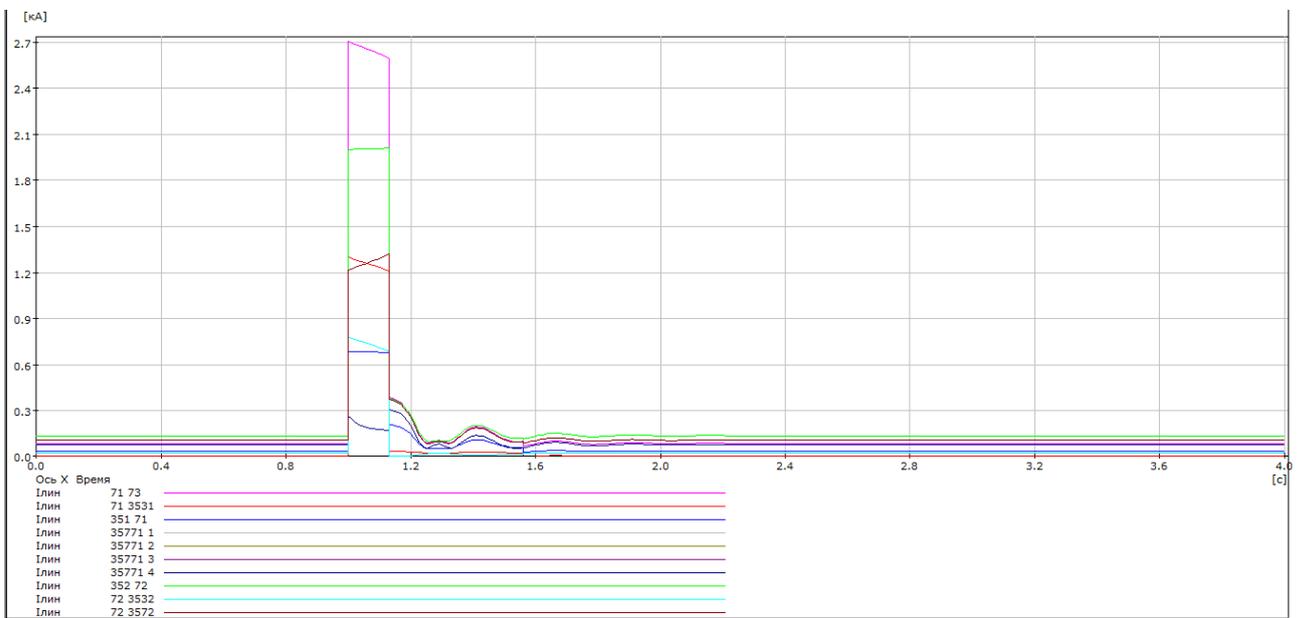


Рисунок 2.4.1.2 - Токи в линиях при моделировании успешного автоматического повторного включения (АПВ) ВЛ в Мустанге

2.4.1.2 Неуспешное АПВ

В случае неуспешного АПВ произойдет отключение вводных выключателей 35 кВ, близких к узлам 3571 и 3531, при этом АВР подаст сигнал на включение секционных выключателей при фиксации минимального напряжения ЗМН. Следовательно, напряжение исчезнет на время срабатывания БАВР, равное 0,06 с.

Автоматика в программном комплексе Мустанг задается следующим образом (Рисунок 2.4.1.2.1):

Стандартные АДАР Программируемые												
Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nп	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2	
		T2	Действие	Ni	Nj	Nп	Парам1	Парам2	Парам3			
	1		Время									
	1	1.000	Шунт	73				0.001				
	1	1.130	Отключить связь	351	3531							
	1	1.130	Отключить связь	351	3571							
	1	1.130	Шунт	73				-0.001				
	1	1.560	Включить связь	351	3531							
	1	1.560	Включить связь	351	3571							
	2		Время									
	2	1.000	Шунт	73				0.001				
	2	1.130	Отключить связь	351	3531							
	2	1.130	Отключить связь	351	3571							
	2	1.130	Шунт	73				-0.001				
	2	1.510	Включить связь	351	3531							
	2	1.510	Включить связь	351	3571							
	2	1.510	Шунт	73				0.001				
	2	1.640	Отключить связь	351	3531							
	2	1.640	Отключить связь	351	3571							
	2	1.640	Шунт	73				-0.001				
	2	1.670	Отключить связь	3571	35771							
	2	1.670	Отключить связь	3531	35331							
	2	1.700	Включить связь	35771	35772							
	2	1.700	Включить связь	35331	35332							

Рисунок 2.4.1.2.1 – Окно автоматике

Токи в линиях при моделировании неуспешного автоматического повторного включения (АПВ) линии 351-3571 и срабатывания АВР в Мустанге представлены на рисунке 2.4.1.2.2.

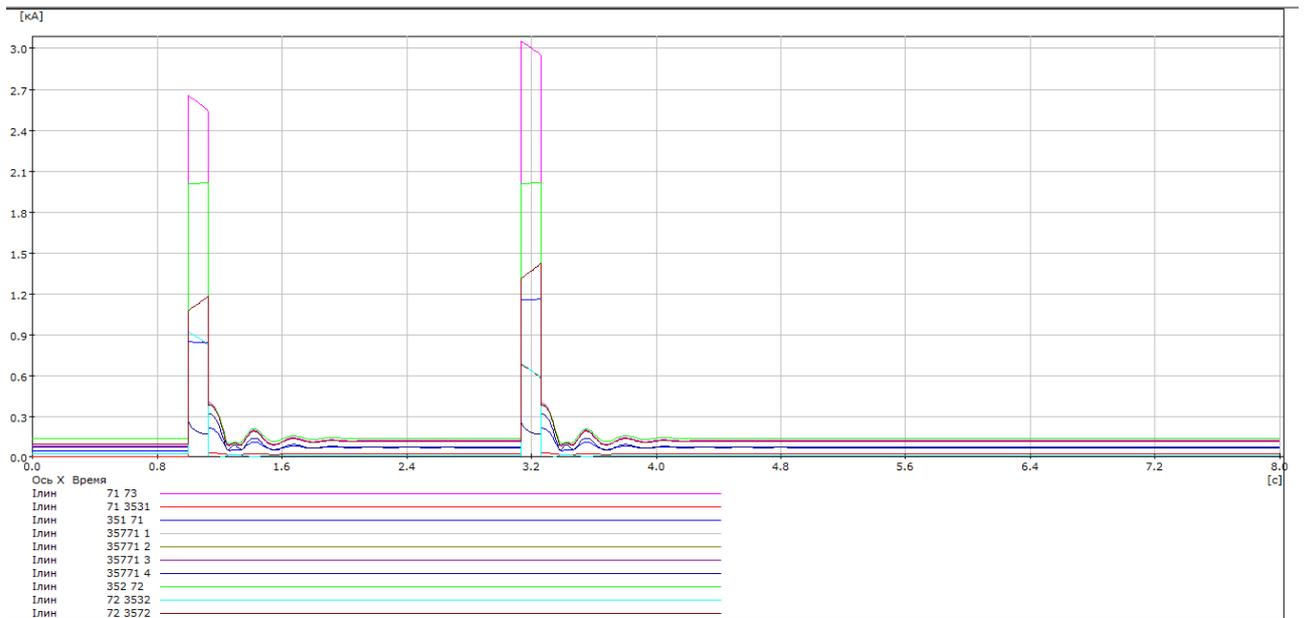


Рисунок 2.4.1.2.2 - Токи в линиях при моделировании неуспешного автоматического повторного включения (АПВ) линий

Напряжения в узлах при моделировании неуспешного автоматического повторного включения (АПВ) линии 351-3571 и срабатывания АВР в Мустанге представлены на рисунке 2.4.1.2.3.

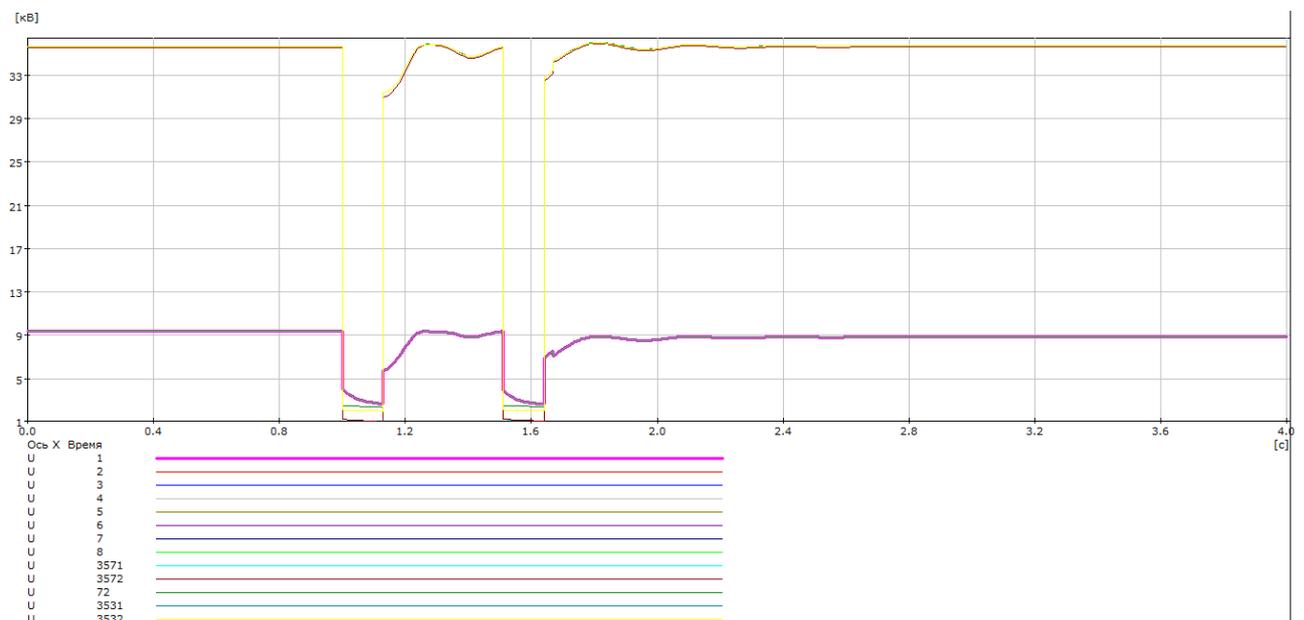


Рисунок 2.4.1.2.3 - Напряжения в узлах при моделировании неуспешного АПВ линии и срабатывания АВР в Мустанге

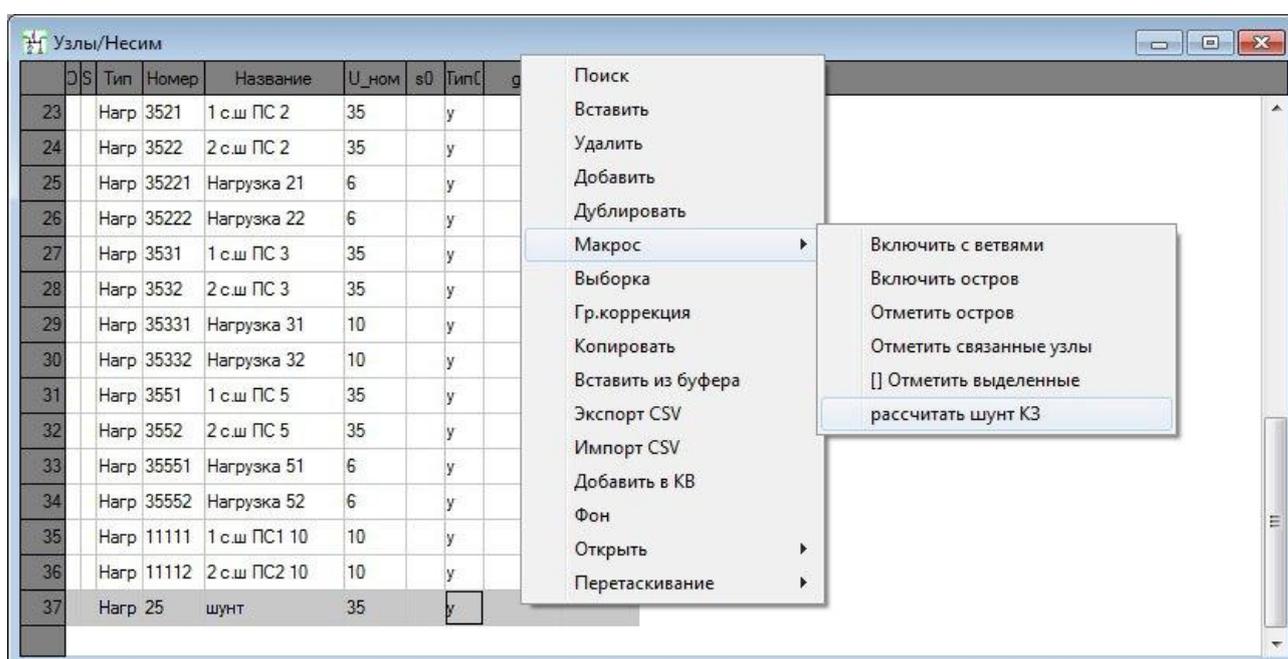
2.4.2 Расчет однофазного КЗ

При расчете однофазного КЗ необходимо учитывать дополнительное сопротивление (шунт) x_{Δ}^1 , составленное из результирующих сопротивлений обратной $x_{2\Sigma}$ и нулевой последовательностей $x_{0\Sigma}$ [2].

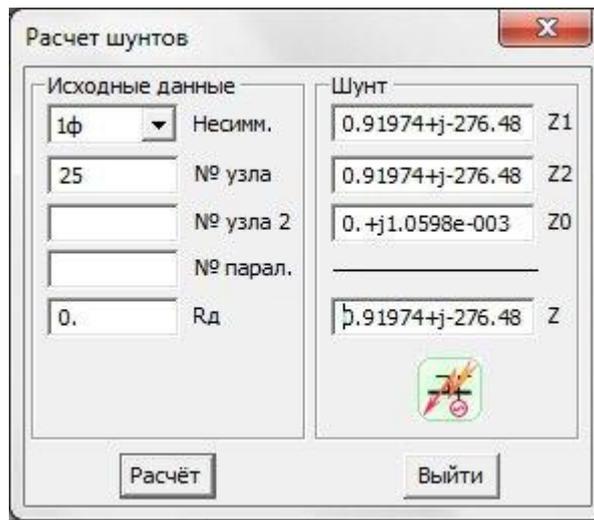
$$x_{\Delta}^1 = x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma},$$

Дополнительное сопротивление (шунт) определено при помощи программного комплекса RUSab, специализированной программы для расчета токов короткого замыкания. Считаем, что КЗ произошло в узле 25 линии 351 – 71.

Последовательность расчета шунта представлена на рисунках 2.4.2.1-2.4.2.2.



2.4.2.1 – Расчет шунта однофазного КЗ в программном комплексе RUSab



2.4.2.2 – Расчет шунта однофазного КЗ в программном комплексе RUSTab

Последовательность расчетов в программном комплексе Мустанг остается такой же, как и для расчета трехфазного КЗ.

2.4.2.1 Успешное АПВ

Автоматика для расчетов успешного однофазного КЗ в Мустанге выглядит следующим образом (Рисунок 2.4.2.1.1):

Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nп	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2
		T2	Действие	Ni	Nj	Nп	Парам1	Парам2	Парам3		
	1		Время								
	1	1.000	Шунт	25				0.919			
	1	1.130	Отключить связь	351	3531						
	1	1.130	Отключить связь	351	3571						
	1	1.130	Шунт	25				-0.919			
	1	1.560	Включить связь	351	3531						
	1	1.560	Включить связь	351	3571						

Рисунок 2.4.2.1.1 – Окно автоматике

Напряжения в узлах при моделировании успешного АПВ линий 351-3571 и 351-3531 в Мустанге представлены на рисунке 2.4.2.1.2.

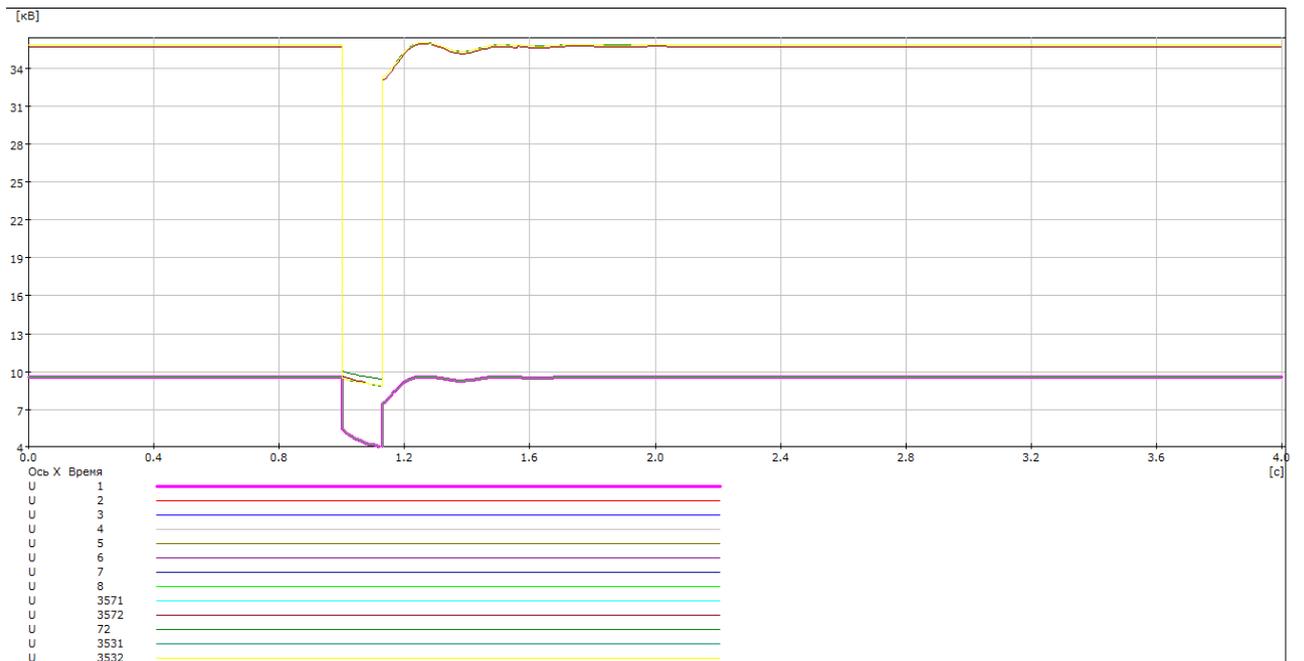


Рисунок 2.4.2.1.2 – Напряжения в узлах при моделировании успешного АПВ

Токи в линиях при моделировании успешного автоматического повторного включения (АПВ) линии 351-3571 в Мустанге представлены на рисунке 2.4.2.1.3.

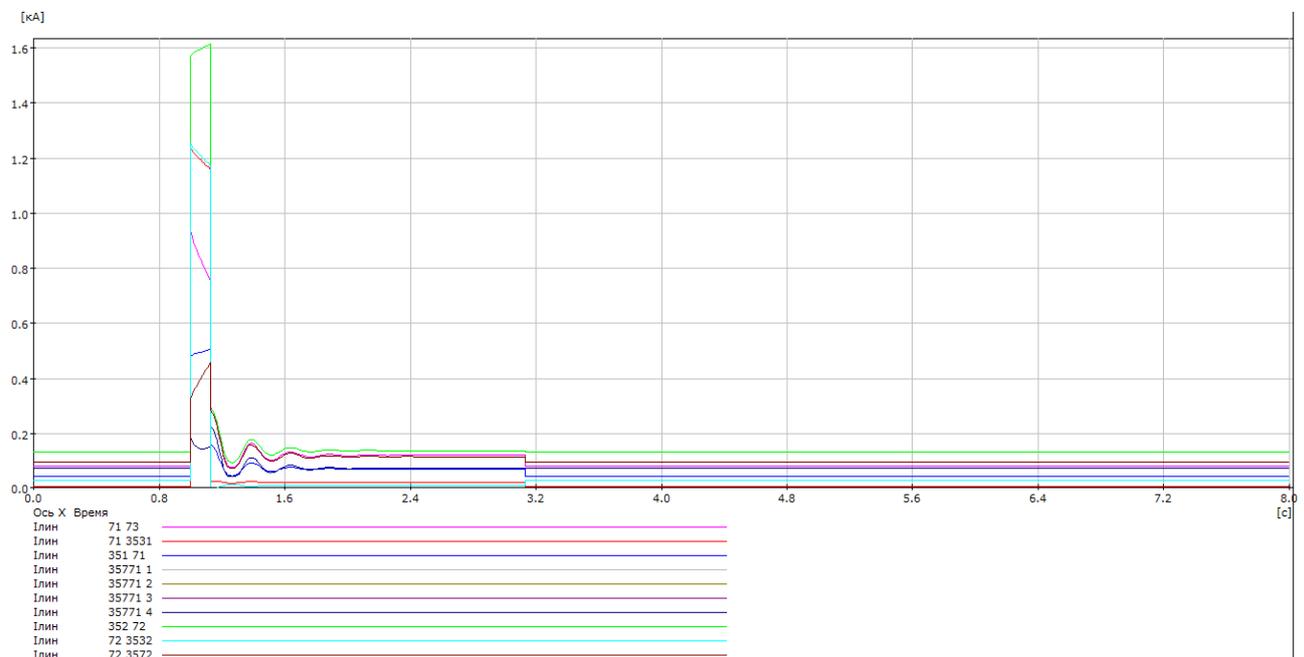


Рисунок 2.4.2.1.3 – Токи в линиях при моделировании успешного АПВ

2.4.2.2 Неуспешное АПВ

В случае неуспешного АПВ произойдет отключение вводных выключателей 35 кВ, близких к узлам 3571, 351 и 3531, при этом АВР подаст сигнал на включение секционного выключателя при фиксации минимального напряжения ЗМН. Следовательно, напряжение исчезнет на время срабатывания БАВР равное 0,06 с.

Автоматика в программном комплексе Мустанг задается следующим образом (Рисунок 2.4.2.2.1):

Мустанг												
Файлы УР Дин.-данные Дин.-результаты Утяжеление Прочие функции Установки Окна ?												
Стандартные АПАР Программируемые												
Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nп	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2	
			T2	Действие	Ni	Nj	Nп	Парам1	Парам2	Парам3		
	1			Время								
	1		1.000	Шунт	25			0.919				
	1		1.130	Отключить связь	351	3531						
	1		1.130	Отключить связь	351	3571						
	1		1.130	Шунт	25			-0.919				
	1		1.560	Включить связь	351	3531						
	1		1.560	Включить связь	351	3571						
	2			Время								
	2		1.000	Шунт	25			0.919				
	2		1.130	Отключить связь	351	3531						
	2		1.130	Отключить связь	351	3571						
	2		1.130	Шунт	25			-0.919				
	2		1.510	Включить связь	351	3531						
	2		1.510	Включить связь	351	3571						
	2		1.510	Шунт	25			0.919				
	2		1.640	Отключить связь	351	3531						
	2		1.640	Отключить связь	351	3571						
	2		1.640	Шунт	25			-0.919				
	2		1.670	Отключить связь	3571	35771						
	2		1.670	Отключить связь	3531	35331						
	2		1.700	Включить связь	35771	35772						
	2		1.700	Включить связь	35331	35332						

Рисунок 2.4.2.2.1 – Окно автоматике

Токи в линиях при моделировании неуспешного автоматического повторного включения (АПВ) линий 351-3571 и 351-3531 и срабатывания АВР в Мустанге представлены на рисунке 2.4.2.2.2.

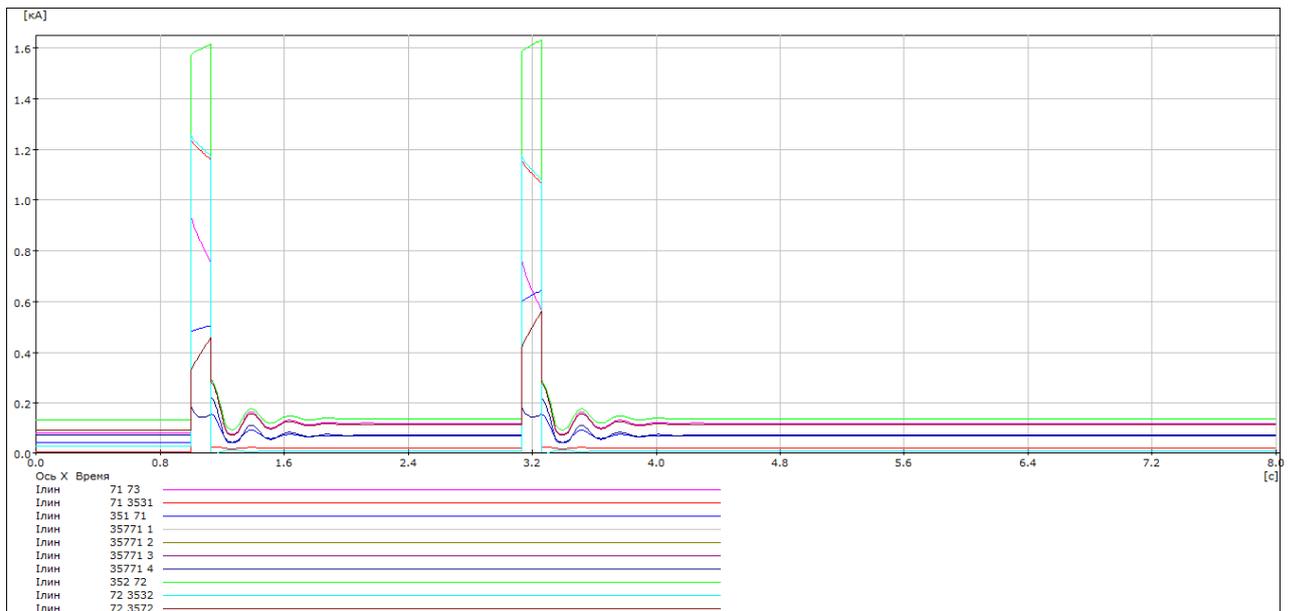


Рисунок 2.4.2.2.2 - Токи в линиях при моделировании неуспешного автоматического повторного включения

Напряжения в узлах при моделировании неуспешного автоматического повторного включения (АПВ) линии 351-3571 и срабатывания АВР в Мустанге представлены на рисунке 2.4.2.2.3.

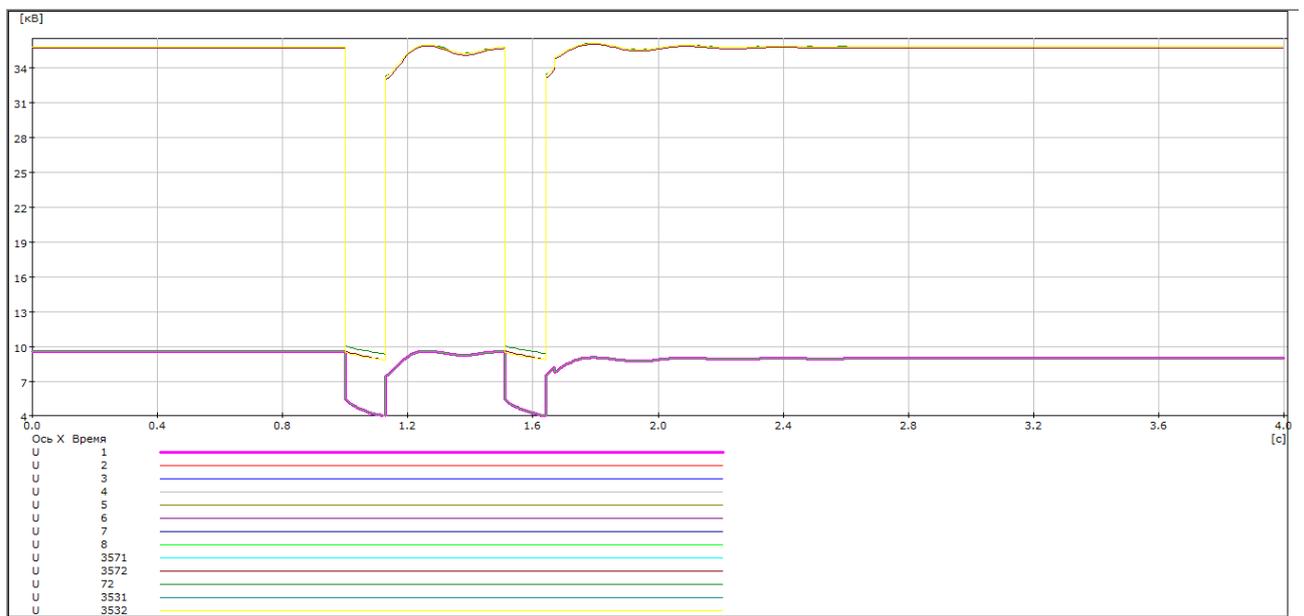


Рисунок 2.4.2.2.3 – Напряжения в узлах при моделировании неуспешного автоматического повторного включения

2.4.3 Самозапуск СД

Для того, чтобы оценить, успевают ли СД выпасть из синхронизма за время срабатывания АПВ, необходимо задать контролируемые параметры в Мустанг следующим образом (Рисунок 2.4.2.1):

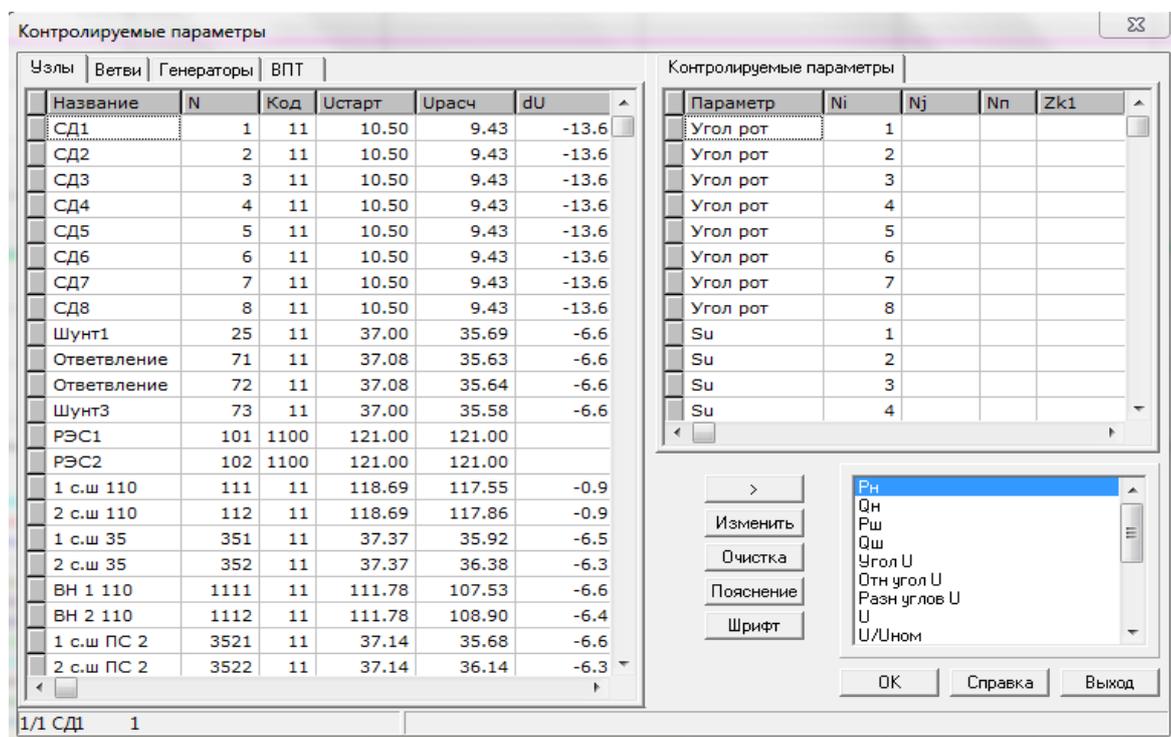


Рисунок 2.4.2.1 – Контролируемые параметры СД

После этого расчеты показали, что по истечении времени работы автоматики, угол поворота ротора изменяется менее, чем на 90° , а скольжение восстанавливаются до прежних значений, следовательно, динамическая устойчивость не нарушилась (Рисунок 2.4.2.2). Рисунок 2.4.2.2 представлен для трехфазного короткого замыкания при успешном АПВ.

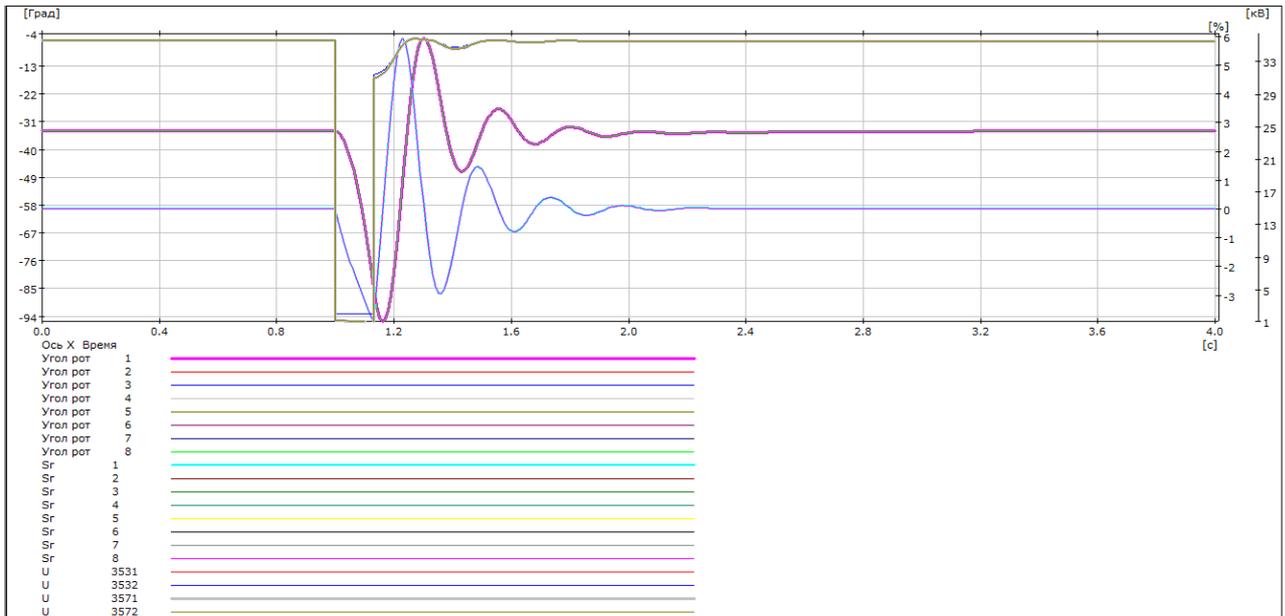


Рисунок 2.4.2.2 – Возвращение к синхронной работе СД при K^3

Для однофазного короткого замыкания при неуспешном АПВ и срабатывании АВР, процесс самозапуска СД будет выглядеть следующим образом (Рисунок 2.4.2.3):

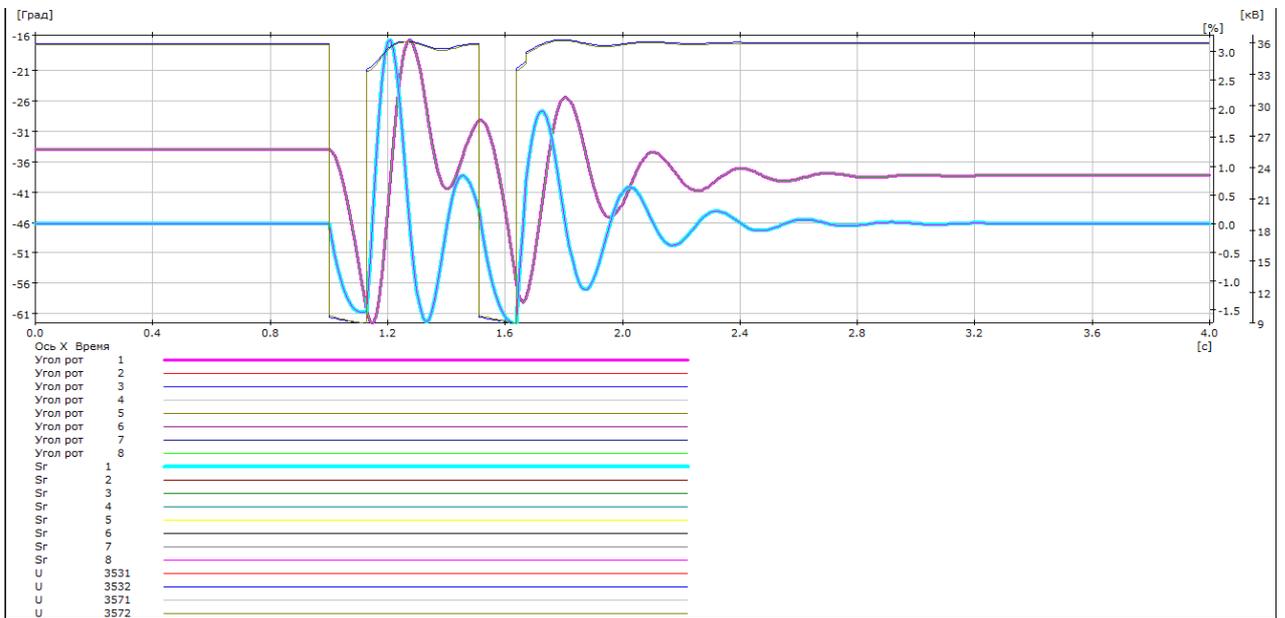


Рисунок 2.4.2.3 – Возвращение к синхронной работе СД при K^1

2.5 Анализ результатов расчёта

При проведении расчетов динамических переходных процессов в программном комплексе Мустанг было выявлено, что при появлении трехфазного короткого замыкания на воздушной линии электропередачи, в случае успешного АПВ напряжения в узлах, к которым подключены синхронные двигатели, падают до недопустимых значений на время срабатывания автоматики, согласно [2]. Но как показали расчеты по самозапуску СД, за это время динамическая устойчивость не нарушается, следовательно, данное значение в перерыве электроснабжения не ведет к серьезным последствиям.

При успешном АПВ в случае однофазного КЗ, напряжения в узлах падают только в течение 0,13 с, после этого напряжение восстанавливается до прежних значений.

При неуспешном АПВ как в случае однофазного КЗ, так и трехфазного КЗ, напряжение падает на время срабатывания АВР, после этого оно восстанавливается до прежних значений.

Кроме того, наблюдались скачкообразные изменения значений токов, протекающих по воздушным линиям электропередачи, но они были в течение непродолжительного времени - 0,13 с, поэтому к серьезным последствиям это не приведет.

2.6 Выводы по второй главе

Проведены исследования работы синхронных двигателей на ПС 7 при возникновении трехфазного короткого замыкания и однофазного короткого замыкания на ВЛ.

Главными задачами расчета переходных режимов являлись:

- эффективный выбор противоаварийной автоматики;
- анализ работы синхронных двигателей при прекращении питания на время срабатывания противоаварийной автоматики;
- Разработка мероприятий по обеспечению бесперебойной работы электродвигателей.

Данные задачи осуществлены следующим образом:

- На нефтяном месторождении установлены быстродействующие вакуумные выключатели в составе БАВР и АПВ линии, эффективность которых проверена расчетами по самозапуску СД;
- Анализ работы СД показал, что динамическая устойчивость не нарушается за время срабатывания противоаварийной автоматики;
- Разработка мероприятий по обеспечению бесперебойной работы электродвигателей не потребовалась, т.к динамическая устойчивость не нарушилась благодаря современной тиристорной системы возбуждения и быстродействующей автоматике.

3 Обоснование мероприятий по повышению показателей режимов

3.1 Обоснование мероприятий по обеспечению уровней напряжений в установившихся режимах

Одними из основных электроприемников на Тагульском нефтяном месторождении являются: погружные электродвигатели (ПЭД), потребляющие около 40 % суммарной электроэнергии, и электропривод насосов системы поддержания пластового давления.

На Тагульском месторождении нефти ПЭД представляет собой асинхронный электродвигатель трехфазного переменного тока с короткозамкнутым ротором вертикального исполнения. Электроприводы насосов системы поддержания пластового давления представляют собой синхронные электродвигатели (ЭД) единичной мощностью 1250 кВт. Данные синхронные ЭД не так требовательны к уровню напряжения, как асинхронные ЭД в составе погружных насосов. Для асинхронных ЭД предъявляются исключительные требования к уровню напряжения. Незначительное отклонение уровня напряжения может привести к снижению производительности работы, а снижение напряжения даже на 10% может привести к его отключению [11].

При расчете режима минимальных нагрузок в программном комплексе RastrWin3 было обнаружено отклонение уровня напряжения более, чем на 10% (Таблица 3.1.1).

Таблица 3.1.1 – Отклонения напряжений в режиме минимальных нагрузок

Номер ПС	U, кВ	Значение отклонения напряжение от $U_{ном}$, %
1	12,34	23,4
2	6,65	11
3	11,6	16
4	6,65	11
5	6,66	11
6	6,65	11
7	11,6	16

При повышенном напряжении сети увеличивается намагничивающий ток (ток холостого хода) асинхронного двигателя (АД) на ПС 3, что ведет к перегреву активной стали статора; несколько увеличивается частота вращения; уменьшается скольжение; уменьшается роторный ток. Пусковой и максимальный моменты двигателя возрастают. При значительных повышениях напряжения двигатель на холостом ходу потребляет ток, близкий к номинальному, а под нагрузкой величина статорного тока может быть выше номинального значения. Коэффициент мощности двигателя уменьшается, обмотка статора перегревается за счет теплопередачи от чрезмерно нагретой активной стали и от протекающего по ней тока. Из сказанного следует, что отклонение напряжения сети от номинального значения чаще всего приводит к перегреву обмотки двигателя, перегрев обмотки в сильной степени

сокращает срок службы изоляции. В итоге происходит пробой изоляции между обмоткой и корпусом, между фазами статора или между витками. В связи с этим, повышение напряжения на большие значения является недопустимым [12].

Поэтому произведено регулирование уровня напряжения при помощи ПБВ трансформаторов. Но этого оказалось недостаточным, т.к мал шаг регулирования, всего $\pm 2 \times 2,5\%$. В связи с этим принято решение об установке УШР в узлах высшего напряжения.

Управляемый шунтирующий реактор представляет собой переменное индуктивное сопротивление, которое плавно регулируется за счет подмагничивания ферромагнитных элементов магнитной цепи. Магнитная система одной фазы УШР содержит два стержня. На каждом стержне размещены обмотки управления и сетевые обмотки. При подключении к обмоткам управления регулируемого источника постоянного напряжения происходит нарастание потока подмагничивания, который в соседних стержнях направлен в разные стороны и вызывает насыщение стержней УШР в соответствующие полупериоды тока. Насыщение стержней приводит к возникновению и возрастанию тока в сетевой обмотке за счет нелинейных свойств магнитопровода. Изменение величины тока подмагничивания приводит к изменению тока сетевой обмотки, за счет чего обеспечивается плавное изменение уровней напряжения в точке подключения УШР и величина потребляемой реактором реактивной мощности [13].

Помимо регулирования уровня напряжения в сети, использование УШР позволяет:

- Повысить до 30% пропускную способность линии электропередачи по допустимому уровню напряжений;

- Снизить потери мощности в электрических сетях и повысить надежность их эксплуатации;
- Повысить предел передаваемой мощности по условию статической устойчивости системы;
- Сократить использование дорогостоящего и сложного в эксплуатации оборудования (синхронные компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы);
- Как следствие - повысить технико-экономические показатели электроэнергетических систем [5].

Как видно из сказанного выше, установка УШР имеет большое количество достоинств.

В режиме максимальных нагрузок и в послеаварийном режиме регулирование напряжения осуществлялось при помощи ПБВ. Отклонение напряжения было чуть более 10%, поэтому небольшого шага регулирования ПБВ оказалось достаточным.

3.2 Обоснование мероприятий по обеспечению самозапуска электродвигателей

Разработка мероприятий по условиям самозапуска электродвигателей не потребовалась, т.к динамическая устойчивость СД не нарушилась благодаря современной тиристорной системе возбуждения и быстродействующей автоматике, которая уже установлена на Тагульском месторождении нефти.

3.3 Выводы по третьей главе

В третьей главе обоснованы мероприятия по обеспечению уровней напряжений в установившихся режимах. Регулирование напряжений осуществлялось при помощи ПБВ трансформаторов, а также в режиме минимальных нагрузок были установлены УШР в узлах высшего напряжения, т.к. шага регулирования ПБВ оказалось недостаточным. После установки УШР и изменения номеров отпаек ПБВ трансформаторов уровни напряжений оказались в пределах допустимых значений, согласно ГОСТ 32144-2013.

Заключение

В данной работе произведен расчет и анализ установившихся режимов схемы электроснабжения Тагульского месторождения нефти.

Для достижения уровня напряжения, удовлетворяющего ГОСТ 32144-2013, произведено регулирование напряжения в узлах нагрузок с помощью РПН и ПБВ трансформаторов.

Для обеспечения заданного коэффициента мощности $\cos \varphi = 0,95$ в результате расчета режима максимальных нагрузок были выбраны 2 конденсаторные батареи КС2-1,05-60 с единичной мощностью 3,8 МВАр и установлены в узлах 35771 и 35772.

При расчете режима минимальных нагрузок была выявлена необходимость использования УШР в узлах высшего напряжения. С целью увеличения коэффициента мощности, было принято решение об установке конденсаторных батарей КС2-1,05-60 с единичной мощностью 3,8 МВАр в узлах 35771, 35772, 35661, 35662, 35441, 35442, 35221 и 35222. После этого было произведено регулирование напряжения при помощи ПБВ.

Выполнив все мероприятия по регулированию напряжения, получены необходимые значения для обеспечения качественной электроэнергией потребителей в каждом из режимов.

При расчете переходных процессов выявлено, что установленная на нефтяном месторождении быстродействующая автоматика эффективно срабатывает при возникновении аварийных ситуаций, что не приводит к динамической неустойчивости синхронных двигателей.

Кроме того, произведен сравнительный анализ экономической эффективности при заказе данного исследования в Томском политехническом

университете или в специализированном проектном офисе. Экономия составила 2200 %.

Таким образом, на Тагульском нефтяном месторождении следует установить два управляемых шунтирующих реактора в узлах высшего напряжения и восемь конденсаторных батарей в узлах 35771, 35772, 35661, 35662, 35441, 35442, 35221 и 35222.

Приложение А

Таблица А.1

Наименование	Куст скважин								
	№ 13			№ 12			№ 15		
	Р _{уст.} , кВт	Р _{расч.} , кВт	Кп	Р _{уст.} , кВт	Р _{расч.} , кВт	Кп	Р _{уст.} , кВт	Р _{расч.} , кВт	Кп
Насосы добывающих скважин	1225	980	2	535	430	2	460	370	2
Насосы нагнетательных скважин	100	80	2	100	80	2	100	80	2
Установка измерительная (технологическое оборудование, освещение, отопление и вентиляция)	25	20	2	25	20	2	25	20	2
Емкость дренажная (насос, подогреватель)	100	80	2	100	80	2	100	80	2
Блоки дозирования	20	15	2	20	15	2	20	15	2
Электрообогрев трубопроводов	60	50	1	35	30	1	20	15	1
Прочее									
Наружное освещение	5	5	3	5	5	3	5	5	3
ПКУ	10	8	2	10	8	2	10	8	2
Шкафы автоматики	5	2	1	5	2	1	5	2	1
Различные собственные нужды	50	40	2	50	40	2	50	40	2

Продолжение таблицы А.1

Итого	1600	1280		885	710		795	635	
-------	------	------	--	-----	-----	--	-----	-----	--

Таблица А.2

Наименование	Куст скважин											
	№ 5			№ 6			№ 11			№ 14		
	Р _{уст.} , кВт	Р _{расч.} , кВт	К п	Р _{уст.} , кВт	Р _{расч.} , кВт	К п	Р _{уст.} , кВт	Р _{расч.} , кВт	К п	Р _{уст.} , кВт	Р _{расч.} , кВт	К п
Насосы добывающих скважин	1465	1175	2	1265	1015	2	1990	1590	2	1270	1020	2
Насосы нагнетательных скважин				100	80	2	215	175	2			
Установка измерительная (технологическое оборудование, освещение, отопление и вентиляция)	25	20	2	25	20	2	25	20	2	25	20	2
Емкость дренажная (насос, подогреватель)	100	80	2	100	80	2	100	80	2	100	80	2
Блоки дозирования	20	15	2	20	15	2	20	15	2	20	15	2
Электрообогрев трубопроводов	60	50	1	60	50	1	60	50	1	60	50	1
Прочее												
Наружное освещение	5	5	3	5	5	3	5	5	3	5	5	3
ПКУ	10	8	2	10	8	2	10	8	2	10	8	2
Шкафы автоматики	5	2	1	5	2	1	5	2	1	5	2	1

Продолжение таблицы А.2

Различные собственные нужды	50	40	2	50	40	2	50	40	2	50	40	2
Итого	1710	1395		1640	1315		2480	1985		1545	1240	

Объекты обеспечения. Жилищно-вахтовый комплекс (ЖВК)

Таблица А.3

Наименование	$P_{уст.}$, кВт	$P_{расч.}$ кВт	Кп
Прачечная. Баня на 60 чел	150	100	1
Жилой корпус на 190 мест + столовая на 120 мест (2 шт.)	1440	800	1
Жилой корпус на 230 мест (2 шт.)	1160	650	1
Спортивный блок+Актовый зал. Общественный блок	200	140	1
Фельдшерский здравпункт. Приемно- административная часть +VIP- гостиница	260	200	1
Прочее (освещение, автоматика и т.п.)	100	80	1
Электрообогрев	160	100	1
Собственные нужды (КТП)	80	50	2
Итого по ВЖК	3550	2120	

Продолжение таблицы А.3

Вертолетная площадка	210	165	
Водоснабжение	450	370	1
Опорная база промысла	2385	1870	2
Итого по ЖВК	6595	4525	

Таблица А.4

УПН 1 этап – 10кВ			
Наименование	$P_{уст.}, \text{кВт}$	$P_{расч.}, \text{кВт}$	Кп
КСНД – 2шт, 1р+1рез	2000	800	1
Насосы внутренней перекачки нефти (N=250, 2шт, 1р+1рез)	500	200	1
Насосы внешней перекачки нефти (N=1250, 2шт, 1р+1рез)	2500	1500	1
Насосы сеноманской воды (N=200, 2шт, 1р+1рез)	400	240	1
УПН 2 этап – 0,4кВ	556	447	1
Итого по УПН	5456	2987	

Таблица А.5

БКНС	$P_{уст.}$, кВт	$P_{расч.}$ кВт	Кп
Высоко напорные насосы – (N=1 шт, 8р+3рез)	13750	7730	1

Приложение Б

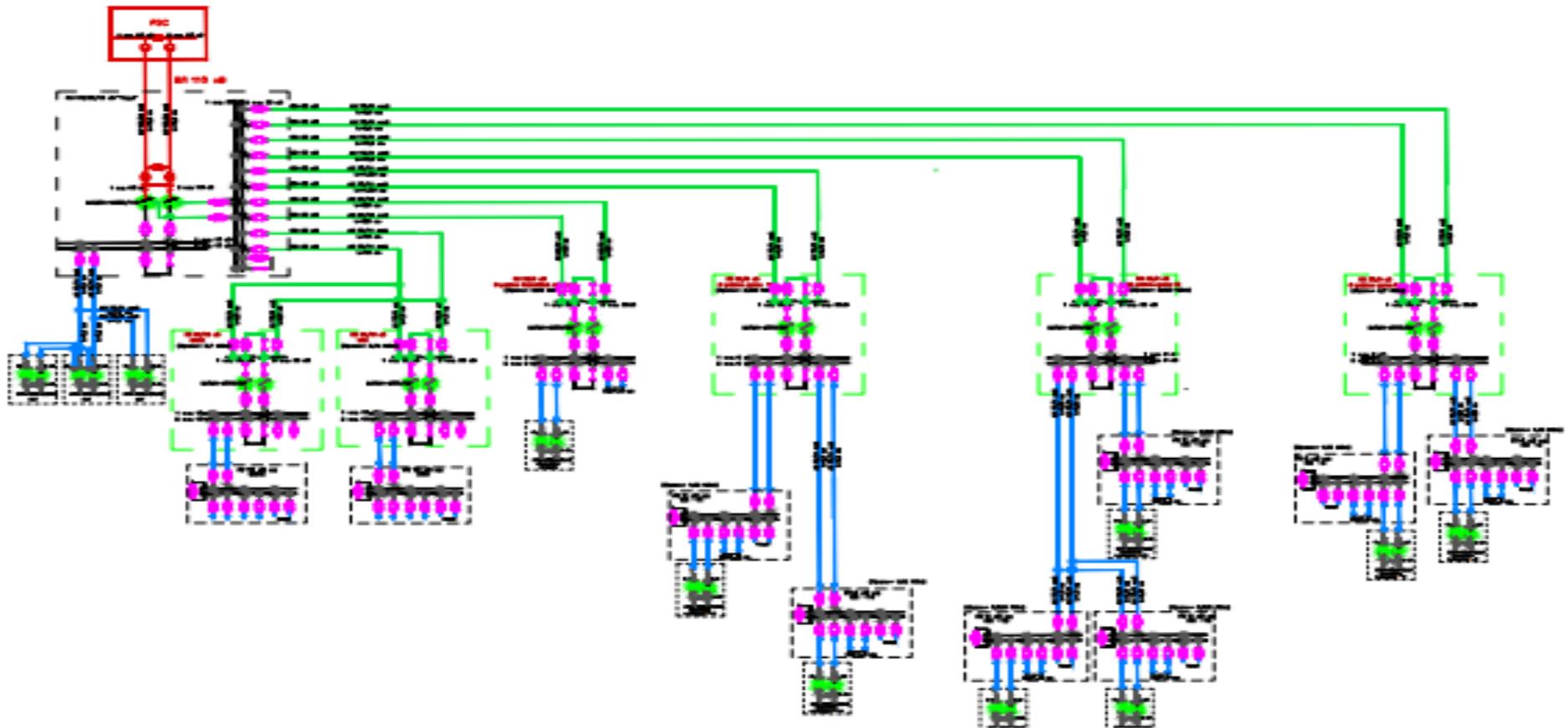


Рисунок Б.1 – Изображение принципиальной схемы Тагульского месторождения нефти

Приложение В

Таблица В.1 – Режим максимальных нагрузок до регулирования

S	Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Район2
	База	101	РЭС1	110						17,2	9,5	121	1000		121		
	База	102	РЭС2	110						17,2	9,5	121	1000		121		
	Нагр	111	1 с.ш 110	110											118,67	-0,73	
	Нагр	112	2 с.ш 110	110											118,67	-0,73	
	Нагр	1111	ВН 1 110	110											111,66	-4,82	
	Нагр	1112	ВН 2 110	110											111,66	-4,82	
	Нагр	351	1 с.ш 35	35			7,5	5,4							37,33	-4,73	
	Нагр	352	2 с.ш 35	35			7,5	5,4							37,33	-4,73	
	Нагр	71	Ответвление	35											37,05	-4,8	
	Нагр	72	Ответвление	35											37,05	-4,8	
	Нагр	3571	1 с.ш ПС 7	35											37,02	-4,81	
	Нагр	3572	2 с.ш ПС 7	35											37,02	-4,81	
	Нагр	35771	Нагрузка 71	10			1,4	1							11,39	-6,07	
	Нагр	35772	Нагрузка 72	10			1,4	1							11,39	-6,07	
	Нагр	3561	1 с.ш ПС 6	35											37,16	-4,79	
	Нагр	3562	2 с.ш ПС 6	35											37,16	-4,79	
	Нагр	35661	Нагрузка 61	6			2,3	1,9							6,53	-6,08	
	Нагр	35662	Нагрузка 62	6			2,3	1,9							6,53	-6,08	
	Нагр	3541	1 с.ш ПС 4	35											37,11	-4,8	
	Нагр	3542	2 с.ш ПС 4	35											37,11	-4,8	
	Нагр	35441	Нагрузка 41	6			1,6	1							6,54	-6,25	
	Нагр	35442	Нагрузка 42	6			1,6	1							6,54	-6,25	
	Нагр	3521	1 с.ш ПС 2	35											37,1	-4,8	
	Нагр	3522	2 с.ш ПС 2	35											37,1	-4,8	
	Нагр	35221	Нагрузка 21	6			1,3	1							6,54	-5,96	
	Нагр	35222	Нагрузка 22	6			1,3	1							6,54	-5,96	
	Нагр	3531	1 с.ш ПС 3	35											37,03	-4,81	
	Нагр	3532	2 с.ш ПС 3	35											37,03	-4,81	
	Нагр	35331	Нагрузка 31	10			1,4	1							11,4	-6,04	
	Нагр	35332	Нагрузка 32	10			1,4	1							11,4	-6,04	
	Нагр	3551	1 с.ш ПС 5	35											37,2	-4,77	
	Нагр	3552	2 с.ш ПС 5	35											37,19	-4,77	
	Нагр	35551	Нагрузка 51	6			1,4	1							6,57	-5,97	
	Нагр	35552	Нагрузка 52	6			1,4	1							6,57	-5,97	
	Нагр	11111	1 с.ш ПС1 10	10											10,61	-4,82	
	Нагр	11112	2 с.ш ПС2 10	10											10,61	-4,82	

Таблица В.2 - Режим максимальных нагрузок после регулирования

О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N_скн	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta	Район2
		База	101	РЭС1		110				17,1	5,2	121	-1000	1000			121	
		База	102	РЭС2		110				17,1	5,2	121	-1000	1000			121	
		Нагр	111	1 с.ш 110		110											119,7	-0,72
		Нагр	112	2 с.ш 110		110											119,21	-0,83
		Нагр	1111	ВН 1 110		110											116	-3,98
		Нагр	1112	ВН 2 110		110											114,25	-4,82
		Нагр	351	1 с.ш 35		35		7,5	5,4								38,8	-3,93
		Нагр	352	2 с.ш 35		35		7,5	5,4								38,2	-4,76
		Нагр	71	Ответвление 1		35												-4,75
		Нагр	72	Ответвление 2		35											37,93	-4,83
		Нагр	3571	1 с.ш ПС 7		35												-4,76
		Нагр	3572	2 с.ш ПС 7		35											37,9	-4,83
		Нагр	35771	Нагрузка 71		10		1,4	1		3,8							-5,95
		Нагр	35772	Нагрузка 72		10		1,4	1		3,8						10,89	-6,04
		Нагр	3561	1 с.ш ПС 6		35												-3,99
		Нагр	3562	2 с.ш ПС 6		35											38,04	-4,82
		Нагр	35661	Нагрузка 61		6		2,3	1,9								6,34	-5,18
		Нагр	35662	Нагрузка 62		6		2,3	1,9								6,24	-6,05
		Нагр	3541	1 с.ш ПС 4		35												-4
		Нагр	3542	2 с.ш ПС 4		35											37,99	-4,83
		Нагр	35441	Нагрузка 41		6		1,6	1								6,35	-5,33
		Нагр	35442	Нагрузка 42		6		1,6	1								6,24	-6,21
		Нагр	3521	1 с.ш ПС 2		35												-3,99
		Нагр	3522	2 с.ш ПС 2		35											37,97	-4,82
		Нагр	35221	Нагрузка 21		6		1,3	1								6,35	-5,07
		Нагр	35222	Нагрузка 22		6		1,3	1								6,25	-5,94
		Нагр	3531	1 с.ш ПС 3		35												-4,76
		Нагр	3532	2 с.ш ПС 3		35											37,91	-4,83
		Нагр	35331	Нагрузка 31		10		1,4	1									-5,92
		Нагр	35332	Нагрузка 32		10		1,4	1								10,89	-6
		Нагр	3551	1 с.ш ПС 5		35												-3,96
		Нагр	3552	2 с.ш ПС 5		35											38,07	-4,79
		Нагр	35551	Нагрузка 51		6		1,4	1								6,37	-5,08
		Нагр	35552	Нагрузка 52		6		1,4	1								6,27	-5,94
		Нагр	11111	1 с.ш ПС1 10		10												-3,98
		Нагр	11112	2 с.ш ПС2 10		10											10,51	-4,82

Приложение Г

Таблица Г.1 - Режим минимальных нагрузок до регулирования

S	Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta	Район2
	База	101	РЭС1		110					8,5	0,9	121	-1000	1000		121	
	База	102	РЭС2		110					8,5	0,9	121	-1000	1000		121	
	Нагр	111	1 с.ш 110		110											120,13	-0,41
	Нагр	112	2 с.ш 110		110											120,13	-0,41
	Нагр	1111	ВН 1 110		110											116,96	-2,34
	Нагр	1112	ВН 2 110		110											116,97	-2,34
	Нагр	351	1 с.ш 35		35			3,8	2,7							39,15	-2,3
	Нагр	352	2 с.ш 35		35			3,8	2,7							39,15	-2,31
	Нагр	71	Ответвление 1		35											39,01	-2,33
	Нагр	72	Ответвление 2		35											39,02	-2,34
	Нагр	3571	1 с.ш ПС 7		35											39	-2,34
	Нагр	3572	2 с.ш ПС 7		35											39	-2,34
	Нагр	35771	Нагрузка 71		10			0,7	0,5							11,6	-2,9
	Нагр	35772	Нагрузка 72		10			0,7	0,5							11,6	-2,9
	Нагр	3561	1 с.ш ПС 6		35											39,07	-2,34
	Нагр	3562	2 с.ш ПС 6		35											39,07	-2,34
	Нагр	35661	Нагрузка 61		6			1,2	0,8							6,65	-2,93
	Нагр	35662	Нагрузка 62		6			1,2	0,8							6,65	-2,93
	Нагр	3541	1 с.ш ПС 4		35											39,05	-2,34
	Нагр	3542	2 с.ш ПС 4		35											39,05	-2,34
	Нагр	35441	Нагрузка 41		6			0,8	0,5							6,65	-2,98
	Нагр	35442	Нагрузка 42		6			0,8	0,5							6,65	-2,99
	Нагр	3521	1 с.ш ПС 2		35											39,04	-2,33
	Нагр	3522	2 с.ш ПС 2		35											39,04	-2,34
	Нагр	35221	Нагрузка 21		6			0,6	0,5							6,65	-2,85
	Нагр	35222	Нагрузка 22		6			0,6	0,5							6,65	-2,85
	Нагр	3531	1 с.ш ПС 3		35											39	-2,33
	Нагр	3532	2 с.ш ПС 3		35											39,01	-2,34
	Нагр	35331	Нагрузка 31		10			0,7	0,5							11,6	-2,9
	Нагр	35332	Нагрузка 32		10			0,7	0,5							11,6	-2,9
	Нагр	3551	1 с.ш ПС 5		35											39,08	-2,32
	Нагр	3552	2 с.ш ПС 5		35											39,08	-2,32
	Нагр	35551	Нагрузка 51		6			0,7	0,5							6,66	-2,88
	Нагр	35552	Нагрузка 52		6			0,7	0,5							6,66	-2,88
	Нагр	11111	1 с.ш ПС1 10		10											12,34	-2,34
	Нагр	11112	2 с.ш ПС2 10		10											12,34	-2,34

Таблица Г.2 - Режим минимальных нагрузок после регулирования

S	Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	V_ш	V	Delta	Район2
	База	101	РЭС1		110				8,7	3,6	115		1000			115	
	База	102	РЭС2		110				8,7	3,6	115		1000			115	
	Нагр	111	1 с.ш 110		110											113,76	-0,41
	Нагр	112	2 с.ш 110		110											113,76	-0,41
	Нагр	1111	ВН 1 110		110				0	-16,3						109,39	-2,61
	Нагр	1112	ВН 2 110		110				0	-16,3						109,39	-2,61
	Нагр	351	1 с.ш 35		35			3,8	2,7							36,61	-2,67
	Нагр	352	2 с.ш 35		35			3,8	2,7							36,61	-2,67
	Нагр	71	Ответвление		35											36,68	-3,04
	Нагр	72	Ответвление		35											36,68	-3,04
	Нагр	3571	1 с.ш ПС 7		35											36,7	-3,11
	Нагр	3572	2 с.ш ПС 7		35											36,7	-3,11
	Нагр	35771	Нагрузка 71		10			0,7	0,5		3,8					10,81	-4,1
	Нагр	35772	Нагрузка 72		10			0,7	0,5		3,8					10,81	-4,1
	Нагр	3561	1 с.ш ПС 6		35											36,69	-2,89
	Нагр	3562	2 с.ш ПС 6		35											36,69	-2,89
	Нагр	35661	Нагрузка 61		6			1,2	1		3,8					6,33	-3,75
	Нагр	35662	Нагрузка 62		6			1,2	1		3,8					6,33	-3,75
	Нагр	3541	1 с.ш ПС 4		35											36,79	-3,17
	Нагр	3542	2 с.ш ПС 4		35											36,79	-3,17
	Нагр	35441	Нагрузка 41		6			0,8	0,5		3,8					6,49	-4,25
	Нагр	35442	Нагрузка 42		6			0,8	0,5		3,8					6,49	-4,25
	Нагр	3521	1 с.ш ПС 2		35											36,87	-3,23
	Нагр	3522	2 с.ш ПС 2		35											36,87	-3,23
	Нагр	35221	Нагрузка 21		6			0,6	0,5		3,8					6,5	-4,17
	Нагр	35222	Нагрузка 22		6			0,6	0,5		3,8					6,5	-4,17
	Нагр	3531	1 с.ш ПС 3		35											36,67	-3,04
	Нагр	3532	2 с.ш ПС 3		35											36,67	-3,04
	Нагр	35331	Нагрузка 31		10			0,7	0,5							10,63	-3,67
	Нагр	35332	Нагрузка 32		10			0,7	0,5							10,63	-3,67
	Нагр	3551	1 с.ш ПС 5		35											36,53	-2,69
	Нагр	3552	2 с.ш ПС 5		35											36,53	-2,69
	Нагр	35551	Нагрузка 51		6			0,7	0,5							6,21	-3,33
	Нагр	35552	Нагрузка 52		6			0,7	0,5							6,21	-3,33
	Нагр	11111	1 с.ш ПС1 10		10											10,39	-2,61
	Нагр	11112	2 с.ш ПС2 10		10											10,39	-2,61

Приложение Д

Таблица Д.1 – Послеаварийный режим

О	S	Тип	Номер	Название	U_ном	N_сxn	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	B_ш	V	Delta	Район2
		База	101	РЭС1	110					14,3	6,5	121	-1000	1000		121		
		База	102	РЭС2	110					17,2	9,5	121	-1000	1000		121		
		Нагр	111	1 с.ш 110	110											119,18	-0,63	
		Нагр	112	2 с.ш 110	110											118,68	-0,74	
		Нагр	1111	ВН 1 110	110											113,51	-3,96	
		Нагр	1112	ВН 2 110	110											111,7	-4,81	
		Нагр	351	1 с.ш 35	35			7,5	5,4							37,96	-3,89	
		Нагр	352	2 с.ш 35	35			7,5	5,4							37,34	-4,73	
		Нагр	71	Ответвлени€	35												-4,75	
		Нагр	72	Ответвлени€	35											37,06	-4,8	
		Нагр	3571	1 с.ш ПС 7	35												-4,76	
		Нагр	3572	2 с.ш ПС 7	35											37,03	-4,8	
		Нагр	35771	Нагрузка 71	10			1,4	1								-5,95	
		Нагр	35772	Нагрузка 72	10			1,4	1							10,63	-6,06	
		Нагр	3561	1 с.ш ПС 6	35											37,8	-3,94	
		Нагр	3562	2 с.ш ПС 6	35											37,18	-4,78	
		Нагр	35661	Нагрузка 61	6			2,3	1,9							6,2	-5,19	
		Нагр	35662	Нагрузка 62	6			2,3	1,9							6,09	-6,07	
		Нагр	3541	1 с.ш ПС 4	35											37,75	-3,95	
		Нагр	3542	2 с.ш ПС 4	35											37,13	-4,79	
		Нагр	35441	Нагрузка 41	6			1,6	1							6,2	-5,35	
		Нагр	35442	Нагрузка 42	6			1,6	1							6,1	-6,24	
		Нагр	3521	1 с.ш ПС 2	35											37,74	-3,95	
		Нагр	3522	2 с.ш ПС 2	35											37,11	-4,79	
		Нагр	35221	Нагрузка 21	6			1,3	1							6,21	-5,07	
		Нагр	35222	Нагрузка 22	6			1,3	1							6,1	-5,95	
		Нагр	3531	1 с.ш ПС 3	35												-4,76	
		Нагр	3532	2 с.ш ПС 3	35											37,05	-4,8	
		Нагр	35331	Нагрузка 31	10			1,4	1								-5,92	
		Нагр	35332	Нагрузка 32	10			1,4	1							10,63	-6,03	
		Нагр	3551	1 с.ш ПС 5	35											37,83	-3,92	
		Нагр	3552	2 с.ш ПС 5	35											37,21	-4,76	
		Нагр	35551	Нагрузка 51	6			1,4	1							6,23	-5,08	
		Нагр	35552	Нагрузка 52	6			1,4	1							6,12	-5,96	
		Нагр	11111	1 с.ш ПС1 10	10											10,44	-3,96	
		Нагр	11112	2 с.ш ПС2 10	10											10,28	-4,81	

Приложение Е

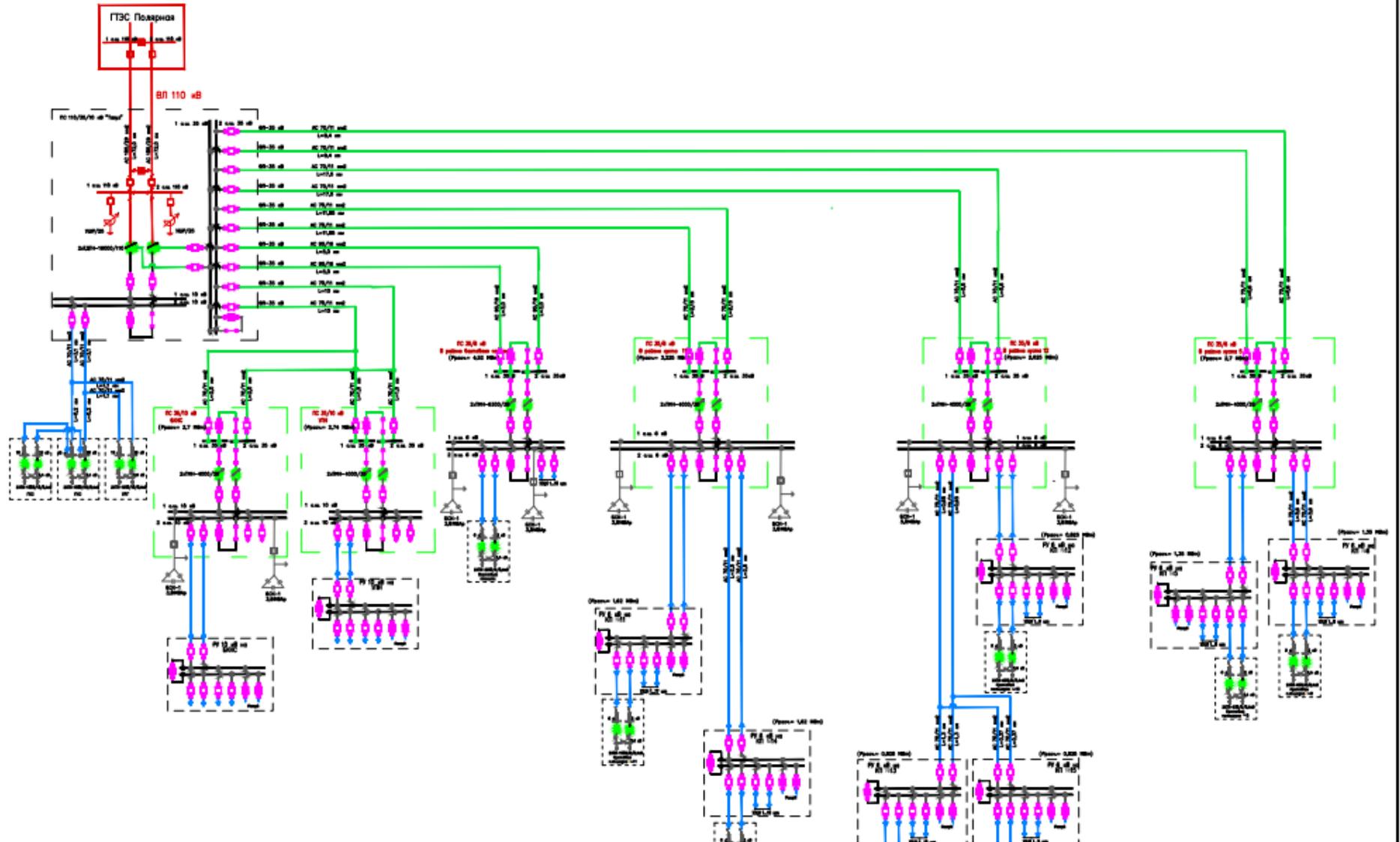


Рисунок Е.1 – Изображение принципиальной схемы после внедрения элементов Smart Grid