

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем
(направленность (профиль))

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Модернизация системы возбуждения синхронного генератора на Тольяттинской ТЭЦ»

Студент

Н.Ю. Мальченко

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

Научный

В.Н. Кузнецов

(И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

руководитель

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

« ____ » _____ 2017 г.

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

_____ (личная подпись)

« ____ » _____ 2017 г.

Тольятти 2017

Содержание

Введение	3
1 Изучение существующей проблемы	16
2 Анализ применяющихся систем возбуждения.	30
2.1 Электромашинное возбуждение с регулятором РВА-62	30
2.2 Высокочастотная полупроводниковая система возбуждения	38
2.3 Система тиристорного самовозбуждения	49
3 Определение параметров электрической схемы системы возбуждения	56
3.1 Расчет тиристорного выпрямителя обмотки возбуждения	56
3.1.1 Расчет и выбор трансформатора	56
3.1.2 Расчет и выбор тиристорного выпрямителя	58
3.1.3 Регулировочная и внешняя характеристики выпрямителя	60
3.1.4 Коэффициент полезного действия выпрямителя	65
3.2 Высшие гармоники в кривой выпрямленного напряжения и первичного тока выпрямителя	66
4. Обоснование и выбор серийной системы возбуждения	69
5 Экономическая часть	81
5.1 Экономическое обоснование внедрения модернизированной системы возбуждения	81
5.2 Расчет капитальных затрат	82
5.3 Расчет амортизационных отчислений	82
5.4 Расчет технико-экономических показателей	83
Заключение	86
Список использованных источников	88

Введение

Основным производственным потенциалом отечественной электроэнергетики на данный момент является более 700 электростанций, суммарная мощность которых составляет 227,5 ГВт, а также ЛЭП всех классов напряжений протяженностью свыше 2,5 млн. км. Примерно 90% от всего этого находится в Единой энергетической системе России - особом техническом комплексе, который обеспечивает энергией потребителей на большей части территории.

Тепловые станции превосходят другие в системе генерации мощностей российских электростанций, их часть в установленной мощности составляет 68,4%, у атомных электростанций - 10,7%, а часть гидроэлектростанций - 20,9%. Примерно 80% генерирующей мощности тепловых электростанций на европейской территории России (совместно с Уралом) потребляют газ и мазут, в то время как в Восточной части страны свыше 80% генерированной мощности получают за счет угля.

За прошедшие годы экономические показатели значительно ухудшились. С 1991 года относительные потери электроэнергии в электрических сетях при ее транспортировке увеличились более чем в 1,5 раза, количество персонала выросло более чем в 1,5 раза, а эффективность управления прибылью упало более чем в 2,5 раза. Внедрение нового и современного генерирующего оборудования значительно сократилось: с 1992 по 2006 год на отечественных электростанциях было введено примерно 20 000 МВт, в среднем около 1400 МВт в год, что существенно (в 5 раз) меньше, чем в 60 - 80-е года прошлого столетия.

Энергосистемы локального типа с распределённой генерацией, работающие как на топливных ресурсах, имеющихся поблизости, так и на нетрадиционных возобновляемых источниках энергии, должны проектироваться с учетом использования принципа управляемой энергосистемы с автоматическим регулированием выработки, транспортировки

и потребления электроэнергии и тепла. Автоматизированный учёт и управление потреблением энергии должны иметь место и у крупных потребителей в совокупности с применением гибких электрических сетей высокого напряжения магистрального типа, и это позволит выполнять оптимальное управление потреблением с учетом спроса на электроэнергию и обеспечением необходимой надёжности и оптимальными экономическими параметрами.

Комплекс мер по модернизации электроэнергетики является существенной составной частью Генеральной схемы развития электроэнергетики России на период до 2020 г.

Такая модернизация должна быть тщательно продумана и просчитана с использованием необходимых научных инструментов (математических моделей), позволяющих рассчитывать процессы функционирования и развития как локальных сложных систем (отдельных региональных субъектов), так и ЕЭС России в целом.

Важным является модернизация энергоустановок и электростанций в секторе гидроэнергетики. Здесь актуальным является:

- проведение модернизации гидроэнергетического оборудования практически на всех гидроэлектростанциях России;
- производство мощных высокоэффективных гидроагрегатов переменной частоты вращения, обеспечивающих высокие технико-экономические показатели и снижающих стоимость производимой энергии;
- проектировка и создание комплекса высокотехнологического оборудования для обратимых гидроагрегатов ГАЭС работающих на переменной частоте вращения и с мощностью каждого 300 - 350 МВт, имеющих возможность обеспечить высокую маневренность в генераторном и насосном режимах, что позволит увеличить КПД и уменьшить удельную стоимость строительства электростанций;
- создание гидрооборудования для электростанций приливного типа (ПЭС), в первую очередь - эффективных турбин ортогонального типа и средств сооружения ПЭС с помощью наплавных блоков, что даст возможность

приступить к освоению приливной энергии;

- разработка и внедрение автоматизированных и автоматических систем непрерывного контроля состояния гидроагрегатов и гидротехнических сооружений.

В области развития технологии атомной энергетики последние 15 лет наблюдалось определённое затишье. Причинами его были не только эмоции широких слоев населения, но и экономика - изменение хозяйственных условий, затруднивших новое строительство. В итоге практически прекратилось строительство АЭС в Европе и США, сократилась реализация новых проектов. Дальнейшее развитие атомной энергетики в значительной степени зависит от того, будут ли АЭС совершенно безопасными как на рабочих режимах, так и в случае аварийных ситуаций и какие новые энергоустановки будут созданы.

Не менее важен подъём конкурентоспособности АЭС. Для этого необходимо повысить экономичность преобразования тепловой энергии в электрическую, снизить капитальные затраты на киловатт установленной мощности, решить экологические проблемы при осуществлении топливно-ядерного цикла. Это нелегкие задачи, тем более, что введение дополнительных систем пассивного отвода тепла, "ловушек" для расплавленной зоны, защитных оболочек и других устройств увеличивает затраты на строительство и себестоимость вырабатываемой электроэнергии.

На ближайшие годы (20 - 25 лет) в качестве главных рассматриваются три технологии производства реакторов:

- реакторы корпусного типа с водяным теплоносителем типа ВВЭР, разных модификаций;
- реакторы быстрого типа с жидкометаллическим теплоносителем;
- реакторы высокотемпературного типа с гелиевым теплоносителем.

Развитие технологий производства разнится во времени, и это позволяет сосредоточить ресурсы для получения большего эффекта на данном этапе создания ядерно-энергетической системы. До 2020 г. планируется увеличение мощностей атомной энергетики на базе последовательно совершенствуемых

проектов водо-водяных реакторов типа ВВЭР-1000 (АЭС-2006). Планируется модернизация их топливного цикла и переход на большее сгорание топлива (примерно 60 ГВт·сут/т) и перегрузки топлива в 5 раз, в результате чего получается более экономный топливный цикл. Параллельно под руководством РНЦ "Курчатовский институт" создаётся новый реактор ВВЭР-1500. В этом случае для повышения КПД турбоустановок АЭС до 38% при использовании быстроходных (3000 об/мин) турбин необходимо увеличить начальное давление пара до 7,2 МПа. Последние проработки показали возможность создания на отечественных заводах основных компонентов АЭС с блоком ВВЭР-1500, параметры которого не уступают европейскому проекту EPR.

В 2012 г. или чуть позже, кроме уже работающего реактора на быстрых нейтронах БН-600, будет введён в эксплуатацию БН-800, который может показать замыкание топливного цикла, взяв за основу уран-плутониевое топливо. В 2018 - 2020 гг. может быть подготовлена малая серия реакторов на быстрых нейтронах. В них последовательно модернизируется активная зона с таким расчётом, чтобы к 2026 - 2029 гг. выйти на параметры перспективного реактора на быстрых нейтронах, который обеспечит избыточную наработку ядерного топлива, достаточную для развития многокомпонентной атомной энергетики. Выбор более выгодного инновационного проекта такого реактора планируется сделать, рассмотрев несколько вариантов быстрых реакторов.

На этой же стадии, согласно прогнозу Курчатовского института, начнётся техническое проектирование высокотемпературных реакторов с гелиевым теплоносителем (ВТГР) для электроэнергетики. Концепция модульных ВТГР отлично дополнит ряд ядерных блоков мощностью 300-500 МВт, что подойдет требованию рынка. Лучшие термодинамические параметры теплоносителя в данных реакторах позволят значительно поднять термодинамический КПД и дадут возможность их применения в регионах, испытывающих нехватку водных ресурсов для передачи конечной тепловой энергии. Ввод в эксплуатацию ВТГР ориентирует эти регионы на неэлектрическое использование атомной энергии и развитие водородной энергетики.

Судя по всем разработкам, выполняемым в мире, стратегическое направление развития атомной энергетики - это замыкание ядерного топливного цикла. Разработка замкнутого топливного цикла решит две главные задачи. Во-первых, обеспечивает атомную энергетику надёжной сырьевой базой, поскольку в топливный цикл будет вовлечён уран-238, а, впоследствии, и торий-232. Во-вторых, решает проблему выделения, минимизации объёма и окончательной изоляции, не находящихся на данный момент применения радиоактивных продуктов, которые образуются в процессе работы атомной энергетики. В результате замыкания цикла более полно будут использоваться природные ядерные ресурсы (уран, торий) и искусственные делящиеся материалы, возникающие при работе ядерных реакторов (плутоний и др.), и минимизироваться радиоактивные отходы. На базе указанных технологий и предполагается провести модернизацию атомного сектора электроэнергетики страны.

Нетрадиционные источники. В последнее время много исследований проводится в сфере водородной энергетики. Свою нишу в энергетике обозримого будущего она, безусловно, займёт, но особых оснований для глобального оптимизма, на наш взгляд, водородная энергетика не даёт. Причина проста: источник, который предполагается использовать, - водород - дорогое и сложное для эксплуатации рабочее тело. Так что этому перспективному направлению уготована существенная, однако всё же некая вспомогательная роль. Значение водородной энергетики может возрасти в случае массового строительства атомных электростанций и использования дешёвой электроэнергии в ночное время для производства водорода с помощью электролиза воды или высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов.

Возводить мощное энергетическое хозяйство в России на таких столь широко разрекламированных нетрадиционных направлениях, как солнечная или ветроэнергетика, с нашей точки зрения, объективно невозможно по причине климатических отношений. Разумеется, электрические станции, использующие солнечные фотоэлементы на основе каскадных гетероструктур

или арсенид-галлиевые фотоэлементы, которые позволяют встроить дополнительный цикл с применением органики и существенно поднять эффективность производства электроэнергии, могут быть задействованы на региональном уровне. Ветровые установки, производящие электроэнергию, могут успешно работать в районах Северного Кавказа или Дальнего Востока, геотермальные электростанции - на Камчатке и в Сахалинской области и теплоснабжающие установки - на Северном Кавказе, в Краснодарском крае и Западной Сибири.

Глобальное изучение отечественного потенциала энергии приливов и отливов требует проектирования типового гидрооборудования для приливных электрических станций, прежде всего высокопроизводительных (КПД до 85 - 87%) ортогональных турбин, и технологий строительства самих станций, наплавных блоков. Над решением этих проблем работают учёные как в России, так и за рубежом.

Энергетика, использующая биомассу, просто обязана развиваться в России. Промышленные и бытовые отходы, отходы лесного хозяйства - это отнюдь не полный перечень топлив для так называемой малой энергетики и транспорта.

Серьёзным проектом может стать размещение фотоэлектрических преобразователей на солнечно-синхронных орбитах в космосе с последующей передачей электроэнергии в СВЧ - диапазоне. Передача электроэнергии может осуществляться по сверхпроводящим линиям электропередачи на основе высокотемпературной сверхпроводимости, что коренным образом изменит структуру электроэнергетических систем. Программа снабжения Земли энергией из космоса может стать международной основой для эффективной кооперации разных стран и платформой развития высоких технологий, что крайне важно для сегодняшней России.

ЕЭС России. Безусловно, новые технологии должны создаваться в области не только генерации электроэнергии, но и её транспорта и распределения, поэтому развитие энергетической науки и технологической

базы должно быть комплексным и всеохватывающим. Большое преимущество России заключается в том, что предыдущие поколения учёных и техников создали Единую энергетическую систему страны - постоянно развивающийся комплекс взаимосвязанных энергетических объектов, которые объединены общим технологическим режимом работы и централизованным оперативным управлением, обеспечивающим надёжное и экономичное электроснабжение основной части потребителей. По своим масштабам ЕЭС России относится к крупнейшим централизованно управляемым энергообъединениям в мире.

Высшим номинальным напряжением воздушных линий переменного тока в нашей стране в настоящее время является напряжение 1150 кВ, которое по настоящему нами не освоено. Основой передающей энергосистемы России являются электрические сети напряжением 330, 500 и 750 кВ. Суммарная протяжённость воздушных линий этих классов напряжений к началу 2008 г. достигала 54,1 тыс. км, а установленная мощность трансформаторов подстанций – 157,5 млн. кВ·А. Протяжённость линий электропередачи напряжением ПО и 220 кВ на начало 2008 г. составляла около 390 тыс. км.

Представляется, что классы напряжений в обозримом будущем вряд ли будут меняться, потребуется лишь разработка оборудования и линий электропередачи постоянного тока на напряжение 1500 кВ (+750 кВ), в случае необходимости передачи громадных потоков электроэнергии (20 млрд. кВт·ч и более), и доработка научно-технических решений по линиям переменного тока напряжением 1150 кВ. Однако появление целого ряда технологий как в энергосистемах, так и в линиях электропередачи и подстанциях приведёт через 15-20 лет к возникновению электрических сетей нового поколения.

Рассмотрим главные из этих технологий, призванные оказать принципиальное влияние на будущую конфигурацию ЕЭС России, да и на построение сетей в мировой электроэнергетике.

Проводники с использованием композиционных материалов должны повысить токонесущую способность, уменьшить затраты на сооружение линий электропередачи, уменьшить потери в сетях, снизить вес, увеличить срок

службы, поднять сопротивляемость коррозии, избавиться от провисания проводов. У "идеального" проводника проводимость должна иметь свойства высокочистой меди, вес алюминия, а прочность и срока службы как у усиленной стали. В зарубежных публикациях стоимость таких воздушных линий оценивается от 2 до 8 млн. дол. за 1 милю, а кабельных - от 5 до 15 млн. дол. Разработка "идеальных" проводников началась в технически развитых странах, и срок их создания оценивается в 8 - 10 лет.

Высокотемпературные сверхпроводниковые материалы и устройства на их основе - кабели, ограничители токов короткого замыкания, трансформаторы, синхронные компенсаторы, накопители энергии и др. Их применение может принципиально изменить не только электрические сети, но и используемое электрооборудование, частично вернув мир в эпоху до разработки техники трёхфазного тока М.О. Доливо-Добровольским.

Наиболее продвинуты исследования по созданию высокотемпературных сверхпроводящих кабелей на основе материалов первого и второго поколений. В мире в опытной эксплуатации находится около 15 сверхпроводящих кабелей, изготовленных из высокотемпературных сверхпроводниковых материалов, длиной от 30 до 600 м. Самый протяжённый из установленных в распределительных сетях (Нью-Йорк, США) сверхпроводящий кабель имеет длину 600 м и параметры: ток 2,4 кА, напряжение 138 кВ, передаваемая мощность 574 МВ·А. Пущен в эксплуатацию в апреле 2008 г.

В России в 2009 г. под руководством Энергетического института им. Г. М. Кржижановского и при участии Московского авиационного института, Всероссийского научно-исследовательского института кабельной промышленности и НТЦ электроэнергетики был создан первый в России сверхпроводящий кабель длиной 200 м, рассчитанный на следующие параметры: длительный рабочий ток 1,5 кА (с перегрузкой 2,0 кА), напряжение 20 кВ, передаваемая мощность 50 - 65 МВ·А. Кабель снабжён новой системой криообеспечения и криостатирования.

В системе криообеспечения используется уникальный крионасос и сверхпроводящий электропривод к нему, что позволяет вместе с уникальным криорефрижератором создать модульную систему криообеспечения протяжённых высокотемпературных силовых кабелей.

Эта система, принципиально отличающаяся от всех существующих ныне в мире, в состоянии с высокой эффективностью и надёжностью обеспечить криоснабжение сверхпроводящих кабелей практически любой длины. Появляется возможность для проектирования и эксплуатации длинных (несколько десятков километров) сверхпроводящих линий.

Создан также первый российский гибкий криостат, позволяющий уменьшить внешние тепловые притоки почти в 2 раза по сравнению с широко распространёнными за рубежом криостатами фирмы "Nexans". Необходимо также разработать сверхпроводящий токоограничитель для установки в электрических сетях и другие энергетические установки с использованием явления сверхпроводимости (трансформатор, компенсатор, накопители и др.). Это позволит начать экспериментальную эксплуатацию нового оборудования в реальных сетях и, тем самым, подготовку к широкому использованию сверхпроводниковой техники в реальной электроэнергетике.

Третьей новой технологией для использования в электрических сетях являются недорогие и надёжные накопители электроэнергии разных типов на всех уровнях: основной сети, распределительной сети и конечных потребителей. Их широкое применение может кардинальным образом повлиять на электроэнергетический рынок за счёт выравнивания графиков нагрузок и повышения эффективности использования генерирующих, передающих и распределительных средств, а, следовательно, и на развитие электроэнергетики страны. Здесь важно отметить необходимость создания новых накопителей с большими возможностями, в том числе на базе нанотехнологий. Пока мир умеет создавать накопители относительно небольшой ёмкости (7- 10 МДж), которые не являются дешёвыми.

Создание распределённой генерации и распределённых интеллектуальных систем управления. Концепция распределённой генерации сводится к построению независимых от централизованных сетей генерирующих мощностей для выработки электроэнергии в непосредственной близости от локальных потребителей, при этом учитываются их специфические запросы по объёмам и профилю потребления.

Выгодные инвестиции и финансовая эффективность распределённых систем объясняется низким уровнем первоначальных вложений, возможностью скорого и частичного ввода в эксплуатацию, также полным контролем от потребителя. С учетом отмеченных свойств привлечения система распределённой генерации энергии рассматривается как главная составляющая в современной парадигме развития энергетики во всем мире.

Обратим внимание на достоинства распределённых систем.

1. Большая экономическая и технологическая эффективность. В режимах когенерации и тригенерации суммарный КПД свыше 90%. Себестоимость получаемой электроэнергии и тепла более чем в два раза меньше тарифов, благодаря более эффективным технологиям генерации, снижению потерь и дополнительных расходов. Средний срок окупаемости – от пяти (электроэнергия) до 2 - 3 лет при утилизации тепла на 100% в режимах когенерации и тригенерации.

2. Мобильность, модульность и масштабируемость. Транспортировка блоков необходимой мощности, возможность их быстрого подключения к уже действующей станции, как и их демонтажа и перемещения на другие объекты.

3. Быстрые сроки ввода в работу. В среднем строительство электростанции мощностью до 2 МВт длится 9-12 месяцев, а строительство станций более высокой мощности (10 - 20 МВт) - 12 - 18 мес.

5. Энергетический контроль и независимость. Заказчик и его подрядные организации полностью контролируют сроки строительства генерирующих объектов и режим их эксплуатации. Исчезает проблема сбоев, отключений,

отклонение от параметров тока и напряжения по не зависящим от потребителей причинам.

6. Большое количество вариантов использования технологий. Распределённые энергетические системы очень часто являются автономными источниками электроэнергии, а в режимах когенерации и тригенерации - источниками холода и тепла. Они используются также: для поддержания пиковых нагрузок в режимах совместной работы с централизованной энергосистемой; в проектах, где используется альтернативное топливо - биогаз, попутный нефтяной газ, шахтный метан и др.; в проектах с особыми требованиями к качеству энергии, надёжности, срокам запуска, экологии и др., которые в определенных условиях не могут осуществляться централизованными энергосистемами.

7. Автономные источники. Примерами использования распределённой генерации в качестве автономных источников могут служить энергоцентры собственных нужд новых промышленных предприятий, офисов компаний, объектов социальной инфраструктуры. Потребность в собственных энергоцентрах возникает в тех случаях, когда централизованное подключение либо недоступно по причине удалённости объектов, износа транспортной инфраструктуры, недостатка генерирующих мощностей в регионе, либо экономически не эффективно в силу, например, высокой платы за подключение, либо неприемлемо по срокам, так как увязывается с глобальными планами реконструкции и развития сетей и централизованной генерации. В связи с этим всё большее число вновь возводимых или реконструируемых заводов, средних и малых предприятий в области промышленного производства и переработки выбирают распределённую генерацию в качестве альтернативы подключению к сетям.

8. Распределённые системы, объединённые в локальную сеть и автоматически управляемые (smartgrids), вполне подходят для энергоснабжения комплексно застраиваемых микрорайонов и даже городов. Часто такое строительство ведётся на новых, необустроенных территориях. Распределённая

генерация позволяет внедрять энергетические мощности постепенно по мере роста потребности - от механизации строительных работ до ввода в эксплуатацию в соответствии с очередностью жилых и инфраструктурных объектов. Таким образом, обеспечивается наиболее мягкий и эффективный режим инвестиций, снижаются риски простоя работ и объектов, устраняются необоснованные затраты в инфраструктуру централизованных энергосистем.

9. Параллельная работа с централизованной энергосистемой. Это наиболее разумный компромисс с экономической и технологической точек зрения при решении проблемы дефицита централизованных мощностей. Данный режим функционирования системы снижает уровень необходимого резервирования и способствует сглаживанию пиковых нагрузок. Подобные проблемы приходится решать при расширении производства или перепрофилировании объекта, если суточный график потребления энергии неравномерный. Распределённая система может дополнять имеющиеся мощности энергосистемы в момент возникновения пиковых нагрузок. Однако технологически и экономически наиболее эффективно рассчитывать мощности распределённых систем, исходя из максимальной величины постоянного потребления, а пиковые нагрузки покрывать за счёт энергосистемы.

10. Использование альтернативного топлива (включая местные различные виды энергоресурсов). Как правило, альтернативные виды топлива находят применение при решении комплексной задачи - улучшения экологической ситуации и удовлетворения собственных потребностей в энергии. Попутный нефтяной газ используется при обустройстве новых нефтяных месторождений, шахтный метан - в эффективных системах взрывобезопасности.

Для реализации рассмотренной концепции модернизации необходимо разработать детальную комплексную программу модернизации электроэнергетики, выстроить приоритеты её выполнения и разработать механизмы её практического осуществления. Частью этой программы должна стать задача по модернизации системы возбуждения генераторов.

Актуальность этой задачи вполне обоснована, так как эта система относится к числу самых важных элементов генератора. Систему возбуждения у генератора необходимо выполнять с максимальной надежностью. Работа систем возбуждения в полной мере влияет на устойчивую работу генераторов, и, следовательно, всей энергосистемы. Ей необходимо обеспечивать нормальную и безаварийную работу генератора.

При явной необходимости в проведении модернизации системы возбуждения, можно обозначить и цель данной диссертации. **Целью** работы является – модернизация системы возбуждения синхронных генераторов на Тольяттинской ТЭЦ.

Также, с поставленной целью сформулированы и **задачи**, которые требуется рассмотреть при исследовании данного вопроса:

- Выполнить анализ применяемых систем возбуждения на данном объекте и определить систему, которая в первую очередь, нуждается в модернизации.
- Провести обоснование и выбор оборудования, необходимого для модернизации системы.
- Исследовать выбранную систему возбуждения, провести технико-экономические расчеты.

1 Изучение существующей проблемы

Выбор модернизируемых энергоблоков и электростанций должен производиться путём расчётов (балансовых, технико-экономических, надёжностных и расчётов устойчивости работы энергосистем) с увязкой выводимых из эксплуатации и модернизируемых мощностей, линий выдачи мощности и показателей надёжности энергоснабжения. Ранжирование реализации мероприятий проводится на базе технологических и технико-экономических расчётов, применительно к оптимальному функционированию ЕЭС России. Главное при этом не нарушить принципы обеспечения требуемой надёжности энергоснабжения потребителей.

За недавнее время значительно повысились тарифы на электроэнергию. Они приравнялись к тарифам в США и другим развитым странам, притом, что стоимость природного газа для электростанций в нашей стране значительно ниже. Параллельно наблюдается и дальнейшее повышение цен на электроэнергию. Кроме этого, произошло отрицательное изменение системы тарифов в сторону значительного роста сетевой составляющей. В целом можно наблюдать, что после распада СССР значительно упала экономическая эффективность работы и темп развития электроэнергетики в нашей стране.

Главными причинами спада экономической эффективности функционирования электроэнергетики можно назвать:

- не развитые технологии энергетики, используемые в тепловой отрасли, значительная часть которых это генерация электроэнергии на электростанциях, работающих на газе, и в сетях напряжения;
- использование устаревшего оборудования в электрических сетях и на электростанциях (его часть превышает 40% от всего);
- отсутствие оптимального алгоритма управления отраслью в условиях появления большого числа собственников электроэнергетических объектов, которая бы гарантировала снижение затрат на развитие и правильную работу электроэнергетики, которую вела прежняя система

управления отраслью;

- стремительное сокращение научно-технического развития отрасли;
- значительное сокращение потенциала в строительстве;
- сокращение потенциала в сферах отечественного электромашиностроения и энергомашиностроения.

Вместе с тем, для отечественной электроэнергетики в соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2030 г. поставлены глобальные задачи. Для создания прогнозируемого потребления электроэнергии в России на период до 2030 г., которое оценивается величиной от 1740 до 2165 млрд. кВт·ч, необходимо будет добавить выработку электроэнергии по отношению к 2008 г. в 1,7- 2,1 раза, что составит 1800 - 2210 млрд. кВт·ч. Для получения прогнозируемого объёма производства электроэнергии, установленной мощности электростанций России к 2030 г. необходимо увеличиться, по сравнению с 2008 г., в 1,6 - 2 раза, она должна составлять 3,55 - 5 ГВт. Число введения в работу линий электропередач напряжением 110 кВ и более до 2030 г. исчисляется длиной 285 - 545 тыс. км, из них воздушные линии напряжением 330 кВ выше 35 - 65 тыс. км. В общем потребность инвестиций на развитие АЭС, ТЭС, ГЭС и электросетей на период до 2030 г. исчисляется суммой 572 - 888 млрд. дол., включая и сумму для развития электрических сетей 227 - 334 млрд. дол.

Главное значение для достижения целей Энергетической стратегии и улучшения качества работы электроэнергетики РФ имеют:

- модернизация электроэнергетики страны используя современные технологии производства, распределения и передачи и электроэнергии, с тем, чтобы к 2030 г. добиться существования электроэнергетики с технологической основой, аналогичной той, которая существует в более прогрессивных странах;
- развитие научных работ по созданию новых технологий, обеспечивающих ускоренное развитие отечественной электроэнергетики;
- создание структуры единого оптимального управления

функционированием и модернизацией электроэнергетики в стране.

Для модернизации электроэнергетики необходим не только вывод из работы устаревшего оборудования, реконструкция неэффективных систем и замена устаревших технологий на современные, но и разработка принципиально нового улучшенного оборудования и современных технологий. Также имеет исключительное значение и модернизация Единой системы электроэнергетики страны с сбалансированным сочетанием общего энергоснабжения у больших электростанций с мощными блоками (более 200 МВт), объединенными магистралями высоковольтных электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, и энергоснабжение потребителей от местных систем энергетики с распределением генерации среди маломощных энергоустановок, и это должно обеспечить надёжное энергоснабжение и привести к уменьшению тарифа на электроэнергию.

Первоначальным сектором при модернизации тепловой энергетики является сектор производства электроэнергии с использованием газа. В настоящее время электроэнергия в этом секторе у нас в стране производится по низкоэкономичному паросиловому циклу (средний КПД производства электроэнергии в стране в этом секторе - 36,5%). Замена технологического цикла на парогазовый даёт увеличение КПД производства электроэнергии до 50 - 60% в зависимости от типа и мощностного ряда оборудования, что приводит к соответствующей экономии газа. По предварительным расчётам средняя годовая экономия газа в рамках данного сектора на уровне 2020 г. составит около 35 млрд. м³ в год. Реконструируются блоки 800 МВт, расположенные в центральной части России (Сургут, Нижневартовск на данном этапе не входят в список по причине дешёвого газа). Реконструируются блоки мощностью 150, 200 и 300 МВт конденсационные и 250 МВт теплофикационные. Для всех типов оборудования разрабатываются типовые проекты для обеспечения серийного заказа энергомашиностроительным заводам. Это направление модернизации обеспечивается за счёт уже имеющихся лицензионных ГТЭ-160 (выпуск ЛМЗ по лицензии фирмы "Siemens"), ГТЭ-110 (разработка

Николаевского завода на Украине, выпуск завода "Рыбинские моторы" - при этом необходимо осуществить доводку турбины) и ГТЭ-65 (отечественная разработка - ЛМЗ, необходимо осуществить пуск турбины в эксплуатацию на ТЭЦ-9 Мосэнерго и её доводку).

Кроме модернизации существующих электростанций проводится модернизация крупных котельных путём их перевода в режим когенерации с установкой предвключаемых газовых турбин мощностью от 2,5 до 40 МВт в зависимости от тепловой мощности водогрейных котлов. Данная модернизация позволяет дополнительно вырабатывать около 200 млрд. кВт·ч электроэнергии на уровне 2020 г. с КПД более 47%.

Важным при модернизации тепловой энергетики является создание нового типа пиковых электростанций с использованием газотурбинных установок для покрытия пиковой части графика нагрузок. Низкая удельная стоимость подобных электростанций (которые могут быть и мобильными) позволяет организовывать работы высокоэффективных установок (атомных, парогазовых и мощных угольных блоков) в стационарном режиме и существенно снизить стоимость производства электроэнергии и увеличить надёжность работы оборудования. Кроме того, данные установки могут использоваться для регулирования уровня напряжения в узловых точках единой национальной электрической сети (ЕНЭС) России.

В секторе угольной энергетики главным при модернизации электростанций является реконструкция существующих мощных блоков (более 200 МВт) с повышением КПД от 34 - 36 до 43 - 44% (пионерный блок на Рефтинской ГРЭС - КПД после не слишком глубокой модернизации - 41%). Для угольных ТЭЦ ближайшая модернизация будет осуществляться также путём установки котлов с циркулирующим кипящим слоем. Однако в этом сегменте необходима разработка проекта новой современной угольной ТЭЦ с пылеугольным котлом, отвечающей всем современным и перспективным требованиям, включая природоохранные, и разработка ПГУ с внутрициклической газификацией угля.

Большая часть низкоэкономичных установок с параметрами пара перед турбиной 90 кгс/см² будет выведена из эксплуатации и заменена современными установками до 2020 г. в соответствии с приоритетами из условий обеспечения надёжного функционирования объединённых энергосистем и имеющихся резервов.

В параллель с модернизацией газовой теплоэнергетики должен быть проведён комплекс работ по созданию пилотных образцов энергетического инновационного оборудования и разработке современных отечественных технологий при работе электростанций на газе. В первую очередь, речь идёт о создании мощной газотурбинной установки (ГТУ 300 - 350 МВт) с начальной температурой газа 1500 - 1600°С, которая позволит наращивать мощности с помощью высокоэкономичных парогазовых установок с КПД более 60%. Необходимо также воссоздать на новой технологической базе установки суперсверхкритических параметров пара (27 МПа, 610/620°С и 35 МПа, 700/720°С). У нас в стране такие установки работали, начиная с 50-х годов и до конца прошлого столетия, однако по существу эта технология на сегодняшний день не существует.

Для твёрдого топлива актуальна разработка мощной парогазовой установки (600 - 800 МВт) с внутренней газификацией угля с газовыми турбинами (200 - 250 МВт).

Особая роль в современной электроэнергетике принадлежит так называемым энерготехнологическим установкам и технологиям. Подобные технологии позволяют, кроме электроэнергии, получать из твёрдого топлива товарные продукты в виде жидкого топлива (искусственная нефть), калорийного газа и твёрдого остатка (полукокс и зола). В идеальном случае такие технологии дают возможность практически полного использования исходного твёрдого топлива - угля или сланца.

Сланцевые энерготехнологические установки были независимо разработаны и запущены в промышленную эксплуатацию в двух странах - СССР и Бразилии. В СССР установка, использующая процесс пиролиза сланца

твёрдым теплоносителем (процесс Галотер), была создана в Энергетическом институте им. Г. М. Кржижановского и построена в 80-х годах прошлого века в двух экземплярах на Эстонской ГРЭС (недалеко от г. Нарвы). Единичная производительность установки (УТТ-3000) - 3 тыс. т перерабатываемого с помощью твёрдого теплоносителя сланца в сутки, т.е. около 1 млн. т перерабатываемого сланца в год. В Бразилии подобная установка, но с газовым теплоносителем, имеет меньшую производительность (2 тыс. т сланца в сутки) и несколько худшие технологические и экономические показатели. Пока это единственные в мире коммерчески рентабельные действующие установки. Однако такая технология использования твёрдого топлива перспективна и, безусловно, будет затребована в ближайшем будущем.

Подобные установки должны быть разработаны и построены и для переработки угля. Такие работы были проведены в Энергетическом институте им. Г. М. Кржижановского; построена реальная установка для переработки 1 млн. т угля Ирша-Бородинского месторождения в год, но в эксплуатации установка освоена не была по причине развала СССР и на сегодняшний день технология не существует.

С использованием перечисленных технологий в целом возможна разработка программы модернизации теплоэнергетики - самого крупного сектора электроэнергетики страны. Для общей характеристики результатов реализации программы модернизации тепловой энергетики следует привести следующие показатели. Общая мощность выведенных из эксплуатации и замещённых новым оборудованием электростанций до 2020 - 2025 гг. может достичь 70 - 75 ГВт, мощность реконструированных ТЭС - 75 -80 ГВт. На уровне 2020 г. средний КПД производства электроэнергии на газе с учётом проведённой модернизации может составить 52 – 53% (по сравнению с настоящими 36-36,5%). Средний КПД производства электроэнергии на угле составит 38-39% (по сравнению с 31 -32% в настоящее время). Экономия условного топлива на уровне 2030 г. составит около 100 млн. т в год.

Перечисленные разработки позволят при тех же общих условиях

существенно увеличить инвестиционную составляющую в тарифе на электроэнергию, дающую возможность устойчиво развивать электроэнергетику на базе новейших технологий, и перейти к политике стабилизации тарифов на электроэнергию.

Последняя эффективно развивающаяся новая технология электрических сетей - силовая электроника и создание на её основе управляемых электрических сетей, в которых можно менять количество передаваемой активной и реактивной мощности, поддерживать строго в заданных интервалах уровни напряжений и распределять потоки энергии по различным направлениям. Такие технологии требуют разработки высокоэффективных полупроводниковых материалов и элементной базы силовой электроники, а также создания относительно дешёвых устройств продольной и поперечной компенсации, управляемых реакторов, синхронных компенсаторов, фазоворотных устройств, (вставок), регуляторов напряжения, устройств (вставок) сопряжения линий переменного и постоянного тока или надёжного разделения двух энергосистем. Развитие подобных технологий невозможно без новых дешёвых материалов для сильноточной электроники, например, карбида кремния, для перевода тиристорной базы на иной стоимостной уровень.

Все приведённые технологии сделают возможным создание в России до 2030 г. новой электроэнергетики, по своим параметрам и характеристикам не уступающей электроэнергетике развитых стран на этот же период времени.

Генерирующие мощности, работающие на газе, к 2030 г. будут представлять собой после замены или реконструкции, в основном, парогазовые установки мощностью от 70 до 450 МВт с КПД в среднем 52 - 53%. Среди модернизированных парогазовых будут использоваться установки с мощностью каждой от 325 до 800 МВт, а КПД будет равняться 55 - 60% и ПГУ меньшей мощности на ТЭЦ. Широко применяться для задачи регулирования будут ГТУ и совмещение ГТУ с котлом-утилизатором для производства тепловой и электрической энергий.

Мощность генерации на угле будет представлять из себя установку со

сверхкритическим и суперкритическим параметрами пара, а КПД будет равняться 46 - 55% (в случае применения качественного угля высокой калорийности), установкой с котлами с циркулирующим кипящим слоем. Также будут применяться установки, газифицирующие уголь и установки энерготехнологического типа. Среднее общее значение КПД производства электрической энергии на предприятиях, работающих на угле, станет 41%.

В сфере атомной энергетики к 2030 г. на европейской территории России станут преобладать серийные блоки АЭС с реакторами водо-водяного типа (ВВЭР) высокого класса безопасности и большой мощности 1000-1500 МВт с КПД до 36% и коэффициентом использования установленной мощности (КИУМ) до 90%. Также, на Урале будут введены в работу серийные энергоблоки с реакторами на быстрых и мощных нейтронах, имеющих КПД выше 40% и КИУМ более 90% и работающих на урановом и уран-плутониевом топливе в замкнутом ядерном топливном цикле. На остальной части ЕЭС России и в изолированных энергетических узлах получают применение энергоблоки АЭС и АТЭЦ, где будут установлены реакторы средней мощности ВВЭР (ВБЭР) мощностью до 600 МВт и повышенной безопасностью. Вблизи прибрежных районов Крайнего Севера и Дальнего Востока для экономии энергии изолированных потребителей, появятся плавучие энергоблоки с атомными теплоэлектростанциями небольшой мощности (до 70 МВт). А для промышленного теплоснабжения, водородного производства синтетического жидкого топлива и будут применяться высокотемпературные модульные ядерные реакторы с газовым охлаждением.

Большое применение в регионах Сибири и Дальнего Востока получают гидроэнергетические установки различных мощностей, применяемые для покрытия пиковой части графика нагрузки и выполняющие системообразующую роль.

Прирост производства электроэнергии на гидроэлектростанциях в Сибири и на Дальнем Востоке будет определяться их технико-экономическими показателями и конкурентоспособностью с тепловыми электростанциями на

угле с учётом их экологического воздействия на окружающую среду и возможностей покрытия графиков нагрузки. Важное значение будет также иметь возможность достижения мультипликативных эффектов развития этих регионов, связанных с вводом новых гидрогенерирующих мощностей и созданием на их основе кластеров промышленных производств -потребителей энергии ГЭС.

Будет развиваться и нетрадиционная энергетика. Способствовать этому будут ветровые установки и энергоустановки, использующих энергию солнца, энергию биомассы, биогаза и газа, выделяемого отходами производства. Также свое применение найдут электроустановки, работающие на газе, образующемся на угольных разработках и свалках отходов. Не останется не использованной и геотермальная энергия, как и энергия приливов морей и океанов.

Производство тепла будет сосредоточено на теплоэлектроцентралях с уменьшением их роли в теплоснабжении за счёт развития систем конгенерации (ГТУ плюс котел-утилизатор) и автономных теплоснабжающих установок. К 2030 г. доля тепла, производимого на ТЭЦ в системе централизованного теплоснабжения, уменьшится на несколько процентов. Эту нишу займут ГТУ-ТЭЦ и автономные энергоустановки.

Большое развитие получают установки распределённой генерации электроэнергии в виде ГТУ и сочетания ГТУ с котлом-утилизатором, которые будут замещать существующие котельные. Данные установки мощностью от десятков киловатт до 60 - 70 МВт будут выполнять роль как индивидуальных средств энергоснабжения, так и источников покрытия переменной части графика нагрузки, увеличивая тем самым КИУМ мощных энергоустановок. В целом доля распределённой генерации к 2030 г. может достичь 10% производства электроэнергии на тепловых электростанциях.

Следуя всему вышесказанному, в 2030 г. генерирующие мощности будут состоять из энергетических установок, использующие передовые технологии мирового уровня, а также технологии, позволяющие проводить их эффективную эксплуатацию. Удельный усредненный расход условного топлива

на 1 кВт·ч на тепловых электрических станциях упадет с действующего в настоящее время уровня 333 до 300 г в 2020 г. и до 270 г - в 2030 г.

Развитие главной электрической сети ЕЭС РФ до 2030 г. должно осуществляться, в основном, путём усиления сетей переменного тока. Использование передачи постоянного тока имеет смысл рассматривать только для транспортировки электроэнергии на большие расстояния от крупных электростанций и для связи больших объединённых энергосистем, а также для развития межгосударственных связей в условиях экспортирования электроэнергии европейским странам и в республику КНР.

Развитие главных электрических сетей переменного тока высших напряжений в ЕЭС РФ должно осуществляться на напряжениях 220 (330) - 500 (750) кВ. Применение переменного тока высшего класса напряжения (1150 кВ) экономически может оправдываться только для транзитной электропередачи, требующей специального обоснования.

В европейской части ЕЭС России для укрепления межсистемных отношений ОЭС Северо-Запада с ОЭС Центра, роста надёжности выдачи мощности АЭС, находящихся в этой зоне, а также для вероятного усиления электрических межгосударственных связей с Украиной и Белоруссией должны продолжать развиваться сети переменного тока напряжением 750 кВ.

Линии электропередачи переменного напряжения 500 кВ планируются использоваться для усиления основных сетей в ОЭС Юга, Центра, Урала, Средней Волги, Востока и Сибири, а также для улучшения межсистемных связей между данными ОЭС.

Сети переменного напряжения 330 кВ продолжают осуществлять функции системообразования в ряде энергосистем европейских частей России, таких как, ОЭС Южной, Северо-Западной, Центральной и Калининградской энергосистемах) и обеспечивать выдачу мощности больших электростанций.

Выполнять распределительные функции в большинстве объединённых энергетических систем, в первую очередь, будут сети переменного напряжения 220 кВ. На этом напряжении также будет выполняться выдача мощностей

электростанций, снабжающих близлежащие узлы нагрузки. Также, указанное напряжение на начальном этапе может использоваться для объединения энергорайонов, работающих автономно, это Республика Саха (Якутия) и ее связь с ОЭС Сибири. К тому же, использование сетей 220 кВ позволит усилить внутрисистемные связи в Архангельской энергосистеме и энергосистеме Республики Коми, а также в Сибирских и Дальне Восточных изолированных энергосистемах (Магаданской, Сахалинской, Норильской, Камчатской,).

В транспортных системах и в системах распределения электроэнергии планируется использовать новые и современные технологии. Обширно станут использоваться устройства с управлением FACTS и высокоэффективные системы для управления электрическими сетями. Планируются использоваться устройства со сверхпроводниками, в первую очередь кабельные линии, накопители, устройства для ограничения тока.

Наряду с обширным использованием новых технологий важное значение будет иметь создаваемая высокоэффективная система управления электроэнергетикой в стране, обеспечивающая снижение затрат на развитие и правильную работу электроэнергетической отрасли.

Основой этой системы управления станет целостное (холистическое) управление функционированием и планированием энергосистем, основные задачи которого ведут к следующему:

- необходимо получение эталонной модели, которая соответствует наибольшей общей выгоде для всей системы;
- необходимо использовать критерии вероятности надёжности;
- необходимо разработать методы планирования затрат и прибыли между участниками;
- необходима разработка правил для участников, гарантирующих не приведения к решениям инициатив, ведущих против достижения основной цели всей системы.

Модель идеального рынка применяется в качестве эталонной модели, в ней условия оптимальности работы системы такие же, как при оптимальном

централизованном управлении. Методы для решений задач логичного управления развитием и функционированием для этой цели были разработаны ещё в СССР и широко использовались в практике управления развитием и работой электроэнергетической отрасли.

Данная задача правильного управления развитием и работой электроэнергетики, как единой системы, наиболее просто может быть выполнена при наличии нескольких больших или одного крупного хозяйственного субъекта в электроэнергетике, отвечающих за правильное и экономное энергоснабжение потребителей.

Исходя из этого, требуется консолидация электроэнергетических активов, формирование самостоятельных региональных энергетических компаний, гарантирующих постоянное и экономичное энергоснабжение регионов и укрепление энергосистем в регионах, также необходима и организация рационального управления их параллельной работой.

Таким образом, главные задачи энергетической отрасли, требуемые выполнения, выглядят так:

- разработка и реализация программы улучшения и стремительного развития электростанций генерации и электрических сетей на основе современных технологий;
- подготовка и внесение в законодательство нужных поправок, гарантирующих проведение эффективной энергетической политики последовательно (по аналогии с законом США об энергетической политике 2005 г.);
- создание национального центра технологий и научно-технических центров по созданию новых, кардинально важных технологий производства, транспортировки и распределения электроэнергии;
- создание правильной структуры управления электроэнергетической отраслью, обеспечивающую снижение затрат на её работу и развитие отрасли;
- создание системы контроля государством соблюдения надёжности

системы отечественного электроснабжения;

- разработка и принятие системы, административных, экономических и законодательных мер по соблюдению сбережения энергии и повышения энергоэффективности;
- разработка новых принципов и укрепление нормативно-правовых основ для разработки современной базы технического регулирования в электроэнергетике.

Реализация предложенных мер позволит существенно повысить эффективность и надёжность работы электроэнергетики, что характеризуется индикаторами стратегического развития электроэнергетики, представленными в таблице.

При реализации рассмотренных положений величина усредненного тарифа во всех категориях потребителей, в целом по всей ЕЭС, на уровне 2020 г. составит 6,5 - 7,5 цент/(кВт·ч), а на уровне 2030 г. - 8 - 9 цент/(кВт·ч), и это не будет превышать уровень средних тарифов в США. При этом экономия условного топлива на тепловых электростанциях может составить порядка 40 млн. т в 2020 г. и 100 млн. т в 2030 г., из них более 60% составит экономия газа.

Для реализации рассмотренной Концепции модернизации необходимо разработать детальную комплексную программу модернизации электроэнергетики, выстроить приоритеты её выполнения и разработать механизмы её практического осуществления.

Частью этой программы должна стать модернизация системы возбуждения генераторов. Так как эта система относится к числу самых важных элементов генератора. Систему возбуждения у генератора необходимо выполнять с максимальной надёжностью. Работа систем возбуждения в полной мере влияет на устойчивую работу генераторов, и, следовательно, всей энергосистемы. Ей необходимо обеспечивать нормальную и безаварийную работу генератора.

В связи с этим возникла необходимость исследования систем возбуждения генераторов Тольяттинской ТЭЦ. Для решения этой задачи,

требуется проанализировать оборудование существующих систем, определив все достоинства и недостатки, сделать выводы. Затем, необходимо рассмотреть возможность модернизации одной из систем возбуждения с помощью современной микропроцессорной техники, которая бы обеспечила надежную и безаварийную работу турбогенераторов на ТЭЦ.

На Тольяттинской ТЭЦ в постоянной эксплуатации находятся 9 турбогенераторов, типов:

- ТВФ-60-2
- ТВФ-63-2УЗ
- ТВФ-100-2
- ТВФ-120-2

Они оснащены системами возбуждения с полупроводниковыми выпрямителями, а также с независимыми и тиристорными системами возбуждения.

Генераторы совместно с системами возбуждения вводились в работу преимущественно в 60-70х годах. Они являются и одним из самых сложных типов электрических машин, в которых совмещаются проблемы мощности, габаритов, нагрева, электромагнитных характеристик, охлаждения, статической и динамической прочности элементов всей конструкции.

Актуальность проблемы модернизации существующих систем возбуждения Тольяттинской ТЭЦ возникла, в связи с выработкой своего ресурса, характеризующегося износом, высокой степенью аварийности и практически не ремонтпригодностью. Оборудование действующих систем возбуждения снято с производства и не выпускается производителями. При поломках или износе конкретных деталей и элементов, для их замены сложно найти запасные части. Элементная база автоматических регуляторов отстает от современной на два поколения. Устаревшая, объемная аппаратура нуждается в постоянном и повышенном внимании эксплуатационного персонала, большее количество времени и объема работ по техническому обслуживанию и поиск неисправностей.

2 Анализ применяемых систем возбуждения

Каждая система возбуждения гарантированно обеспечивает следующие режимы работы генератора:

- начальное возбуждение;
- подключение генератора к сети с используя точную синхронизацию и самосинхронизацию;
- работа на холостом ходу;
- работу генератора в сетевом режиме с нагрузками и перегрузками, допустимыми для генератора;
- дистанционное регулирование установок напряжения генератора в пределах от 80 до 100% от номинального значения;
- регулировка возбуждения используя аппарат нелинейных функций или принципом ПИД-регулятора;
- форсировка возбуждения с заданными значениями по току и напряжению;
- разгрузка реактивной мощности к значению $\cos \gamma = 1$;
- снижение возбуждения при отклонениях энергетической системе;
- гашения поля генератора.

Был проведен сбор и анализ информации о системах возбуждения синхронных генераторов, установленных на данной станции.

2.1 Электромашинное возбуждение с регулятором РВА-62

Система возбуждения ТГ-3; 6; 7 состоит из двух основных узлов:

- возбудителя;
- регулятора.

Возбудитель – машина постоянного тока, якорь которой конструктивно расположен на одном валу с ротором генератора и через АГП подключается к обмотке возбуждения генератора.

Таблица 1 – Основные данные возбудителя ВТ 450-3000

	Ном.режим	Режим форсировки (30 сек)
U,В	280	480
I, А	1680	2880
P,кВт	470	1380

Возбудитель имеет 3 обмотки возбуждения: одну основную и две дополнительные. Основная обмотка возбуждения через последовательно с ней включенный шунтовой реостат (ШР) подключается параллельно к якорной цепи возбудителя (параллельное возбуждение). Изменение величины шунтового реостата приводит к изменению тока возбуждения возбудителя. Одна из дополнительных обмоток возбуждения возбудителя (ОВВ) подключается к выходу регулятора РВА-62. Увеличение тока через дополнительную обмотку возбудителя приводит к увеличению якорного напряжения возбудителя и наоборот. Другая ОВВ не используется.

Автоматический регулятор возбуждения типа РВА-62 предназначен для регулирования возбуждения генератора в нормальных и аварийных режимах. Регулятор воздействует на дополнительную ОВВ, тем самым воздействует на возбуждение генератора. Регулятор получает информацию о токе, напряжении и характере мощности генератора от ТТ и ТН, первичные обмотки которых подключены к статорной обмотке генератора.

Регулятор поддерживает:

- постоянство заданного напряжения статора генератора в режиме холостого хода генератора;
- постоянство заданного напряжения статора генератора во всех нагрузочных режимах генератора (с учетом статизма).

Регулятор обеспечивает:

- необходимую величину форсировки возбуждения при условии резкого увеличения тока статора и связанного с этим резкого уменьшения напряжения статора .

Потолочное возбуждение регулятор дает при глубоких посадках напряжения.

Регулятор РВА-62 работает по принципу управляемого фазового компаундирования, т.е. изменяет возбуждение генератора в зависимости от тока и напряжения статора, а также от коэффициента мощности генератора.

Нормально регулятор должен быть постоянно включен в работу, в том числе при синхронизации, отключении и остановке генератора.

Отключение АРВ допускается по разрешению ДДС по заранее согласованной заявке, а при неисправностях регулятора – без разрешения, но с последующим их уведомлением. Регулятор обеспечивает возможность изменять уставку поддерживаемого напряжения генератора в пределах от +10% до -13% от номинального.

Основные технические данные АРВ РВА-62.

- напряжение питания $3 \times 182\text{В}$;
- входной ток от ТТ $5\text{А} \times \sqrt{3}$;
- наибольшее рабочее напряжение на выходе 70В ;
- наибольший рабочий ток выхода 9А ;
- максимальная мощность выхода 630Вт .

Назначение и принцип действия.

Основная функция автомат гашения поля (АГП) это разорвать ток обмотки возбуждения генератора. АГП имеет мощную однополюсную контактную группу с системой интенсивного гашения дуги, образующейся при размыкании силовых контактов.

Чтобы гашение дуги было эффективным величина тока обмотки ротора не должна быть меньше 300А . АГП включается дистанционно ключом КУ с соответствующей панели ГЩУ и отключается этим же ключом или аварийно от

защит. Для включения АГП - предварительно должен быть включен 1-й или 2-й автомат включения основного возбуждения (2ВВ)

1-й автомат включения основного возбуждения (1ВВ) – это двухполюсный автомат, по своему функциональному назначению разъединитель с дистанционным управлением, он собирает цепь возбуждения. Он имеет два ключа управления, один по месту в камере АГП, другой на соответствующей панели ГЩУ. Включается или отключается 1ВВ только этими ключами. Условия отключения 1ВВ-должен быть отключен АГП или включен 2ВВ.

2ВВ и Р автомат и рубильник резервного возбуждения. При необходимости питания ОВ генератора от резервного возбудителя первоначально включается рубильник Р, а потом дистанционно 2ВВ. По своему функциональному назначению 2ВВ – разъединитель с дистанционным управлением. 2ВВ имеет два ключа управления, один по месту, в камере АГП, другой на соответствующей панели ГЩУ. Включается или отключается 2ВВ только этими ключами. Условия отключения 2ВВ – должен быть отключен АГП или включен 1ВВ.

КФ – контактор форсировки. При снижении напряжения статора генератора до $\leq 0,85U_n$ включается КФ и своими контактами шунтирует сопротивление ШР, которое включено последовательно с основной обмоткой возбуждения возбудителя. Возбудитель дает максимально возможное напряжение на своем выходе и это приводит к резкому возрастанию до $2I_n$ тока ротора генератора. При повышении $U_{ст.}$ до $\geq 0,9U_n$ КФ отпадает и $I_{возб.}$ спадает до заданного ранее значения.

ШР – шунтовой реостат служит для регулировки тока ротора генератора при отключенном РВА-62. Изменение величины шунтового реостата производится дистанционно для ТГ с соответствующей панели ГЩУ.

Во время отработки команды «Выше», «Ниже» горит соответствующая сигнальная лампа около поста управления. При достижении крайнего

положения «Выше», «Ниже» движение подвижного контакта ШР прекращается и соответствующая сигнальная лампа «Выше», «Ниже» гаснет.

Контактор гашения поля (K51) генератора подключает к ОВ генератора гасящее сопротивление ШС в следующих ситуациях:

- при отключении АГП;
- при работе разрядника 1РЗ;
- при включении накладки 50Н (накладка стоит в панели защит ротора в камере АГП).

1РЗ разрядник перенапряжений в ОВ генератора. При увеличении напряжения в ОВ генератора до 2300-2500В 1РЗ пробивается и кратковременно закорачивает ОВ генератора на ШС. В этот же момент включается K51. При уменьшении напряжения в ОВ генератора до допустимых значений состояние 1РЗ восстанавливается, и K51 отключается.

50К – контактор гашения поля возбудителя. Включение K50 вызывает дещунтирование большого сопротивления, включенного последовательно с основной обмоткой возбуждения возбудителя. Это приводит к быстрому гашению магнитного поля возбудителя. K50 включается при отключении АГП при включении K51.

РВА-62 автоматический регулятор возбуждения. В нем можно выделить две основные части – силовую и корректор напряжения.

Силовая часть. Главным силовым органом у регулятора считается управляемый трансформатор УТП, у которого две первичные обмотки – токовая W_1 и обмотка напряжения W_n , вторичная W_2 и обмотка управления W_y , к которой подключается корректор напряжения.

Обмотка W_2 через выпрямитель ВС подключается к обмотке возбуждения возбудителя. Токовая обмотка W_1 питается от трансформаторов тока генератора фаз А и С, собранных в схему «восьмерки».

Обмотка напряжения W_n питается через балластное индуктивное сопротивление дросселя ДФ. от повышающего трансформатора АТ.

Этот трансформатор поддерживает нормальные условия работы цепи напряжения УТП и сильно уменьшает емкость конденсаторов «СК», которые предназначены для снижения тока, потребляемого от ТН. Обмотка W_n включена через дроссель ДФ, следовательно, угол сдвига фаз между напряжением и током на ней будет равен приблизительно 90^0 и соответственно результирующая величина тока в обмотке W_2 зависит как от тока статора так и от угла «ф», следовательно компаундирование может называться фазным. При верно подобранном сочетании фаз тока и напряжения питания обмоток УТП ток на выходе регулятора при постоянной величине тока генератора должен расти при уменьшении коэффициента мощности генератора в квадрате индукции. Так как при холостом ходе и при небольшой нагрузке генератора, составная часть питания УТП по току генератора мала, то задача обмотки W_n состоит также в обеспечении состояния регулятора поддерживать напряжение на генераторе в данных режимах. Для подмагничивания УТП в нем находится управляющая обмотка W_u , которая включается на выход корректора напряжения.

Корректор напряжения. В его измерительную часть входит трансформатор ТИ, выпрямители линейного ВЛЭ и нелинейного НЛЭ элементов и сопротивления R_u .

Измерительный трансформатор ТИ представляет собой трехфазный трансформатор, работающий в зоне насыщения с одной первичной и двумя вторичными обмотками (W_1 , $W_{лэ}$, $W_{нэ}$).

Вторичные обмотки:

- $W_{лэ}$ собраны в схему звезды, ЭДС которой пропорциональна напряжению питания ТИ;

- $W_{нэ}$ собраны в схему разомкнутого треугольника и реагирует на ЭДС третьей гармоники, появляющейся при насыщении ТН в области повышенного напряжения питания ТИ.

Ток с обмоток $W_{лэ}$ и $W_{нэ}$ через выпрямители подается на управляющую обмотку магнитного усилителя W_{u1} и W_{u2} и результирующие ампер-витки

управления усилителем, создаваемые данными обмотками, будут пропорциональны разности ампер-витков линейных и нелинейных элементов.

Магнитный усилитель МУ корректора представляет собой одноконтурный магнитный усилитель с внутренней W_p и внешними W_{oc1} , $W_{кз}$, W_{oc2} обратными связями и предназначен для усиления маломощных сигналов измерительного органа корректора. Выход усилителя является выходом корректора.

Установочный автотрансформатор УАТ служит для принудительного измерения напряжения корректора. УАТ имеет ручной и электродвигательный привод.

Органы управления возбуждением. Режимный ключ АРВ имеет четыре фиксированных положения: (6ПУ – для ТГ-6, 7; 2ПУ – для ТГ-3.)

Положение «Отключено»:

- токовые цепи закорочены;
- цепи напряжения АРВ разобраны;
- цепь включения контактора форсировки разобрана.

В этом положении ключа управление возбуждением генератора возможно только при помощи шунтового реостата (ШР).

Положение «Форсировка»:

- токовые цепи АРВ закорочены;
- цепи напряжения АРВ разобраны;
- цепь включения контактора форсировки собрана.

В этом положении ключа управление возбуждением генератора возможно только при помощи шунтового реостата. В случае падения напряжения статора до $U = 0,85U_n$ с помощью реле включается форсировка.

Положение «Форсировка и АРВ»:

- токовые цепи регулятора подключены к Т.Т. генератора;
- цепи напряжения регулятора подключены к ТН генератора;
- цепь включения контактора форсировки собрана.

В этом положении ключа управление возбуждением генератора производится автоматически РВА-62. В случае падения U статора до $U = 0,85U_n$ релейно включается форсировка.

Положение «АРВ»:

- токовые цепи регулятора подключены к Т.Т.;
- цепи напряжения регулятора подключены к ТН генератора;
- цепь включения контактора форсировки разобрана.

В этом положении ключа управление возбуждением генератора производится автоматически РВА-62. Релейная форсировка не работает.

Основной недостаток: быстродействие по сравнению с другими системами является невысоким. Поэтому такие системы могут быть применены лишь для возбуждения турбогенераторов, к которым не предъявляют повышенных требований в отношении устойчивости.

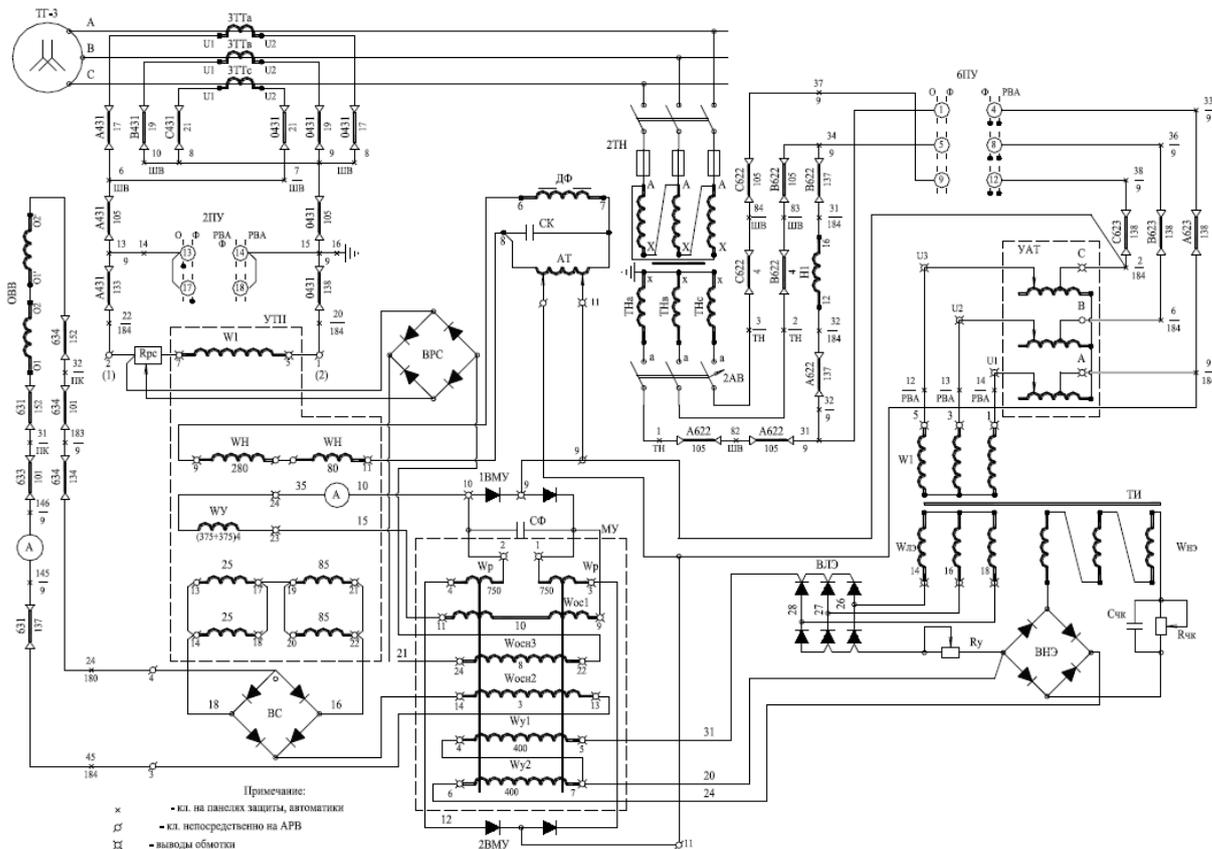


Рисунок 1 – Электромашинное возбуждение с регулятором РВА-62

2.2 Высоочастотная полупроводниковая система возбуждения с устройством силового компаундирования и регулятором ЭПА-120

Модернизированная высокоочастотная полупроводниковая система возбуждения с устройством силового компаундирования и регулятором типа ЭПА-120 предназначена для возбуждения и автоматического регулирования напряжения турбогенераторов типа ТВФ-120 (ТГ-8; 9).

Она рассчитана на обеспечение в длительных режимах с превышением на 10% номинальных параметров возбуждения турбогенератора. Система обеспечивает увеличение напряжения и тока возбуждения сверх допустимых по величине и длительности не менее указанных в инструкции по эксплуатации генератора. Предельный режим возбуждения – двукратный по отношению к номинальному, обеспечивается в течении 20 сек.

В системе предусмотрено два канала управления возбуждением: автоматический (АРВ) и ручной режим. Нормально в работе должен находиться АРВ. На ручном режиме осуществляется начальный пуск системы, также ручной режим используется при неисправностях АРВ и в специальных режимах при испытаниях турбогенератора.

Переход с ручного режима на АРВ осуществляется вручную с пульта панели управления генератора. Переход с режима АРВ на ручной может осуществляться или вручную с пульт - панели управления генератора, или автоматически в аварийных режимах: при превышении допустимой длительности форсировки (защита ротора от перегруза) либо при отключении защитного автомата ЗАВ в канале напряжения АРВ.

При работе с АРВ система обеспечивает: автоматическое поддержание напряжения генератора на заданном уровне с отклонением не более 2% при изменении реактивной нагрузки от нуля до номинальной; форсирование возбуждения турбогенератора до двукратного номинального уровня при невосстанавливаемом снижении напряжения генератора на 4% и более; автоматическое снятие форсировки в случае превышения допустимой

длительности, путём перевода на работу «ручное регулирование»; величину номинальной скорости нарастания напряжения на кольцах ротора генератора при форсировке 4÷6 с. в случае невозможности восстановления напряжения генератора на 5% и более; возможность изменения напряжения отключенного от сети генератора от $0,9U_n$ до $1,1U_n$. При работе генератора в сети при номинальном уровне напряжения на сборных шинах станции – возможность изменения реактивной нагрузки от 10÷20 МВАр в режиме потребления из сети, до не менее 80÷100 МВАр в режиме выдачи в сеть.

При работе в режиме «ручное регулирование» система обеспечивает:

- Возможность изменения тока ротора, отключенного от сети генератора, работающего в режимах холостого хода или короткого замыкания, от $0,5I_r$ соответствующего режима холостого хода с $U_{ст.} = U_n$ до $1,1I_r$.

- Возможность изменения реактивной нагрузки турбогенератора от 10÷15 МВАр в режиме потребления, до 60÷70 МВАр в режиме выдачи в сеть.

- При неизменном положении установочного реостата S_r поддержание уровня возбуждения турбогенератора с отклонениями в пределах не более 10÷15% заданного, при изменении нагрузки генератора от нуля до номинальной.

- Кратковременное форсирование за счёт силового компаундирования и форсирование возбудителя со стороны последовательной обмотки при коротких замыканиях в сети.

Время готовности системы к пуску значительно меньше времени разворота турбогенератора. Характер протекания начального пуска плавный (10÷15 сек.), что обеспечивает возможность оперативного контроля за процессом возбуждения и своевременного выявления возможных неисправностей.

В состав системы возбуждения входит:

- возбудитель типа ВГТ-450-500;

- трансформаторы силового компаундирования (ТК) типа ТСК-120;

- выпрямительное устройство типа ВУТГ-3000, состоящее из двух установок:

- выпрямительной установки возбудителя генератора (ВУ-ВГТ);

- выпрямительной установки трансформаторов силового компаундирования (ВУ-ТК);

- дуговые разрядники РД-2;

- панель автоматического регулирования возбуждения типа ЭПА-120 (модернизированная);

- панель короткозамыкателя (ЗВВ) в цепи силового компаундирования, типа ПКЗ с дуговыми разрядниками типа РД-2;

- панели АГП, автомата рабочего возбуждения (1ВВ), автомата резервного возбуждения (2ВВ) и панели защиты ротора;

- измерительные приборы, аппаратура управления и сигнализации.

Возбудитель ВГТ-450-500 предназначен для получения трёхфазного переменного тока частотой 500 Гц, который далее преобразуется в постоянный ток в выпрямительной установке ВУ-ВГТ и поступает в цепь ротора турбогенератора.

Ротор возбудителя выполнен из шихтованного железа, в котором выфрезеровано 10 пазов; за счёт пазов обеспечивается получение переменного магнитного потока частотой 500 Гц при вращении ротора со скоростью 3000 об/мин. Статор возбудителя имеет трёхфазную рабочую обмотку, соединённую в треугольник и три обмотки возбуждения, расположенных на четырёх полюсах:

Серийная (последовательная) обмотка возбуждения (ОСВ), включенная в цепь выпрямленного тока от ВУ-ВГТ и от ВУ-ТК. С увеличением нагрузки генератора увеличивается ток от трансформаторов силового компаундирования и соответственно увеличивается магнитный поток серийной обмотки возбуждения, и ток на выходе возбудителя.

Независимая обмотка возбуждения ОНВ-1 включена на выход АРВ и действует встречно с серийной обмоткой.

Независимая обмотка возбуждения ОНВ-2 включена так же на выход АРВ и действует согласно с серийной обмоткой.

Изменение тока в серийной обмотке происходит прямо пропорционально выходному $\approx U$ от ВГТ и току статора, причём 25% мощности возбуждения от ВГТ, а 75% токового компаундирования.

Изменение токов в независимых обмотках производится либо с помощью АРВ, либо вручную реостатом Ср.

Форсировка возбуждения генератора обеспечивается тем, что:

- увеличивается ток ротора от установки силового компаундирования при увеличении тока статора генератора;

- увеличивается ток и напряжение на выходе возбудителя, так как увеличивается ток в серийной обмотке и в независимой согласной обмотке ОНВ-2 при одновременном уменьшении тока в независимой обмотке ОНВ-1.

Ток ротора генератора представляет две составляющие:

- Выпрямительный ток установки силового компаундирования ВУ-ТК;
- Выпрямительный ток возбудителя от установки ВУ-ВГТ.

В режиме холостого хода ток ротора генератора обеспечивается только возбудителем ВГТ. При отключенной установке силового компаундирования возбудитель ВГТ обеспечивает до 25% номинального тока ротора генератора.

Технические данные возбудителя:

Тип	ВГТ-450-500
Номинальная мощность	450 кВт А
Номинальный ток	480 А
Номинальное напряжение	280 В
Скорость вращения	3000 об/мин.
Частота	500 Гц

Выпрямительное устройство ВУТГ-3000 состоит из следующих основных узлов:

- шкафа выпрямительной установки возбуждителя генератора – ВУ-ВГТ.
- шкафа выпрямительной установки силового компаундирования – ВУ-ТК.
- система охлаждения шкафов выпрямителей:
 - рабочий вентилятор на каждый шкаф;
 - резервный вентилятор на оба шкафа;
 - водяные охладители воздуха в каждом шкафу;
- шкаф управления вентиляторами.

Каждый шкаф представляет собой выпрямитель, выполненный по схеме трёхфазного моста, собранного на силовых неуправляемых кремниевых вентилях типа ВК 2-200-5.

В каждом шкафу расположено 12 блоков и 3 индуктивных делителя тока. Блоки, принадлежащие к одной фазе, расположены в одной горизонтальной плоскости. Каждая фаза выпрямителя состоит из 4-х плеч, в каждом плече 6 параллельных ветвей, в каждой ветви по 2 последовательно включенных вентиля.

Блоки вентиляей защищены быстродействующими предохранителями типа ПНГ, номинальный ток которого – 400 А. Предохранители установлены на каждой ветви. Блоки вентиляей вынимаются для замены.

Индуктивный делитель тока (ИДТ), предназначенный для равномерного распределения тока по ветвям вентиляей, стоит на входе переменного напряжения на каждой фазе.

Для контроля электрических характеристик вентиляей на каждом блоке имеется штепсельный разъём, через который подключается переносная измерительная панель.

Рабочие вентиляторы включаются автоматически при одновременном включении автомата рабочего возбуждения 1ВВ и автомата гашения поля генератора АГП, либо вручную при опробовании. Рабочие вентиляторы

отключаются автоматически при отключении АГП или автомата рабочего возбуждения.

Резервный вентилятор включается автоматически:

- при повышении температуры охлаждающего воздуха в любом шкафу выше 500С (1ЭКТ; 2ЭКТ-2; 3ЭКТ; 4ЭКТ);
- при снижении давления охлаждающей воды до 0,5 ати (в любом теплообменнике);
- при отключении рабочего вентилятора, что фиксируется ветровым реле 1ВР, 2ВР, установленными внутри каждого шкафа.

Схема охлаждения шкафов при работе рабочего или резервного вентилятора представлена на рисунке 2.

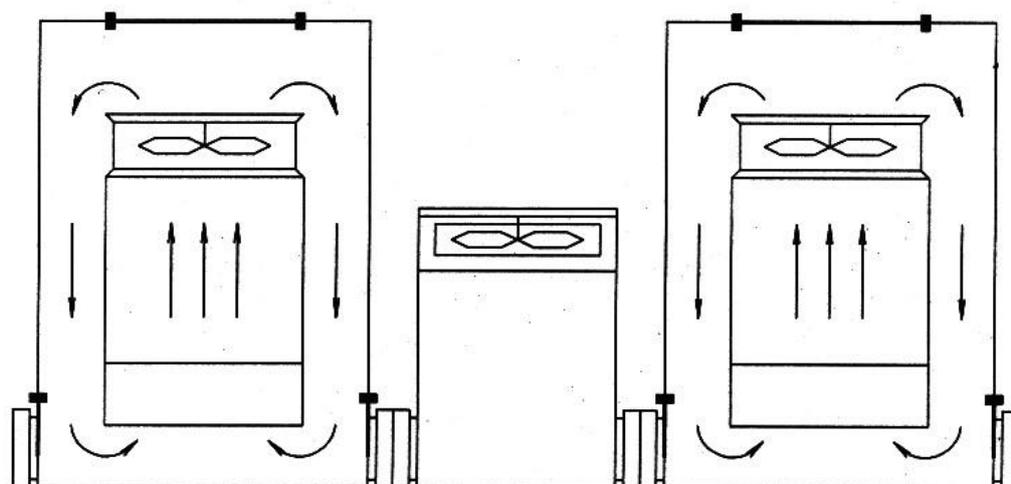
Автоматическое включение резервного вентилятора происходит только при включенных автоматах 1ВВ и АГП, и при положении ключа ПБ на шкафу управления вентиляторов в «сблокировано».

При включении резервного вентилятора заслонки данного шкафа автоматически становятся в положение – разомкнутый цикл охлаждения.

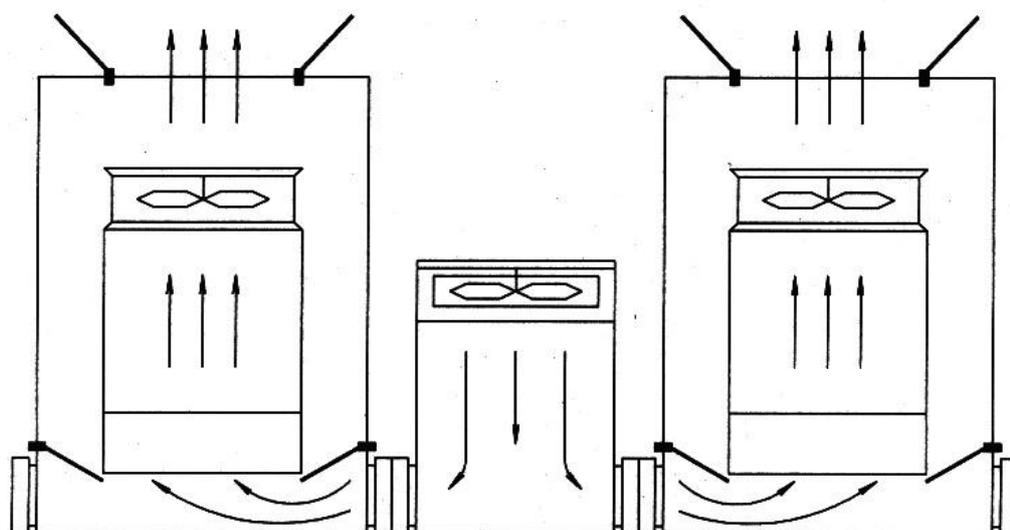
Отключается резервный вентилятор вручную, кнопкой ЗКУ в камере АГП на шкафу управления вентиляторов.

Технические характеристики выпрямительной установки:

Тип	ВУТГ-3000
Мощность установленных вентилялей	6000 кВт
Номинальный выпрямительный ток	3000 А
Ток в режиме форсировки	5800 А
Номинальное выпрямительное напряжение	470 В
Напряжение в режиме форсировки	940 В
Длительность форсировочного режима	30 сек.
Частота питающего напряжения	500 Гц
КПД	0,95



а) Замкнутый цикл охлаждения
(рабочий режим)



б) Разомкнутый цикл охлаждения
(аварийный режим)

Рисунок 2 – Схема охлаждения шкафов при работе рабочих или резервного вентилятора

Технические данные электродвигателей вентиляторов:

Тип	АО51-4А
Номинальная мощность	4,5 кВт
Номинальный ток	17/10 А
Номинальное напряжение	220/380 В
Схема соединения обмотки	«звезда»
Число оборотов	1440 об/мин.

Дуговые разрядники (РД-2) многократного действия предназначены для защиты от перенапряжений обмоток возбуждения синхронных машин.

Регулировка напряжения срабатывания производится путём изменения давления внутри разрядника. При наладке установлено напряжение срабатывания 620÷650 В, что соответствует следующему разряжению в разряднике по показаниям вакуумметра, установленного на разрядниках:

Таблица 2 – Установки срабатывания разрядников

	Для ТГ-8	Для ТГ-9	Для ТГ-10
Фаза А	-0,93 кг/см	- 0,98 кг/см	- 0,99 кг/см
Фаза В	- 0,938 кг/см	- 0,93 кг/см	- 0,97 кг/см
Фаза С	- 0,937 кг/см	- 0,96 кг/см	- 0,99 кг/см

Разрядник состоит из двух кольцеобразных концентрических электродов, постоянных магнитов, изоляционных прокладок, помещённых в герметично закрытом корпусе. Для измерения внутреннего давления разрядника на его корпусе имеется вакуумметр. Под воздействием магнитного поля, создаваемого постоянными магнитами, электрическая дуга, возникающая при пробое межэлектродного промежутка, движется по рабочей поверхности электродов.

Откачка воздуха из корпуса разрядника производится через пробку в нижней части штуцера, установленного на левой стороне разрядника.

Техническое обслуживание разрядников проводится не реже одного раза в год, необходимо проверять величину сопротивления изоляции и напряжения срабатывания. При величине сопротивления изоляции ниже 5 Мом разрядник необходимо установить на сушку при температуре $100\div 120^{\circ}\text{C}$ на $2\div 4$ часа.

Внеочередная проверка сопротивления изоляции и напряжения срабатывания производится после неоднократного прохождения через разрядник предельных сопровождающих токов. Разборка разрядников без необходимости не рекомендуется.

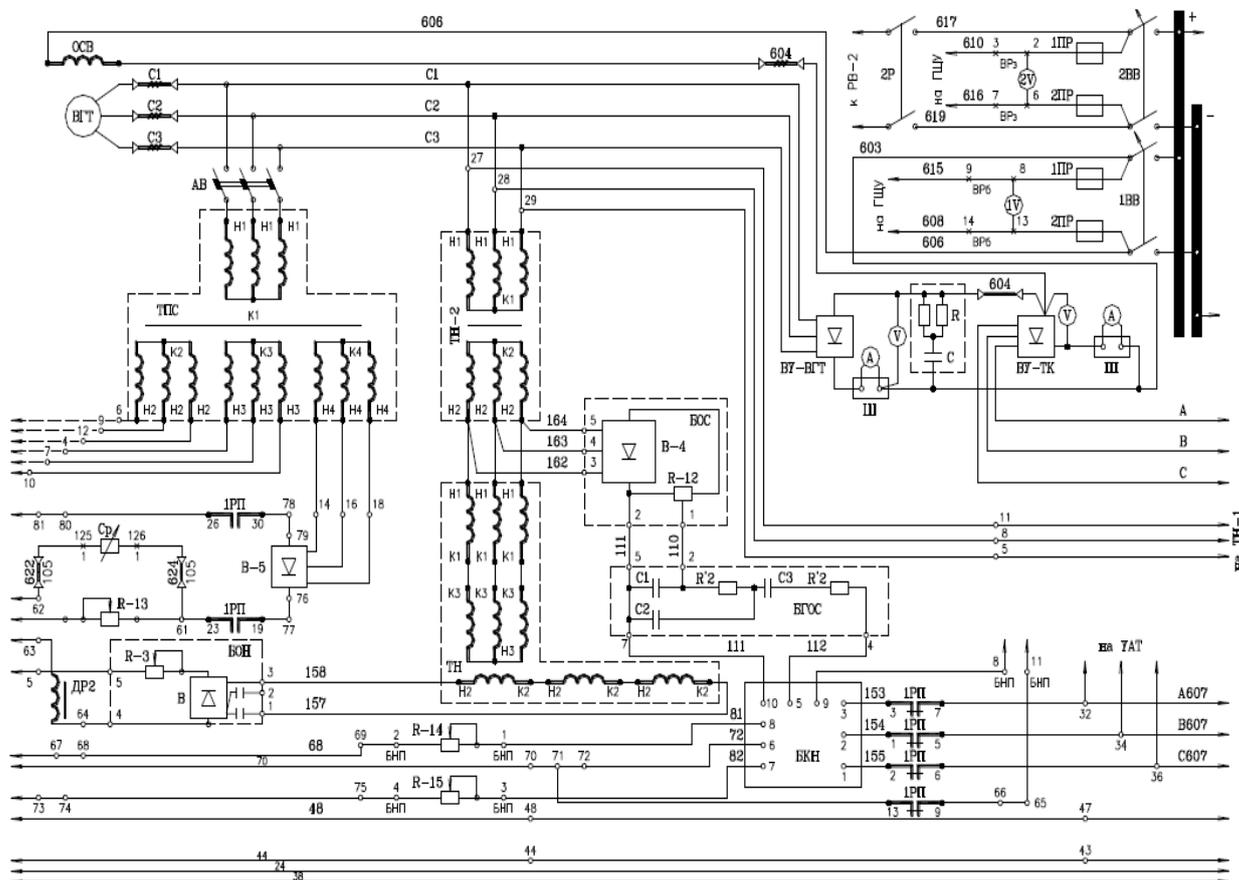
Технические данные дуговых разрядников РД-2. Номинальное напряжение 1000 В постоянного тока. Уставка напряжения срабатывания регулируется в пределах от 1500 до 3000 В (амплитудное значение). Разрядники допускают прохождение сопровождающего тока с амплитудой до 5000 А при среднем значении до 1000 А в течении 1 сек. И допускают в процессе эксплуатации до 4-х срабатываний.

Питание панели ЭПА-120 осуществляется от силового трансформатора ТПС, стоящего отдельно в камере АГП. Трансформатор получает питание от ВУ-ВГТ переменное трёхфазное, частотой 500 Гц.

В состав панели входит:

- Схема ручного регулирования: отдельная обмотка трансформатора ТПС, выпрямитель В-5, реостат ручного регулирования Ср, сопротивления R4, R13, R17, R18.
- Измерительный элемент (трансформатор напряжения ТН), от которого питается установочный автотрансформатор (АТ), промежуточный трансформатор ТН-3 и блок корректора по напряжению (БКН).
- Величина напряжения статора генератора (установка АРВ) определяется положением установочного автотрансформатора АТ, имеющего дистанционное управление при помощи ключа 5КР на пульт-панели управления генератора.

- Магнитный усилитель согласованный (1МУ-2, 2МУ-2, 3МУ-2) с выпрямительным устройством В-2, работающий на согласованную обмотку независимого возбуждения ОНВ-2 возбудителя.
- Магнитный усилитель рассогласованный (1МУ-1, 2МУ-1, 3МУ-1) с выпрямительным устройством В-1, работающий на встречную обмотку независимого возбуждения ОНВ-1 возбудителя.
- Блок обратной связи (БОС) с выпрямителями В-4, подключенный к выводам возбудителя через промежуточный трансформатор ТН-2.
- Блок гибкой обратной связи (БГОС) – сопротивления R2, конденсаторы C1, C2, C3.
- Блок ограничения напряжения (БОН) на выводах возбудителя – выпрямителя В, сопротивления R3, питающийся от промежуточного трансформатора ТН-2 и трансформатор выделения 3-й гармоники ТИ.



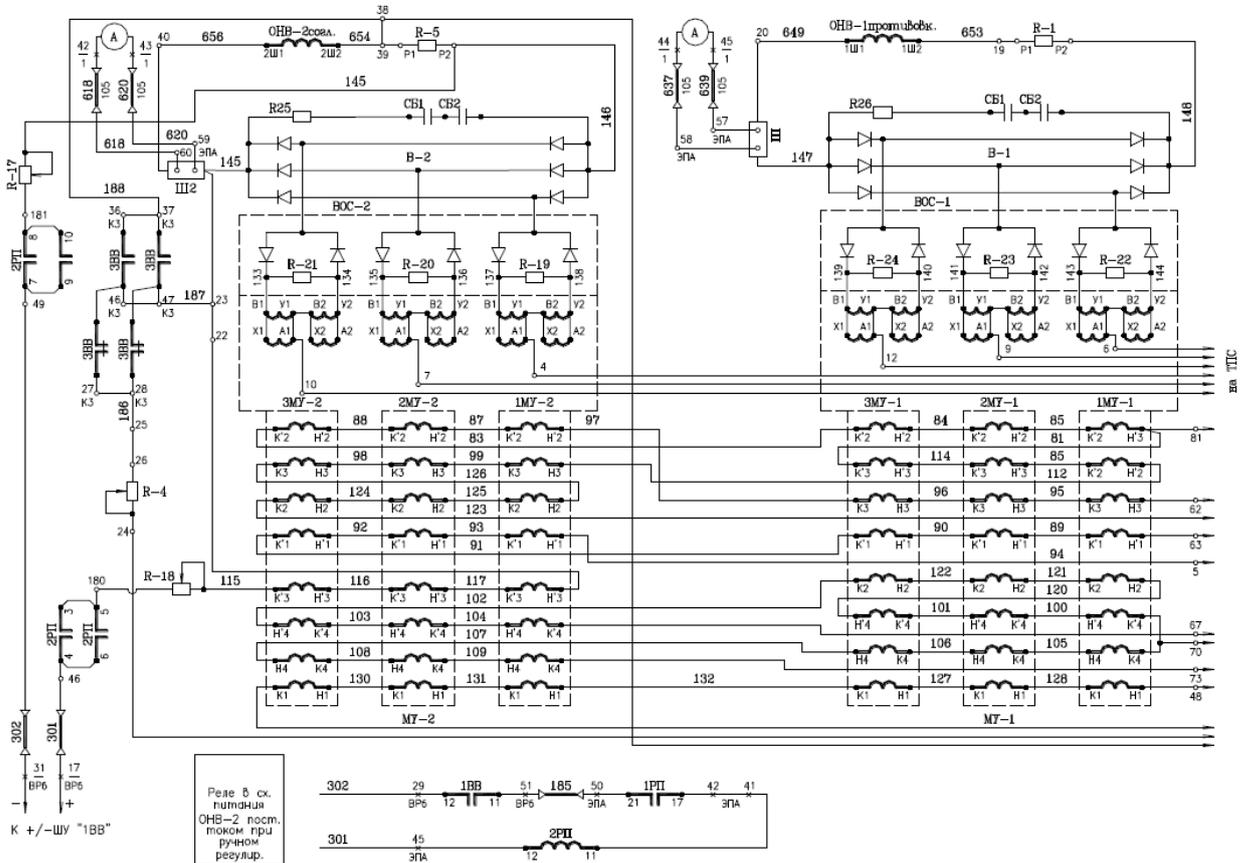
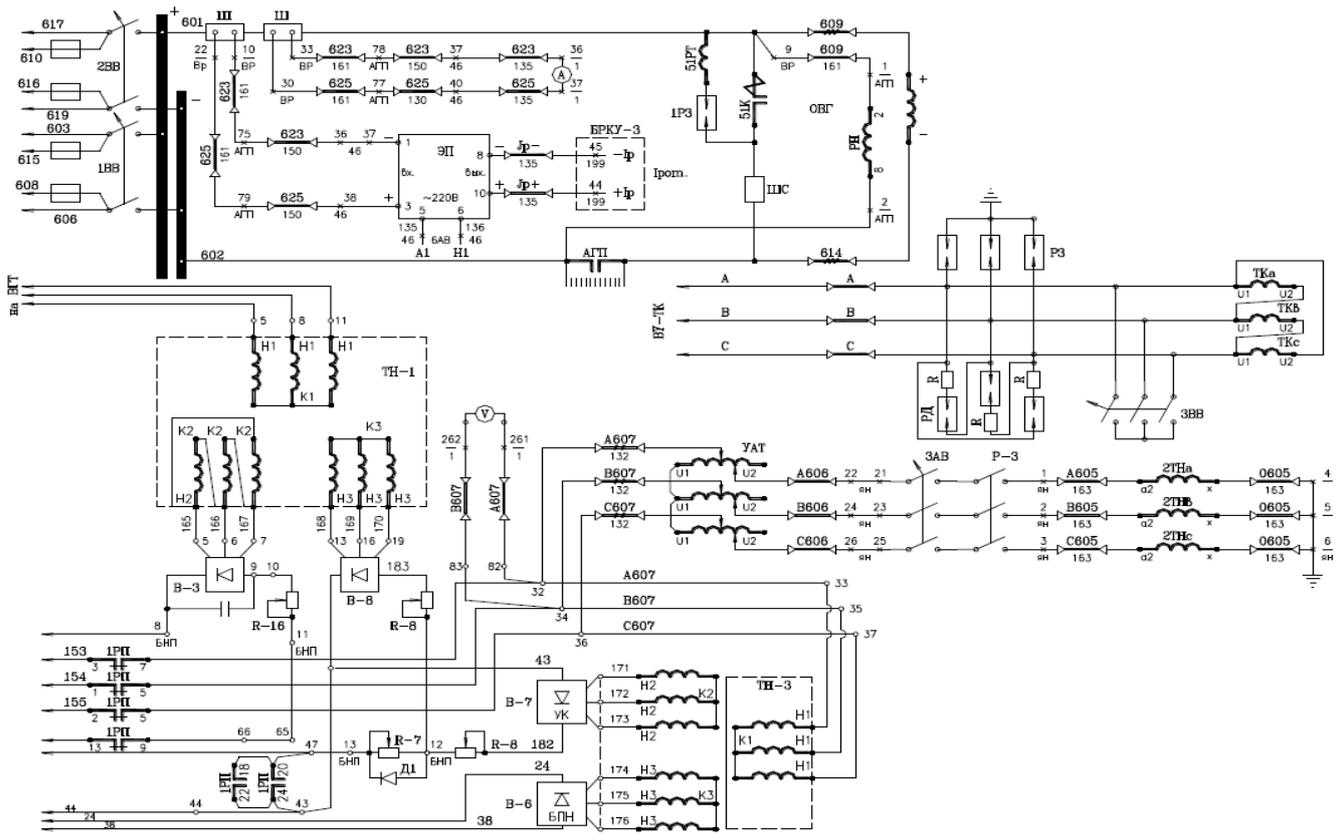


Рисунок 3 – Высокочастотная полупроводниковая система возбуждения с устройством силового компаундирования и регулятором ЭПА-120

Основной недостаток: Большие трудности подвода постоянного тока большой величины к обмотке возбуждения генератора, так как в данной системе используется щеточно-контактный аппарат. Также данная система является медленнодействующей, однако по сравнению с электромашинными системами постоянного тока ее быстродействие выше.

2.3 Система тиристорного самовозбуждения

Основные технические данные тиристорного возбуждения ТГ типа СТС-300-2000-2,5 УХЛ4:

Номинальное напряжение $U = 300\text{В}$;

Предельное напряжение возбуждения $U = 670\text{В}$;

Номинальный ток возбуждения $I = 2000\text{ А}$;

Предельный ток возбуждения $I = 3640\text{ А}$;

Номинальная мощность возбуждения $P = 600\text{ кВт}$;

Предельная мощность возбуждения $P = 2440\text{ кВт}$.

К.П.Д. = 95,95%

Кратность форсировки по напряжению возбуждения, о.е.,
не менее:

- при номинальном напряжении питания - 2,5;

- при 80% от номинального напряжения питания - 2,0.

Кратность форсировки по току по отношению к номинальному току возбуждения, о.е., не менее - 2,0.

Максимальная длительность форсировки $t = 50\text{ сек}$.

Допустимая длительность режима форсировки не более $t = 20\text{ сек}$.

Питание блока начального возбуждения:

- переменное $3 \times 380\text{В}$ со сборки СБ №100Н,

- постоянное - 220В со сборки пост. тока ТГ-1 АМН.

Напряжение цепей управления - постоянный ток 220В с допустимыми отклонениями $\pm 10\%$.

Предельное значение температур окружающего воздуха в помещении СТС (камера АГП) $+5^{\circ}\text{C} \div + 40^{\circ}\text{C}$.

Система возбуждения СТС предназначена для питания выпрямленным автоматически регулируемым током обмотки возбуждения синхронного генератора (обмотки ротора).

Система возбуждения поддерживает следующие режимы работы генератора:

- запуск, начальное возбуждение и включение в сеть методом точной (автоматической и ручной) синхронизации в номинальных режимах работы энергетической системы;
- режим работы на холостом ходу и режим генератора в электросистеме с нагрузками начиная с холостого хода и до номинальной, также при перегрузках согласно ПТЭ;
- остановку генератора в нормальных и аварийных режимах;
- переходные аварийные режимы (КЗ, набор и сброс нагрузки);
- режимы работы и параметры возбуждения генератора при всем числе или при выходе из работы одной параллельной ветви в любом (или каждом) суммарном одноименном плече параллельно включенных преобразователей при их совместной работе.

Система возбуждения в режиме автоматического регулирования возбуждения обеспечивает:

- регулировку током возбуждения по отклонению Уст генератора от величины, заданной уставкой. И корректировка этого регулирования в зависимости от ускорения отклонения Уст; скорости изменения и ускорения изменения частоты сети; ускорения изменения тока возбуждения; величины реактивной мощности; неисправностях в системе возбуждения генератора;
- дистанционное корректирование уставки напряжения генератора в

пределе от 80 до 110% от номинальных значений;

- форсировку возбуждения с установленной кратностью и снятие возбуждения при ошибках в электросистеме;
- снятие возбуждения и гашение поля при номинальном останове генератора и срабатывании защиты от КЗ на стороне выпрямленного тока переводом тиристорных преобразователей в инверторный режим. (Под термином «инверторный режим» понимается: мгновенная отдача электромагнитной энергии, запасенной в обмотке возбуждения, в силовую сеть переменного тока через тиристорные преобразователи V1 и V2);
- гашение поля в аварийных режимах автоматом гашения поля (АГП);
- ограничение тока возбуждения 2-х кратной величиной относительно к номинальному току возбуждения без выдержки времени, а также ограничение перегрузок по току возбуждения по зависимой от времени характеристике;
- ограничение минимального тока возбуждения по характеристике ОМВ генератора (характеристика ОМВ - ограничение минимального тока возбуждения в зависимости от величины активной мощности генератора и величины реактивной мощности, потребляемой генератором из сети);
- работу генератора в системе группового регулирования реактивной мощности (не используется).

Режимы работы генератора с номинальной активной мощностью и углом $\cos \varphi = 1$ автоматически задаются при следующих неисправностях СТС:

- потеря проводимости в одном из плеч преобразователя V1 или V2;
- работа на одном преобразователе.

Система состоит из следующих элементов: силового преобразовательного трансформатора TV - трансформатора возбуждения типа ТСЗП-1600/15 мощностью $S = 1609$ кВА на напряжение $U_1/U_2 = 6,3/0,57$ кВ, $I_n = 148/1630$ А. Трансформатор TV кабелем жестко подключен к шинам шинного моста генератора. Этот трансформатор питает два тиристорных преобразователя V1 и V2 и два трансформатора собственных нужд TL1, TL2. Регулируемые

тиристорные преобразователи V1 и V2 подключены к TV двумя рубильниками QS1 и QS2 вместе с трансформаторами с.н. TL1, TL2 (тиристорного возбуждения). TL1, TL2 осуществляют рабочее питание цепей управления тиристорных преобразователей AV1, AV2, а так же автоматического регулятора возбуждения AVM и блока питания БП-4. Преобразователи V1 и V2, представляющие собой трехфазные управляемые мостовые выпрямители, собраны по одногрупповой схеме и соединены между собой параллельно. Каждый из преобразователей управляется индивидуальной системой управления AV1, AV2.

Имеющиеся связи между AV1, AV2 обеспечивают синхронизирование управляющих импульсов, подаваемых на тиристоры одноименных плеч преобразователей V1, V2 и равномерное распределение тока между преобразователями. Регулируемое выпрямленное напряжение от V1, V2 подается по двум параллельным ветвям через рубильники QS3 и QS4 на автомат рабочего возбуждения QR10, а далее через АГП на обмотку ротора.

Схемой предусмотрено резервирование питания цепей управления V1 и V2 от сети постоянного тока.

Работа СТС основана на следующем: регулирование тока возбуждения генератора в эксплуатационных режимах осуществляется изменением угла регулирования тиристоров в преобразователях V1 и V2. (Под термином «угол регулирования» понимается момент открытия тиристора в период положительной полуволны силового напряжения, приложенного к тиристоры).

В нормальном эксплуатационном режиме система СТС управляется автоматическим многофункциональным регулятором сильного действия AVM (АРВ СДП-1).

В случае неисправности AVM регулирование автоматически происходит на AVN. AVN-упрощенный регулятор слабого действия (БДУ-4). Перевод с AVM на AVN возможен так же при помощи ключа управления.

В случае неисправности AVM и AVN ток возбуждения автоматически устанавливается $I_b = 0,8 I_{b.ном}$. В качестве датчиков Uст., fсети, Iст., Iрот.

используются ТН и ТТ, установленные в первичных цепях статора и ротора генератора.

Работа регулятора АРВ (AVM).

Основное назначение регулятора заключается в том, что через изменение с необходимой скоростью величины тока ротора он поддерживает постоянство Уст. генератора, заданное уставкой. В регуляторе AVM заложена тепловая модель генератора.

Регулятор гарантирует:

- диапазон изменения уставок, при которых $80\%U_n < U_{ст} < 110\% U_n$;
- ограничение тока ротора двукратной величиной по отношению к номинальному току ротора генератора;
- ограничение перегрузки по току ротора по время-зависимой характеристике;
- заданный положительный или отрицательный статизм регулирования Уст. при загрузке генератора реактивной мощностью;
- работу генератора с $\cos\phi = 1$ по команде от релейной схемы возбуждения.

Гашение поля в нормальных режимах осуществляется мгновенно системой СТС, которая переводится в инверторный режим. Гашение поля в аварийных режимах осуществляется переводом СТС в инверторный режим или автоматом гашения поля АГП.

Защита обмотки ротора и преобразователей V1 и V2 от перенапряжений осуществляется тиристорным разрядником многократного прямого действия типа РТ-1 с последующим включением контактора самосинхронизации.

Работа регулятора AVN.

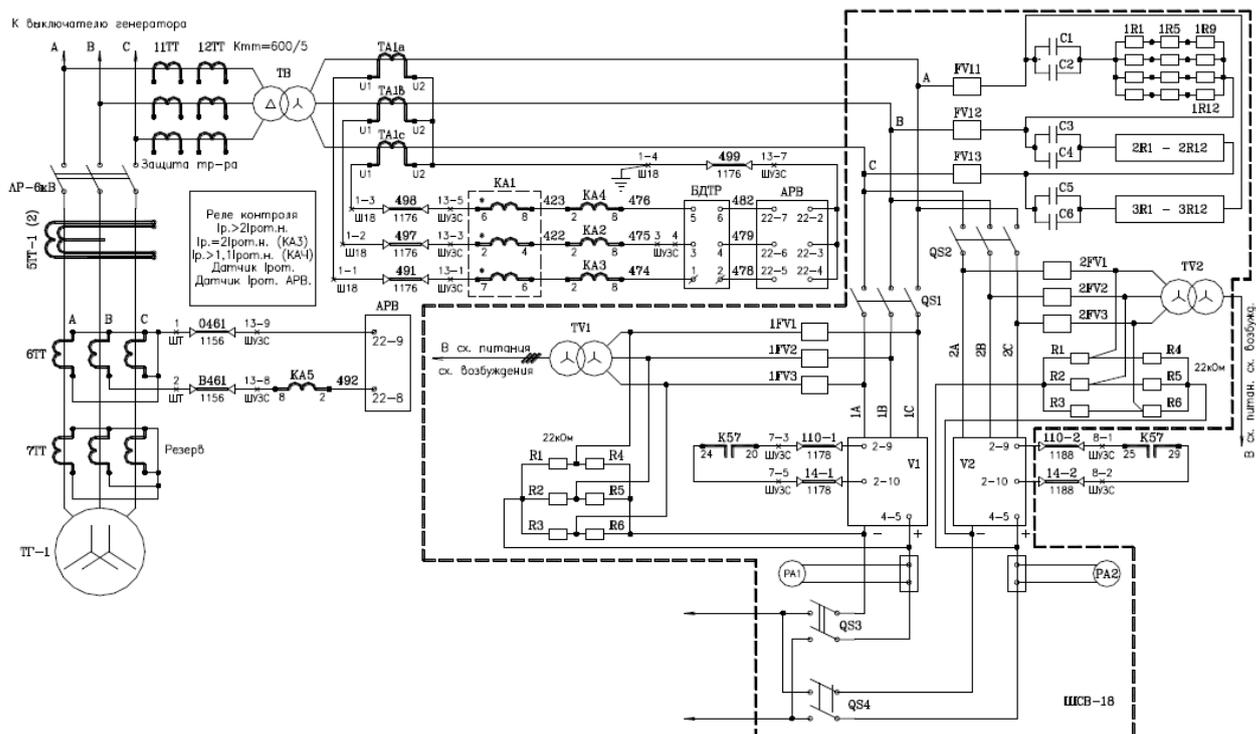
Назначение регулятора AVN в том, что он через изменение величины тока ротора поддерживает постоянство Уст. генератора, заданное уставкой. Воздействие AVN на систему возбуждения в 5 раз слабее, чем воздействие AVM. AVN не может создавать режим форсировки, не может следить за реактивной мощностью генератора, не может реализовать характеристику

ОМВ. В нем не заложена тепловая модель генератора. Поэтому работа на AVN возможна кратковременно, во время проверок AVM на работающей машине или в аварийных ситуациях.

Диапазон изменения уставок в режиме работы от AVN:

$$0,85U_{ном.} < U_{ст.г.} < 1,1U_{ном.}$$

Уставка задается дистанционно с ГЩУ. Начальное возбуждение в режиме от AVN осуществляется мгновенно до $U_{ст.} = 0,82 \div 0,85U_{ном.}$. Перевод на работающей машине с режима AVM на режим AVN и обратно осуществляется без изменения уставки (не должно наблюдаться сильных бросков реактивной мощности и изменения $U_{ст.}$ генератора).



возбуждение должно осуществляться от постороннего источника, поскольку остаточное напряжение генератора недостаточно.

После проведенного анализа, изучения журнала дефектов и долгосрочных наблюдений в процессе эксплуатации, принято решение о том, что в необходимости модернизации нуждается именно система тиристорного самовозбуждения.

В первую очередь эта модернизация должна осуществляться за счет применения современных микропроцессорных аппаратов, требующих значительно меньшего времени на обслуживание. Это является эффективным решением вопроса по улучшению технико-экономических показателей эксплуатации турбогенератора.

3 Определение параметров электрической схемы системы возбуждения

3.1 Расчет тиристорного выпрямителя обмотки возбуждения

3.1.1 Расчет и выбор трансформатора

Расчет силовых элементов управляемого выпрямителя производится по заданным значениям U_d и I_d . Силовой трансформатор выбирается по расчетному значению токов I_1 и I_2 , напряжению U_2 и типовой мощности S_T .

Расчетное напряжение вторичной обмотки трансформатора определяется по формуле:

$$U_{2\phi} = k_u k_s k_a k_R U_{dH} \quad (3.1)$$

$$U_{2\phi} = k_u k_s k_a k_R U_{dH} = 0,427 \cdot 1,05 \cdot 1,05 \cdot 1,1 \cdot 300 = 155,35 \text{ В}$$

С учетом режима форсировки:

$$U_{2\phi} = k_u k_s k_a k_R U_{dH} = 0,427 \cdot 1,05 \cdot 1,05 \cdot 1,1 \cdot 670 = 346,95 \text{ В}$$

где k_u – расчетный коэффициент, характеризующий отношение $U_{2\phi} / U_{d0}$ (0,427);

k_s – коэффициент запаса по напряжению, учитывающий возможное снижение напряжения до $U = 0,9U_d$: $k_s = (1,05 \div 1,1)$;

k_R – коэффициент запаса по напряжению, учитывающий падение напряжения в обмотках трансформатора и в вентилях;

k_a – коэффициент запаса, учитывающий неполное открывание вентиля при максимальном управляющем сигнале, $k_a = (1,05 \div 1,1)$.

Расчетное значение тока вторичной обмотки:

$$I_2 = k_I \cdot k_i \cdot I_d \quad (3.2)$$

$$I_2 = k_1 \cdot k_i \cdot I_d = 1,05 \cdot 0,815 \cdot 2000 = 1711,5 \text{ A}$$

где k_1 — коэффициент схемы, характеризующий отношение токов $I_{2ф}/ I_d$ в идеальном выпрямителе для заданной схемы (0,815);

k_i — коэффициент учитывающий отклонение формы анодного тока вентилей от прямоугольной.

Типовая мощность силового трансформатора в номинальном режиме определяется следующим образом:

$$S_T = k_s k_\alpha k_i k_s k_R U_d I_d \quad (3.3)$$

$$S_T = k_s k_\alpha k_i k_s k_R U_d I_d = 1,045 \cdot 1,05 \cdot 1,05 \cdot 1,05 \cdot 300 \cdot 2000 = 798414 \text{ Вт}$$

С учетом режима форсировки:

$$S_T = k_c k_\alpha k_i k_s k_R U_d I_d = 1,045 \cdot 1,05 \cdot 1,05 \cdot 1,05 \cdot 300 \cdot 4400 = 3922873,9 \text{ Вт}$$

где k_c — коэффициент схемы, характеризующий соотношение мощностей для идеального выпрямителя $S_t / U_d \cdot I_d$, ($k_c = 1,045$).

Трансформатор выбирается с учетом режима форсировки и условиям:

$$S_n \geq S_t, U_2 \geq U_{2\text{расч}}, I_2 \geq I_{2\text{расч}}$$

С учетом режима форсировки выбираем трансформатор со следующими параметрами:

Таблица 3 – Технические данные трансформатора

Тип трансформатора	ТСЗП-1600/15ВУЗ
Номинальная мощность	1600 кВА
Первичное номинальное напряжение	6,3/10,5 кВ
Вторичное номинальное напряжение	660 В
Потери холостого хода	3,5 Вт
Потери короткого замыкания	12,5 Вт
Напряжение короткого замыкания	5,8 % от номинального

3.1.2 Расчет и выбор тиристорного выпрямителя

Выбор тиристорov производится по среднему значению тока через тиристор с учетом охлаждения и величины максимального обратного напряжения:

$$I_{dcp} = K_I \frac{I_d}{k_0 m} \quad (3.4)$$

$$I_{dcp} = K_I \frac{I_d}{k_0 m} = 2 \cdot \frac{2000}{0,35 \cdot 3}$$

где K_I – коэффициент запаса по току (2-2,5);

m – число фаз выходной обмотки трансформатора (3);

k_0 – коэффициент учитывающий интенсивность охлаждения тиристора (1 – при принудительном и 0,3-0,5 при естественном воздушном охлаждении со стандартным радиатором).

Величина обратного напряжения:

$$U_{bmax} = k_z k_0 U_{d0} k_z k_{01} U_{d0} \quad (3.5)$$

$$U_{bmax} = k_z k_0 U_{d0} k_z k_{01} U_{d0} = 1,5 \cdot 1,065 \cdot (2,34 \cdot 346,95) = 1296,9 \text{ В}$$

где k_z – коэффициент запаса, по напряжению, учитывающий коммутационные всплески напряжения и возможное повышение напряжения в сети (1,5 – 1,8);
 k_0 – коэффициент обратного напряжения, зависящий от вида схемы (1,065);
 U_{d0} – напряжение выпрямителя при $\alpha = 0$.

На вентили в управляемых выпрямителях действуют сетевые и схемные перенапряжения. Схемные напряжения имеют повторный и не повторный характер. Перенапряжение относящиеся к не повторному характеру, вызвано подключением и отключением выпрямителя от сети.

В связи с проведенными расчетами по справочнику, выбираем тиристор Т253-1250 имеющим следующие параметры:

Предельный ток тиристора с типовым охладителем $I_{нк} = 1250 \text{ A}$

Допустимое обратное напряжение $U_n = 1800 \text{ B}$

Неповторяющееся напряжение $U_{нн} = 1900 \text{ B}$

Рабочее напряжение $U_p = 1296,9 \text{ B}$

При выборе емкости конденсатора RC, который является фильтром для устранения перенапряжений, вызванных одной из наиболее опасных причин, это отключение обмотки трансформатора, питающего выпрямитель во время работы на холостом ходу, или отключение тока индуктивной нагрузки выпрямителя выключателем, рекомендуется применять следующее выражение:

$$C = \frac{2}{3} \cdot \frac{U_k S_T k_n^2}{\omega_c U_{нн}^2 - U_p^2} \quad (3.6)$$

$$C = \frac{2}{3} \cdot \frac{U_k S_T k_n^2}{\omega_c U_{нн}^2 - U_p^2} = \frac{2}{3} \cdot \frac{365,4 \cdot 1600000 \cdot 4}{314 \cdot 3610000 - 1612646} = 25,75 \text{ мкФ}$$

где U_k – напряжение короткого замыкания (365,4В);

S_m – номинальная мощность трансформатора (1600кВА);

k_n – отношение тока при перегрузке к номинальному ($k_n = 2$);

ω_c – угловая частота переменного напряжения сети;

$U_{нп}$ – допустимое для вентиля значение неповторяющегося напряжения (900В)

U_p – амплитуда рабочего напряжения на вентиле (1296,9В)

Сопротивление RC – цепочки фильтра выбирается по наибольшему значению тока из условия:

$$R \leq \frac{U_{нп} - U_p}{k_n I_n} \quad (3.7)$$

$$R \leq \frac{U_{нп} - U_p}{k_n I_n} = \frac{1900 - 1296,9}{2 \cdot 1711,5}$$

где I_n – номинальный ток вторичной обмотки (1711,5 А)

3.1.3 Регулировочная и внешняя характеристики выпрямителя

Регулировочная характеристика выпрямителя с учетом режима форсировки.

Зависимость напряжения U_d от α называется регулировочной характеристикой управляемого выпрямителя.

Для трехфазного мостового выпрямителя при $\alpha \leq 60$ характеристика выражается следующей формулой:

$$U_d = U_{d0} \cos(\alpha) \quad (3.8)$$

$$U_d = U_{d0} \cos(\alpha) = 2,34 \cdot 346,95 \cdot \cos(0) = 2,34 \cdot 346,95 \cdot 1 = 811,86 \text{ В}$$

$$U_d = U_{d0} \cos(\alpha) = 2,34 \cdot 346,95 \cdot \cos(15) = 2,34 \cdot 346,95 \cdot 0,96 = 779,4\text{В}$$

$$U_d = U_{d0} \cos(\alpha) = 2,34 \cdot 346,95 \cdot \cos(30) = 2,34 \cdot 346,95 \cdot 0,86 = 698,2\text{В}$$

$$U_d = U_{d0} \cos(\alpha) = 2,34 \cdot 346,95 \cdot \cos(45) = 2,34 \cdot 346,95 \cdot 0,7 = 586,3\text{ В}$$

$$U_d = U_{d0} \cos(\alpha) = 2,34 \cdot 346,95 \cdot \cos(60) = 2,34 \cdot 346,95 \cdot 0,5 = 405,9\text{В}$$

Результаты сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Зависимость U_d от α

α	0	15	30	45	60
U_d	811,86	779,4	698,2	586,3	405,9

При $\alpha \geq 60$ и активной нагрузке характеристика выражается:

$$U_d = U_{d0}(1 + \cos(60 + \alpha)) \quad (3.9)$$

$$U_d = U_{d0}[1 + \cos(60 + 70)] = 2,34 \cdot 346,95 \cdot [1 + \cos(130)] = 2,34 \cdot 346,95 \cdot [1 + (-0,64)] = \\ = 292,2\text{В}$$

$$U_d = U_{d0}[1 + \cos(60 + 90)] = 2,34 \cdot 346,95 \cdot [1 + \cos(150)] = 2,34 \cdot 346,95 \cdot [1 + (-0,86)] = \\ = 113,6\text{В}$$

$$U_d = U_{d0}[1 + \cos(60 + 120)] = 2,34 \cdot 346,95 \cdot [1 + \cos(180)] = 2,34 \cdot 346,95 \cdot [1 + (-1)] = 0$$

Результаты сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Зависимость U_d от α ($\alpha \geq 60$)

α	70	90	120
U_d	292,2	113,6	0

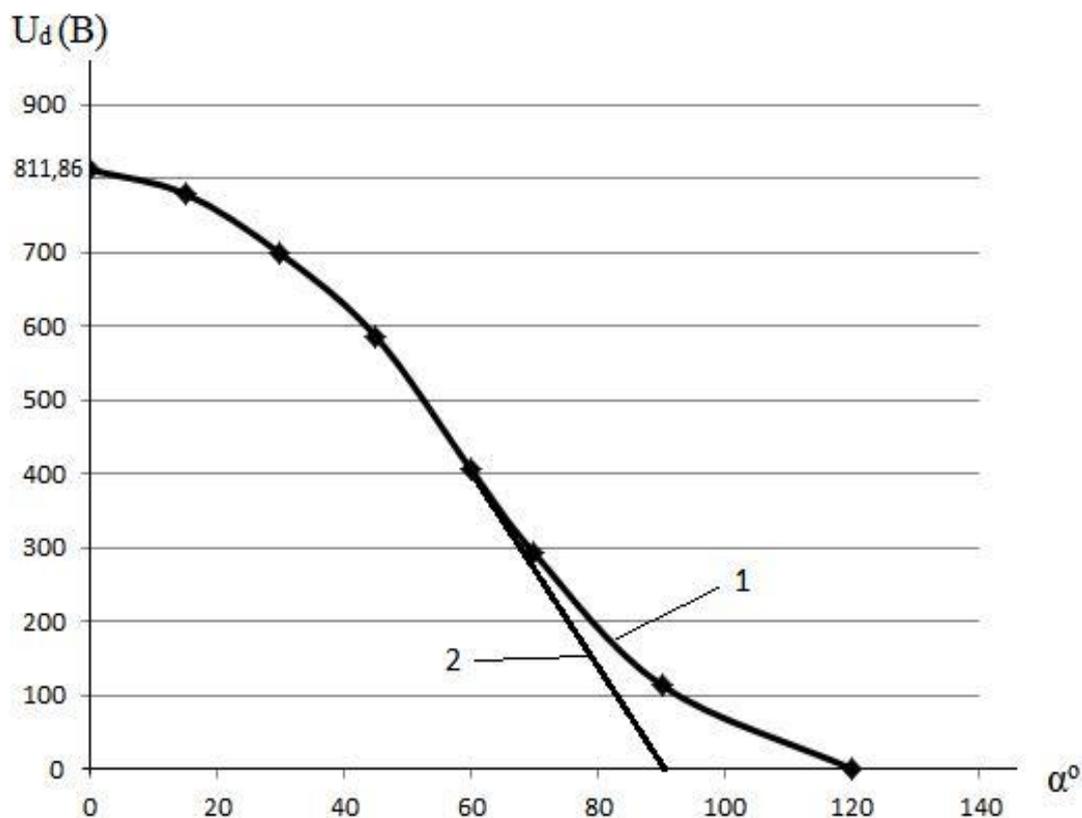


Рисунок 5 - График регулировочной характеристики выпрямителя:

1 – при чисто активной нагрузке, 2 – при $L \rightarrow \infty$

Внешняя характеристика выпрямителя.

Внешняя характеристика выпрямителя в номинальном режиме.

Внешняя характеристика строится по формуле:

$$U_d = U_{d0} \cos \alpha - \frac{3I_d X_a}{\pi} \quad (3.10)$$

$$U_d = U_{d0} \cos 60 - \frac{3I_d X_a}{\pi} = 811,86 \cdot 0,5 - \frac{3 \cdot 0 \cdot 0,02}{3,14} = 405,93\text{В}$$

$$U_d = U_{d0} \cos 60 - \frac{3I_d X_a}{\pi} = 811,86 \cdot 0,5 - \frac{3 \cdot 1000 \cdot 0,02}{3,14} = 386,8\text{В}$$

$$U_d = U_{d0} \cos 60 - \frac{3I_d x_a}{\pi} = 811,86 \cdot 0,5 - \frac{3 \cdot 2000 \cdot 0,02}{3,14} = 367,7B$$

$$U_d = U_{d0} \cos 60 - \frac{3I_d x_a}{\pi} = 811,86 \cdot 0,5 - \frac{3 \cdot 3000 \cdot 0,02}{3,14} = 348,6B$$

$$U_d = U_{d0} \cos 60 - \frac{3I_d x_a}{\pi} = 811,86 \cdot 0,5 - \frac{3 \cdot 4000 \cdot 0,02}{3,14} = 329,5B$$

где x_a – приведенное ко вторичной обмотке суммарное индуктивное сопротивление:

$$x_a = \frac{U_{k\%} \cdot U_1}{I_{1H} \cdot k_T^2 \cdot 100} \quad (3.11)$$

$$x_a = \frac{U_{k\%} \cdot U_1}{I_{1H} \cdot k_T^2 \cdot 100} = \frac{5,8 \cdot 6300}{180,16 \cdot 9,5^2 \cdot 100} = 0,02 \text{ Ом}$$

I_{1H} – ток первичной обмотки трансформатора:

$$I_{1H} = \frac{I_2}{k_T} \quad (3.12)$$

$$I_{1H} = \frac{I_2}{k_T} = \frac{1711,5}{9,5} = 180,16 \text{ A}$$

k_T - коэффициент трансформации:

$$k_T = \frac{U_1}{U_2} \quad (3.13)$$

$$k_T = \frac{U_1}{U_2} = \frac{6300}{660} = 9,5$$

Результаты сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Зависимость U_d от I_d в номинальном режиме

I_d	0	1000	2000	3000	4000
U_d	405,93	386,8	367,7	348,6	329,5

Внешняя характеристика выпрямителя с учетом режима формирования при $\alpha=0^\circ$.

$$U_d = U_{d0} \cos \alpha - \frac{3I_d x_a}{\pi} = 811,86 \cdot 1 - \frac{3 \cdot 0 \cdot 0,02}{3,14} = 811,86\text{В}$$

$$U_d = U_{d0} \cos \alpha - \frac{3I_d x_a}{\pi} = 811,86 \cdot 1 - \frac{3 \cdot 1000 \cdot 0,02}{3,14} = 792,75\text{В}$$

$$U_d = U_{d0} \cos \alpha - \frac{3I_d x_a}{\pi} = 811,86 \cdot 1 - \frac{3 \cdot 2000 \cdot 0,02}{3,14} = 773,65\text{В}$$

$$U_d = U_{d0} \cos \alpha - \frac{3I_d x_a}{\pi} = 811,86 \cdot 1 - \frac{3 \cdot 3000 \cdot 0,02}{3,14} = 754,53\text{В}$$

$$U_d = U_{d0} \cos \alpha - \frac{3I_d x_a}{\pi} = 811,86 \cdot 1 - \frac{3 \cdot 4000 \cdot 0,02}{3,14} = 735,42\text{В}$$

Результаты сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Зависимость U_d от I_d при $\alpha=0^\circ$

I_d	0	1000	2000	3000	4000
U_d	811,86	792,75	773,65	754,53	735,42

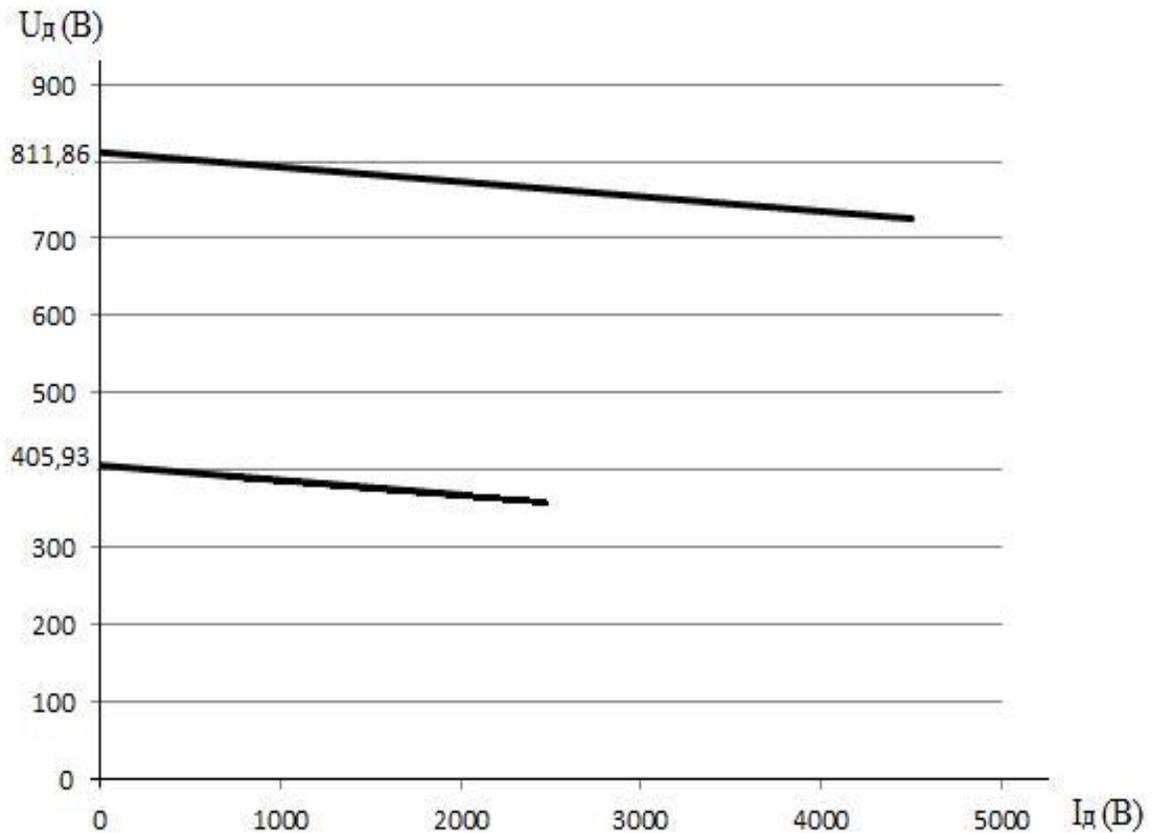


Рисунок 6 - График внешней характеристики выпрямителя

3.1.4 Коэффициент полезного действия выпрямителя

КПД выпрямителя характеризуется отношением отдаваемой в нагрузку активной мощности, и полной активной мощности, потребляемой установкой из питающей сети.

Активные потери в схеме выпрямителя складываются из следующих составляющих:

Суммарных потерь в питающем трансформаторе:

$$P_{\Sigma} = P_{xx} + k_{nm}^2 P_{кз} \quad (3.14)$$

$$P_{\Sigma} = P_{xx} + k_{nm}^2 P_{кз} = 3,5 + 12,5 \cdot 1 = 16 \text{ Вт}$$

где P_{xx} – потери холостого хода;

$P_{кз}$ – потери короткого замыкания;

$k_{нт}$ – коэффициент нагрузки трансформатора, $I_2 / I_1 = 1$.

Потери в вентилях определяются следующим образом:

$$\Delta P_b = m \Delta U_a I_a \quad (3.15)$$

$$\Delta P_b = m \Delta U_a I_a = 4 \cdot 1,8 \cdot 1250 = 9000 \text{ Вт}$$

где m – количество вентилях в схеме выпрямителя;

ΔU_a – падение напряжения на вентилю;

I_a – средний ток протекающий через вентилю.

При идеальном сглаживании выпрямленного тока КПД выпрямителя может быть представлен в следующем виде:

$$\eta = \frac{P_d}{P_d + P_\Sigma + \Delta P_b} \quad (3.16)$$

$$\eta = \frac{P_d}{P_d + P_\Sigma + \Delta P_b} = \frac{600000}{600000 + 16 + 9000} = 0,98$$

где P_d – мощность на выходе выпрямителя, $U_d \cdot I_d = 300 \cdot 2000 = 600000$ Вт;

P_Σ – потери на трансформаторе;

ΔP_b – потери на выпрямителе.

3.2 Высшие гармоники в кривой выпрямленного напряжения и первичного тока выпрямителя

Кривая выпрямленного напряжения имеет две составляющие: постоянная, которая равна среднему выпрямленному напряжению, и

переменная, она состоит из определенного спектра гармоник, в случае, когда выпрямитель работает с большей индуктивностью, его ток непрерывен и регулировочная характеристика для каждой основной схемы выражается одной формулой:

$$U_d = U_{d0} \cdot \cos\alpha \quad (3.17)$$

Это означает, что для того чтоб найти амплитуду высших гармоник выпрямленного напряжения, можно применить общую формулу:

$$U_{mn} = U_{d0} \cdot \cos\alpha \cdot \frac{2}{m^2n^2 - 1} \cdot \frac{1}{1 + m^2n^2 \operatorname{tg}^2\alpha} \quad (3.18)$$

$$U_{mn} = U_{d0} \cdot \cos\alpha \cdot \frac{2}{m^2n^2 - 1} \cdot \frac{1}{1 + m^2n^2 \operatorname{tg}^2\alpha} = 811,86 \cdot 0,5 \cdot \frac{2}{6^21^2 - 1} \cdot \frac{1}{1 + 6^21^2 \operatorname{tg}^260} = 242,2 \text{ В}$$

$$U_{mn} = U_{d0} \cdot \cos\alpha \cdot \frac{2}{m^2n^2 - 1} \cdot \frac{1}{1 + m^2n^2 \operatorname{tg}^2\alpha} = 811,86 \cdot 0,5 \cdot \frac{2}{6^23^2 - 1} \cdot \frac{1}{1 + 6^23^2 \operatorname{tg}^260} = 78,4 \text{ В}$$

$$U_{mn} = U_{d0} \cdot \cos\alpha \cdot \frac{2}{m^2n^2 - 1} \cdot \frac{1}{1 + m^2n^2 \operatorname{tg}^2\alpha} = 811,86 \cdot 0,5 \cdot \frac{2}{6^25^2 - 1} \cdot \frac{1}{1 + 6^25^2 \operatorname{tg}^260} = 46,91 \text{ В}$$

$$U_{mn} = U_{d0} \cdot \cos\alpha \cdot \frac{2}{m^2n^2 - 1} \cdot \frac{1}{1 + m^2n^2 \operatorname{tg}^2\alpha} = 811,86 \cdot 0,5 \cdot \frac{2}{6^27^2 - 1} \cdot \frac{1}{1 + 6^27^2 \operatorname{tg}^260} = 33,5 \text{ В}$$

где U_{nm} – амплитуда высшей гармонической составляющей порядка n ;

n – порядок высшей гармоники;

m – число пульсации выпрямителя за период сетевого напряжения ($m=6$).

Кривая тока, потребляемая выпрямителем из сети, не синусоидальна и содержит основную гармонику и спектр высших гармоник.

Форма кривой тока, который потребляет выпрямитель, зависит от его собственной схемы и от схемы соединения первичной обмотки трансформатора, питающего схему.

Гармонический анализ кривых потребляемого тока производится

разложением в тригонометрический ряд Фурье.

Разложение кривой первичного трехфазного мостового выпрямителя дает:

$$i = \frac{2 \sqrt{3} \cdot I_d}{\pi k_T} \cdot \cos\theta - \frac{1}{5} \cos 5\theta + \frac{1}{7} \cos\theta - \frac{1}{11} \cos 11\theta + \dots$$

Амплитуда n-ой гармоники равна:

$$I_{mn} = \frac{2 \sqrt{3} \cdot I_d}{\pi k_T} \cdot \frac{1}{n} \quad (3.19)$$

$$I_{mn} = \frac{2 \sqrt{3} \cdot I_d}{\pi k_T} \cdot \frac{1}{n} = \frac{2 \sqrt{3 \cdot 2000}}{3,14 \cdot 9,5} \cdot \frac{1}{1} = 231,98 \text{ А}$$

$$I_{mn} = \frac{2 \sqrt{3} \cdot I_d}{\pi k_T} \cdot \frac{1}{n} = \frac{2 \sqrt{3 \cdot 2000}}{3,14 \cdot 9,5} \cdot \frac{1}{3} = 77,32 \text{ А}$$

$$I_{mn} = \frac{2 \sqrt{3} \cdot I_d}{\pi k_T} \cdot \frac{1}{n} = \frac{2 \sqrt{3 \cdot 2000}}{3,14 \cdot 9,5} \cdot \frac{1}{5} = 46,4 \text{ А}$$

$$I_{mn} = \frac{2 \sqrt{3} \cdot I_d}{\pi k_T} \cdot \frac{1}{n} = \frac{2 \sqrt{3 \cdot 2000}}{3,14 \cdot 9,5} \cdot \frac{1}{7} = 33,14 \text{ А}$$

где $k_T = U_{1f} / U_{2f}$ – коэффициент трансформации трансформатора.

В отличие от идеального выпрямителя в действующих выпрямителях, учитывая процессы коммутации, амплитуда высших гармоник зависит от нагрузки выпрямителя, причем изменяются только амплитуда и фазы U_d и I_d , а порядок высших гармоник остается неизменным.

4 Обоснование и выбор серийной системы возбуждения

С целью модернизации работы энергосистемы станции предлагается заменить регулятор системы возбуждения генератора аналогового типа ТФ-63-2 на систему цифрового возбуждения СТСТМУ-420-2300-2,5 УХЛ4. Это объясняется тем, что аналоговое возбуждение находящийся в эксплуатации технически устарело, и не отвечают общим требованиям, которые определены ГОСТ 21558-200 «Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия». Кроме того, в связи с ростом осевой вибрации и вибрации всего корпуса генератора в диапазоне высоких частот следует избегать возрастания реактивной нагрузки более чем на 50%. Данный регулятор не способен обеспечить такие требования с достаточной надежностью.

Следует отметить, что внедрение цифрового управления в систему возбуждения позволит получать большие преимущества над аналоговыми системами. Основными из этих преимуществ являются:

- расширенные функциональные возможности, дающие возможность применять более сложные и усовершенствованные алгоритмы управления;
- большая точность поддержания заданных характеристик и большая стабильность статических и динамических характеристик обеспечивают значительно новые функции ограничения, которые позволяют генератору или работать ближе к его предельному режиму;
- возможность реализовывать внутренний самоконтроль и диагностику, также формировать базу аварийной информации, существенно повышая надежность системы в целом и уменьшение времени поиска дефектов;
- легкость подготовки полного резервирования функций систем управления и регулировки без существенного увеличения затрат;
- расширение возможностей мониторинга, обеспечивающих дополнительную защиту, увеличивая надежность и уменьшая часы

аварийных остановок;

- значительно уменьшается время ввода оборудования в эксплуатацию.

Следует учесть, что характеристики и работоспособность генератора в большей мере зависят от параметров его системы возбуждения, все изготавливаемые и поставляемые с завода системы возбуждения с цифровым управлением, выполняются со 100% резервированием каналов управления и регулирования, а также возможностью дублирования микропроцессорного ядра. Причина этому малые размеры, дешевизна и стабильностью характеристик.

Основные технические характеристики модернизированной системы возбуждения приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Технические данные системы возбуждения типа СТСТМУ

Наименование параметра	Величина параметра
	СТСТМУ
Номинальное напряжение (номинальное напряжение возбуждения генератора), В	420/375
Номинальный ток (номинальный ток возбуждения генератора), А	2310/2100
Потолок возбуждения по напряжению, не менее, о.е.	2,5
Потолок возбуждения по току, о.е.	2,0
Длительность форсировки, с	20
Быстродействие, с, не более	0,04
Суммарные габаритные размеры шкафов (L*В*Н), мм	6400*1000*2630

Система возбуждения типа СТСТМУ изготовлена по схеме самовозбуждения параллельного типа, включающим в себя, один тиристорный преобразователь и два регулировочных канала: основным (ОКУ) и резервным (РКУ). Эти каналы включают в себя автоматический регулятор возбуждения, систему управления тиристорами, функциональные узлы управления

возбуждением и контролем неисправностей. Электрическая функциональная схема приведена на рисунке 7.

Основной канал сделан на базе модуля микропроцессорного управления SIMOREG фирмы SIEMENS, а резервный – на базе аналоговой элементной базы.

Тиристорный преобразователь включает в себя систему импульсно-фазового управления (в SIMOREG это программно-аппаратное цифровое устройство, а в РКУ – ячейка СФУ) и силовую вентильную секцию (СВ-8, цифрой 8 обозначается число параллельных ветвей в каждом из плеч мостов преобразователя).

Каждая из параллельных ветвей в конструктивном исполнении представляет собой блок тиристора, содержащий тиристор Т353-800-32 (Т353-1000-24) с охладителями для естественного двухстороннего охлаждения воздухом. Последовательно с каждым из тиристоров включен быстродействующий предохранитель ПП57 с плавкой вставкой на ток 500А. В цепь каждого тиристора включается воздушный дроссель индуктивностью примерно 9 мкГн, обеспечивающий неравность деления тока между плечами тиристора не более чем на 20% при номинальной нагрузке. Тиристорный блок содержит также схему формирующую сигнал о снижении проводимости ветви, а также содержит выходное устройство БВТ систем управления основного импульсно-фазового и резервного канала.

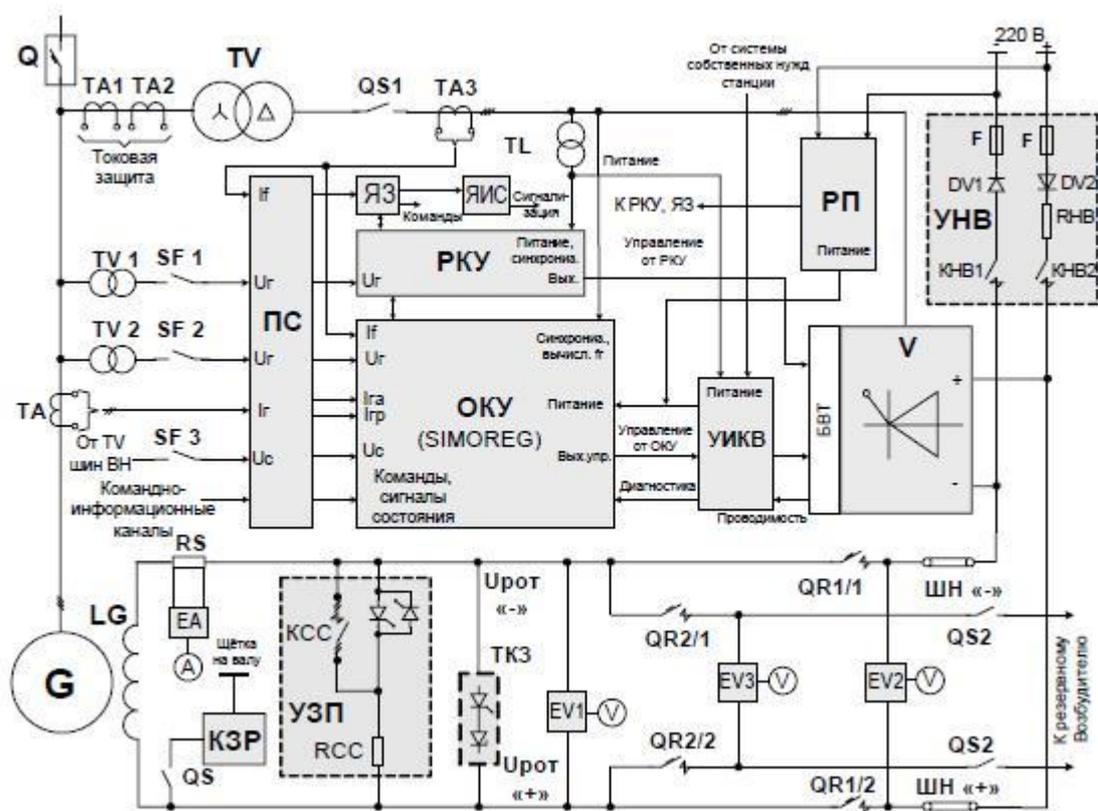


Рисунок 7 - Статическая тиристорная система возбуждения турбогенератора с микропроцессорным управлением. Схема электрическая функциональная.

G - турбогенератор; LG - обмотка возбуждения; Q - генераторный выключатель; TV – преобразующий трансформатор; TA – токовый трансформатор генератора; TA1, TA2 - трансформаторы защит тока; TA3 - трансформатор тока возбудителя; TV1, TV2 - трансформаторы напряжения генератора; SF1, SF2 - автоматические выключатели цепей напряжения генератора; TL - трансформатор собственных нужд возбудителя; QS1 - разъединитель силового питания вентильной секции; QS2 - разъединитель питания цепей ротора от резервного возбудителя; QS - разъединитель питания цепи контроля изоляции ротора; QR1/1, QR1/2 - автоматические выключатели ввода рабочего возбуждения; QR2/1, QR2/2 - автоматические выключатели ввода резервного возбуждения; ШН - шинные накладки; KCC - контактор самосинхронизации; RCC - сопротивление самосинхронизации; УЗП - устройство защиты от перенапряжений; ТКЗ – тиристорный

короткозамыкатель; УНВ - устройство начального возбуждения; DV1, DV2 - разделительные диоды; R_{нв} - сопротивление ограничения тока начального возбуждения; F предохранитель; КНВ1,2 - контакторы начального возбуждения; SF1, SF2, SF3 - автоматические выключатели цепей напряжения генератора и шин высокого напряжения; ОКУ-основной канал управляющий возбуждением на базе модуля микропроцессорного управления Siemens; РКУ - резервный канал управления; ЯЗ - ячейка защит; ЯИС - ячейка сигнализации; УИКВ - устройство усиления импульсов управления и контроля проводимости вентилей; V - вентильные секции; БВТ-импульсные трансформаторы управления тиристорами по основному и резервному каналам управления; ПС - плата обработки и передачи сигналов; РП - преобразователь резервного питания от аккумуляторной батареи; EV1, EV2, EV3 - измерительные преобразователи напряжения ротора, напряжения рабочего и резервного возбуждения; EA - измерительный преобразователь тока ротора; RS - шунт тока ротора; КЗР - защита ротора от замыкания на землю.

Установка блоков осуществляется двумя гайками со специальной шайбой. Между собой соединение блоков по цепям вторичной коммутации с внешней схемой осуществляется с помощью разъемов. Эта конструкция позволит, если потребуется, быстро заменить блока тиристора.

СТС обеспечивают:

- Работу генератора во всех режимах при выходе из строя двух параллельных ветвей во всех или каком-то одном плече вентильных секций;
- в СТС1 работу генератора в номинальном режиме возбуждения с током 2100А при отключенных 3х параллельных ветвях в любом или каждом плече вентильной секции. Форсировка возбуждения при этом запрещена;
- сброс реактивной мощности генератора до включения ограничителя по минимальному возбуждению (ОМВ) и запрет на форсировку при отключенных четырех параллельных ветвях или плеча вентильной секции в СТС1, тоже при отключенных трёх ветвях в любом или каждом плече

вентильной секции в СТС2;

- погашение поля в нормальных режимах с помощью перевода тиристорного преобразователя в режим инвертора, а при включении защит – совместным действием тиристорного преобразователя, переведенного в режим инвертирования, и устройства гашения поля УГП.

УГП состоит из выключателей ввода рабочего и резервного возбуждений QR1 и QR2 и тиристорного разрядника. При действии напряжения дуги в каждом силовом контакте при отключении выключателей включается разрядник, а напряжение, которое прикладывается к цепям возбуждения, ограничивается настройкой, заданной уставкой разрядника. Ток ротора протекает в обмотке возбуждения, разряднике и сопротивлении R_{СС}, при этом дуга исчезает на контактах выключателей, а ток ротора уменьшается.

Расчетная температура рп-перехода тиристора при всем числе параллельных ветвей и двукратной форсировке длительностью 20с, из исходного установившегося режима при номинальном токе возбуждения и температуре в помещении, в котором находится оборудование, 40°С будет составлять $T_{уст} / T_{ф} = 79/85^{\circ}С$.

Гашение поля в нормальных режимах осуществляется благодаря переводу тиристорного преобразователя в режим инвертора, а при срабатывании защит – общим включением тиристорного преобразователя, который переведен в режим инвертора, и устройства гашения поля (УГП).

УГП включает в себя: выключатели рабочего ввода и резервного ввода возбуждений QR1 и QR2 (типа Э25С для СТСТМУ и ВА56) и тиристорный разрядник. При действии напряжения дуги в каждом силовом контакте при отключении выключателей включается разрядник, а напряжение, которое прикладывается к цепям возбуждения, ограничивается настройкой, заданной уставкой разрядника. Ток ротора протекает в обмотке возбуждения, разряднике и сопротивлении R_{СС}, при этом дуга исчезает на контактах выключателей, а ток ротора уменьшается.

Главным источником питания приборов СТС является трансформатор собственных нужд ТЛ. Резервное питание выполняется сетью 220В выпрямленного напряжения и сетью 0,4кВ собственных нужд электростанции.

Модуль микропроцессорного главного канала управления - SIMOREG представляет из себя небольшое цифровое устройство, задача которого состоит в управления тиристорными преобразователями в электроприводах постоянного тока, имеющих возможность настройки.

SIMOREG, как и специализированные функциональные блоки, не поддающиеся перепрограммированию, тоже содержит достаточное количество свободно программируемых устройств и модулей. Учитывая это было разработано соответствующее программное обеспечение, тем самым решился вопрос о применении SIMOREG в системах возбуждения мощных синхронных генераторов.

Управляющий модуль состоит из отдельных функциональных программных устройств, цифрового исполнения.

Структурная схема функциональных блоков процессора необходимых при управлении и регулировании возбуждением, показана на рисунке 8.

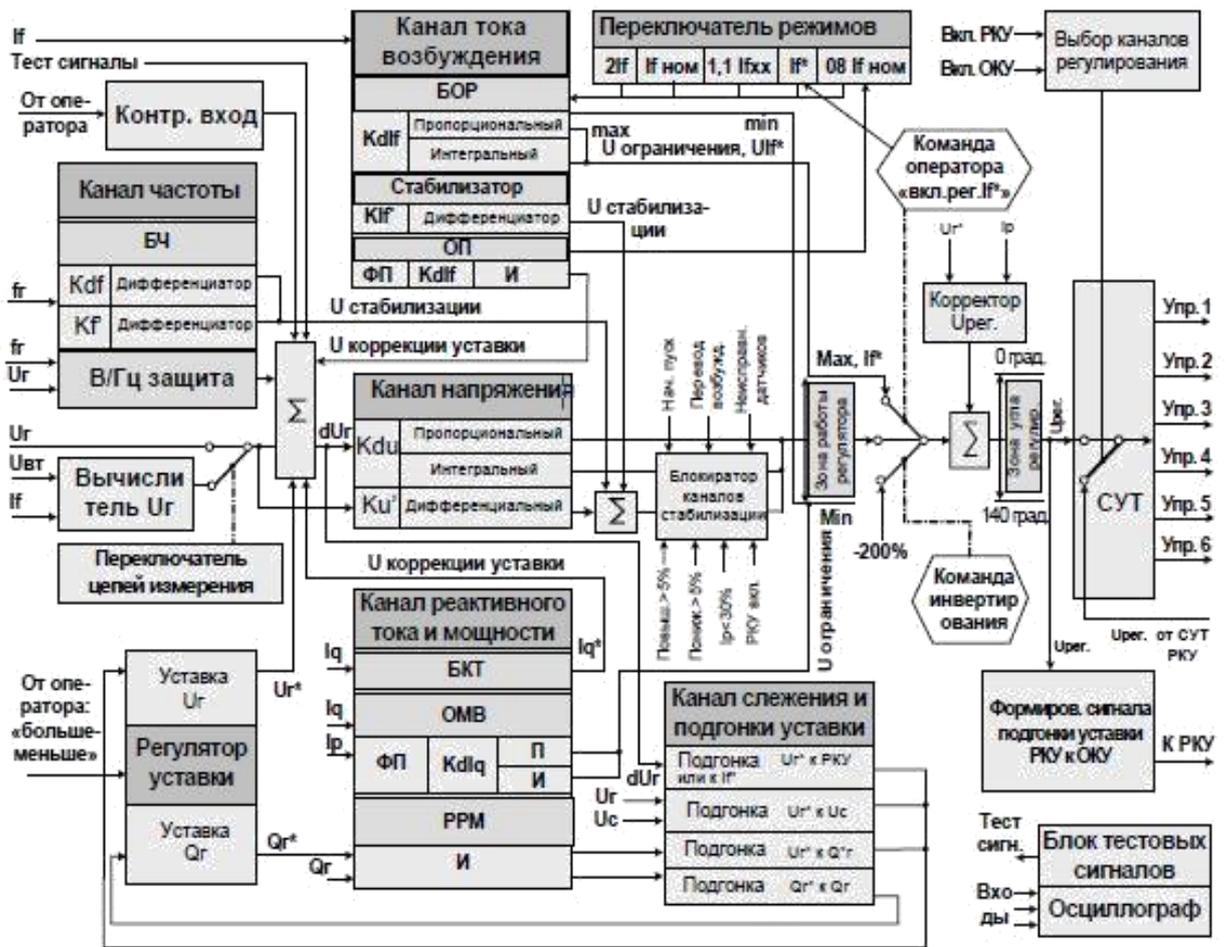


Рисунок 8 - Каналы микропроцессорного модуля Simoreg предназначенные для регулирования возбуждения

БЧ - блок частоты; БОР - блок ограничения и регулировки тока ротора; ОП - ограничитель перегрузок; ФП – функциональный преобразователь; И - интегратор; ОМВ - ограничитель минимального возбуждения; П - пропорциональный канал; РРМ - регулятор реактивной мощности; БКТ - блок токового компаундирования; СУТ - система управления тиристорами

Программные модули реализуют следующие функции:

- автоматическая регулировка напряжения генератора – «Канал напряжения»;
- автоматическая регулировка тока возбуждения - «Канал тока возбуждения»: ограничитель максимальных и минимальных токов с

дополнительной функцией регулятора тока для тестовых проверок (БОР), формирователь сигнала стабилизации тока (стабилизатор), ограничитель перегрузки ротора (ОП);

- автоматическое регулирование реактивных тока и мощности – «Канал реактивных тока и мощности»: компаундирование по току для создания необходимой статической характеристики регулировки напряжения генератора (БКТ), ограничитель минимального возбуждения (ОМВ) и регулятор реактивной мощности (РРМ);
- формирование сигнала системной стабилизации и регулировка частоты напряжения на выводах генератора – «Канал частоты»: стабилизация частоты (БЧ) и вольт-герцовый регулятор (В/Гц защита), который может менять уставку напряжения генератора при выходе частоты и напряжения генератора за предел рабочих зон;
- формирование сигнала для поддержания на уровне возбуждения генератора – «Регулятор уставки»;
- контроль и подстройка уставок на разных режимах работы каналов регулировки – «Канал контроля и подстройки уставок»;
- перестройка алгоритмов работы интегрирующих и дифференцирующих звеньев канала напряжения, тока в роторе и частот при динамическом изменении режимов работы генератора, блокировка данных каналов при маленькой активной нагрузке генератора, при переводе возбуждения с рабочего возбудителя на резервный и наоборот, при первичном запуске, при работе на РКУ и при неисправной схеме – «Блокиратор каналов стабилизации»;
- регулировка тиристорных вентильных секций - система импульсно-фазового регулирования с шестиканальным выходом (СУТ). Для согласования СУТ с вентильными секциями дополнительно создано устройство УИКВ, которое нужно для усиления регулирующих импульсов и контролирования проводимости параллельных ветвей плеча тиристорных преобразователей;

- управляемость режимом работы генератора;
- защита элементом системы возбуждения и выявление неисправностей;
- проверка каналов регулировки и стабилизации при проверке, с фиксацией с высокой частотой дискретизации переходных процессов, автоматическую регистрацию выбранных параметров при дефектах – «Блок тестовых сигналов и осциллограф».

Необходимые выполняемые операции по регулировке и настройке управляющего модуля, выполняется благодаря следующим средствам:

- панель PMU, которая входит в состав SIMOREG. Данная панель обеспечивает показ измеренных значений, нужных для пуска модуля;
- панель оператора OP1S, входит в поставляемый комплект и выполняет такие же функции, как и PMU, но с более обширными возможностями.

Панель для управления OP1S расположена как на дверце модуля, как и вне ее, возможно, на двери шкафа. Для этого панель OP1S подключается с помощью кабеля длиной пять метров. Панель OP1S оснащена дисплеем ЖКИ, имеющим число символов 4 на 16, предназначенного для показа имени пар• стандартного PC - компьютер совместимый с установленной программой о «DriveMonitors». Системный блок подключается к базовому блоку благодаря последовательному интерфейсу. Данный интерфейс применяется при запуске, для сохранения параметров на момент выключения, также он применяется для диагностирования системы при работе. Кроме того, имеется возможность загрузки через этот интерфейс обновлений для программного хранящихся во флэш-памяти.

Система для сигнализации, защиты и диагностирования SIMOREG осуществляет возможности, приведенные ниже:

- распознавание режима, в котором работает контроллер с помощью индикации параметров, в этот момент для индикации доступны примерно пятьдесят параметров, также еще около трехсот доступны для ввода на индикацию программируемым способом;
- фиксация номера и времени каждого произошедшего аварийного

состояния из восьми последних, с созданием сообщений, содержащих информацию о характеристиках в этот момент;

- фиксирование отклонений от нормальной работы без последующих отключений с выдачей предупреждения об этих отклонениях, также автоматическим сбрасыванием при исчезнувших условиях, создавших это отклонение, при этом состояние соответствующего дискретного выхода меняется, а индикатор на панели управления оператора начинает мигать;
- диагностика параллельных ветвей плеча на потерю проводимости, на отказ плеча и на потерю управляющих импульсов и исправности источника питания.

Автоматический регулятор возбуждения РРВ (ячейка УРК) на резервном канале управления (РКУ) производит регулирование возбуждением генератора по принципу пропорционального закона и исполняет функции по:

- заданию уставок напряжения генератора;
- подгонке угла регулирования РРВ к углу регулирования АРВ ОКУ при его работе;
- ограничению максимальных и минимальных токов возбуждения.

Система возбуждения оснащается следующими наборами защит:

- защита от перенапряжения в цепях ротора осуществляется с помощью многократно действующего тиристорного разрядника, при его срабатывании сопротивлением РСС шунтируется обмотка возбуждения. Защита настроена на срабатывание при 1100 - 1200В. Для восстановления запирающего свойства тиристорного разрядника организуется провал в кривой выпрямленного напряжения;
- защита ротора от перегрузок (РЗР);
- защита снижения изоляции цепей ротора (КЗР);
- защита оборудования при повышении напряжения на обмотках генератора, в момент его работы на холостом ходу;
- защита от превышения тока на выпрямительном трансформаторе;
- защита, действующая на потерю возбуждения;

- защита при выходе из строя оборудования ограничения, уровня $2I_p$ от номинального.

Выводы:

1. Установка в систему возбуждения цифрового управления дает возможность получать большие преимущества над аналоговыми системами.

Основными из этих преимуществ являются:

- широкие функциональные возможности, позволяющие осуществлять более сложные и улучшенные алгоритмы управления;
- высокая точность выполнения заданных характеристик и поддержание стабильности статических и динамических характеристик дают возможность осуществлять абсолютно новые функции ограничения, позволяющие генераторам или двигателям работать стабильно при повышенной нагрузке;
- возможность осуществлять внутренний самоконтроль и диагностику, формировать базу информации об авариях, а также значительное повышение надежности системы в целом и сокращение времени поиска дефектов;
- широкая возможность полного резервирования функций системы управления и регулирования без существенного роста затрат;
- увеличенная надежность и уменьшенное время аварийных простоев достигнуты благодаря расширенным возможностям мониторинга, обеспечивающим дополнительную защиту;
- значительное сокращение сроков ввода оборудования в эксплуатацию.

2. Как показывает практика, установка микропроцессорных систем возбуждения на генераторы, снижает требования к подготовке эксплуатационного персонала, в отличие от персонала, работающего с аналоговыми системами возбуждения.

5 Экономическая часть

5.1 Экономическое обоснование внедрения модернизированной системы возбуждения.

В дипломном проекте представлен проект модернизации системы возбуждения турбогенератора ТВФ 63-2УХЛЗ на микропроцессорную цифровую систему возбуждения типа СТСТМУ. Это объясняется тем, что установленная ранее система возбуждения устарела и не отвечает требованиям, которые определены ГОСТ 21558-200 «Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия».

Хочется отметить, что установка цифрового управления в систему возбуждения имеет огромные преимущества. Основными из которых являются:

- широкие функциональные возможности, позволяющие осуществлять более сложные и улучшенные алгоритмы управления;
- высокая точность выполнения заданных характеристик и поддержание стабильности статических и динамических характеристик дают возможность осуществлять абсолютно новые функции ограничения, позволяющие генераторам или двигателям работать стабильно при повышенной нагрузке;
- возможность осуществлять внутренний самоконтроль и диагностику, формировать базу информации об авариях, а также значительное повышение надежности системы в целом и сокращение времени поиска дефектов;
- широкая возможность полного резервирования функций системы управления и регулирования без существенного роста затрат;
- увеличенная надежность и уменьшенное время аварийных простоев достигнуты благодаря расширенным возможностям мониторинга, обеспечивающим дополнительную защиту;
- значительное сокращение сроков ввода оборудования в эксплуатацию.
-

5.2 Расчет капитальных затрат

В состав капитальных затрат входит:

- стоимость нового оборудования системы;
- стоимость строительно-монтажных работ по установке и монтажу.

Расчет капитальных вложений произведен в таблице 9.

Таблица 9 – Смета на расходы

Наименование оборудования	Количество	Сметная стоимость, тыс. руб
СТСТМУ-420-2300	1	4800
Строительно-монтажные работы, тыс. руб		1600
Другие расходы, тыс. руб		200
Общая сумма капитальных расходов, тыс. руб		6600

5.3 Расчет амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления в год определяются формулой:

$$C_a = \frac{H_a \cdot k}{100} \quad (5.1)$$

где H_a – норма амортизационных отчислений;

k – стоимость объекта, руб.

Принимаем, что средняя норма амортизационных отчислений равна 8%.

Отсюда, амортизационные отчисления установленного оборудования составят:

$$C_a = \frac{8 \cdot 6600}{100} = 528 \text{ тыс. руб}$$

5.4 Расчет технико-экономических показателей

Данные статистики показывают, что работа генератора нарушается по причине аномальных режимов - трижды в год. Из них 50% отключений возможно исключить благодаря поддержанию необходимых режимов работы с помощью возбудителя. Так как в СТСТМУ учитываются все, такого рода, аномальные режимы, то есть возможность избежать 1,5 отключения в год. В среднем, время восстановления при таких авариях от 4 до 8 часов, следовательно, простой будет равен 9 часов в год. Отсюда следует что недоотпуск электроэнергии генератора мощностью 60 МВт, работающим с коэффициентом использования 0,9 по активной мощности, составит:

$$\Delta W = P \cdot k_n \cdot t_{пр} \quad (5.2)$$

$$\Delta W = 60000 \cdot 0,9 \cdot 9 = 486000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

При номинальной мощности генератора 60 МВт и коэффициенте использования полной мощности генератора $k_n=0,9$. Увеличение КПД на 0,18% (прежнее принимаем за 0,8%) повлечет за собой уменьшение потерь мощности генератора на:

$$P = P \cdot k_n \cdot \eta \quad (5.3)$$

$$\Delta P = 60000 \cdot 0,9 \cdot 0,0018 = 97,2 \text{ кВт}$$

При среднем годовом времени работы генератора (4380 ч.), потери энергии составят:

$$\Delta W = 97,2 \cdot 4380 = 425 \text{ 735 кВт}\cdot\text{ч} \quad (5.4)$$

В соответствии с нормой, дополнительные расходы включающие, время на проведение данных работ, среднюю заработную плату, командировочные расходы и профконтроль, составят около 200 тыс.руб. При том, что профконтроль будет проводиться один раз в три года, издержки в год составят:

$$C_{\text{пк}} = 200 / 3 = 65 \text{ тыс.руб} \quad (5.5)$$

Произведем расчет экономического эффекта от внедрения нового оборудования– цифровой системы возбуждения типа СТСТМУ.

Из расчета (5.2) видно, что простой связанный с внеплановыми отключениями сократиться вдвое, и польза от внедрения позволит сэкономить:

$$\Delta W = 486000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Из расчета (5.4) экономия от внедрения позволяет сэкономить:

$$\Delta W = 425\,735 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Тогда суммарная экономия электроэнергии за 1 год составит:

$$\Delta W = 486000 + 425\,735 = 911\,735 \text{ кВт}\cdot\text{ч} \quad (5.6)$$

Себестоимость электроэнергии, выработанной ТЭЦ на 2017 г. составляет $b = 1 \text{ р.}$

Полученная экономия в руб.:

$$C_{\text{руб.}} = b \Delta W = 1 \cdot 911\,735 = 911\,735 \text{ руб.} \quad (5.7)$$

Суммарные издержки за 1 год составят:

$$C = C - C_{\text{пк}} = 911\,735 - 65 = 911\,670 \text{ руб.} \quad (5.8)$$

При годовой экономии материальных средств от внедрения СТСТМУ, экономия за один месяц составит:

$$C_{\text{м}} = C/12 = 911\,670 / 12 = 76\,000 \text{ руб.} \quad (5.9)$$

Принимая во внимание затраты на установку, ввод в работу и настройку, то срок окупаемости составит:

$$T_{\text{ок}} = 3/C_{\text{м}} = 6600 / 76 = 86,8 \text{ месяцев} \approx 7 \text{ лет} \quad (5.10)$$

Нормативный срок окупаемости инвестиций в энергетику составляет 8,3 года. А сроки окупаемости от внедрения системы возбуждения типа СТСТМУ составляют 7 лет, что входит в норму. Это значит, что установка системы возбуждения СТСТМУ разумна и выгодна.

Заключение

В данной работе был представлен проект модернизации системы возбуждения турбогенератора ТВФ 63-2УХЛЗ на микропроцессорную цифровую систему возбуждения типа СТСТМУ. В связи с тем, что установленная ранее система возбуждения устарела и не отвечает требованиям, которые определены ГОСТ 21558-200 «Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия».

Были проведены исследование и анализ систем возбуждения генераторов Тольяттинской ТЭЦ, находящихся в работе, определены все их достоинства и недостатки, сделаны выводы. Затем рассмотрена возможность модернизации одной из систем возбуждения с помощью современной микропроцессорной техники, которая бы обеспечила надежную и безаварийную работу турбогенераторов на ТЭЦ.

Модернизация системы возбуждения, в первую очередь, осуществляется за счет применения современных микропроцессорных аппаратов, требующих значительно меньшего времени на обслуживание. Это является эффективным решением вопроса по улучшению технико-экономических показателей эксплуатации турбогенератора.

Проведено определение параметров новой электрической схемы системы возбуждения, а затем выполнено обоснование и выбор серийной системы возбуждения, а именно системы цифрового возбуждения СТСТМУ-420-2300-2,5 УХЛ4

Внедрение цифрового управления в систему возбуждения позволит получать большие преимущества над аналоговыми системами. Главными преимуществами являются:

- расширенные функциональные возможности, дающие возможность применять более сложные и усовершенствованные алгоритмы

управления;

- большая точность поддержания заданных характеристик и большая стабильность статических и динамических характеристик обеспечивают значительно новые функции ограничения, которые позволяют генератору или работать ближе к его предельному режиму;
- возможность реализовывать внутренний самоконтроль и диагностику, также формировать базу аварийной информации, существенно повышая надежность системы в целом и уменьшение времени поиска дефектов;
- легкость подготовки полного резервирования функций систем управления и регулировки без существенного увеличения затрат;
- расширение возможностей мониторинга, обеспечивающих дополнительную защиту, увеличивая надежность и уменьшая часы аварийных остановок;
- значительно уменьшается время ввода оборудования в эксплуатацию.

Следует отметить, все изготавливаемые и поставляемые с завода системы возбуждения с цифровым управлением, выполняются со 100% резервированием каналов управления и регулирования, а также возможностью дублирования микропроцессорного ядра. Причина этому малые размеры, дешевизна и стабильностью характеристик.

Было проведено экономическое обоснование внедрения модернизированной системы возбуждения с расчетом капитальных затрат, амортизационных отчислений и технико-экономических показателей. В результате чего стало понятно, что установка системы возбуждения СТСТМУ разумна и выгодна.

Список использованных источников

1. Забудский, Е.И. Электрические машины. Ч. 3. Синхронные машины / Е.И. Забудский // Учебное пособие для вузов. – Москва: МГАУ, 2008.
2. Голубовский, А.В. Оптимизация режимов работы синхронных двигателей в узлах нагрузки систем электроснабжения компрессорных станций магистральных газопроводов / А.В. Голубовский // дис канд. тех .наук : 05.09.03 Самара, 2008.
3. Гессе, Б.А. Эксплуатация тиристорных систем возбуждения генераторов. / Б.А. Гессе. – К.: Техника, 1981.- 144 с.
4. Глебов, И.А. Системы возбуждения мощных синхронных машин / И.А. Глебов. – Л.: Наука, 1979. – 316 с.
5. Набиев, Ф.М. Электрические машины./ Ф.М Набиев, И.И. Алиев. – М.: РадиоСофт 2012.
6. Вольдек, А.И. Электрические машины. Машины переменного тока. / А.И. Вольдек, В.В. Попов //СПб .: 2010г.
7. Герасимов, А.С. Разработка цифровых моделей отечественных и зарубежных АРВ и методика их верификации. / А.С. Герасимов, А.Х. Есипович, А.Н. Смирнов, Д.В. Сорокин // Известия НИИ постоянного тока. – 2008.
8. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 2009. -7с.
9. Электротехнический справочник. Том 2. – М.:МЭИ, 2007.
10. Герасимов, А.С. Уточнение математических моделей современных АРВ для повышения достоверности анализа устойчивости сложных энергосистем. / А.С. Герасимов, М.В., А.Х. Есипович // Известия НИИ постоянного тока. – 2006.
11. ГОСТ 21558-2000 Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. – М.: Стандартинформ, 2000.
12. Тимощенко, К.П. Ключевые особенности проектирования систем управления возбуждением синхронных машин. / К.П. Тимощенко, А.А. Юрганов // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2014.

13. Михалев, С.В. Повышение устойчивости синхронных двигателей при кратковременной потере питания / С.В. Михалев, Н.Д. Поляхов // Известия СПбГЭТУ «ЛЭТИ». – 2012.
14. Антонов, М.В. Технология производства электрических машин : Учебное пособие для ВУЗов / М.В. Антонов, Л.С. Герасимова // М.: Энергоиздат, 1982. - 512с.
15. Тузельбаев, А.Е. Исследование системы возбуждения гидрогенераторов Капчагайской ГЭС. / А.Е. Тузельбаев // Сборник трудов научно-практической конференции магистрантов «Энергетика, радиотехника, электроника и связь». – Алматы: АУЭС, 2013.
16. Иванов-Смоленский, А.В. Электрические машины: Учебник для вузов. В 2-х т. Том 2 / А.В. Иванов-Смоленский. – 2-е изд. – М.: МЭИ, 2006.
17. Извеков, В.И. Проектирование турбогенераторов / В.И. Извеков, Н.А. Серихин, А.И. Абрамов. –М.: Высшая школа, 2006.
18. Калентионок Е.В. Оперативное управление в энергосистемах : учебное пособие для вузов / Е.В. Калентионок, В.Г. Прокопенко , В.Т. Федин // Под общ. ред. В.Т. Фебина. – Минск: Высшая школа, 2007.
19. Бессонов, Л.А. Теоретические основы электротехники : Электромагнитное поле. Учебник / Л.А. Бессонов.– М.: Гардарики, 2014.
20. Блохин, В.Г. Современный эксперимент: подготовка, проведение, анализ результатов: учеб. для вузов / В.Г. Блохин, О.П. Глудкин, А.И. Гуров, М.А. Ханин. – М.: Радио и связь, 2007.
21. Гольдберг, О.Д. Электромеханика / О.Д. Гольдберг, С.П. Хелемская. – М.: Академия, 2007.
22. Приказ Минтруда России от 24.07.2013 N 328н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 12.12.2013 N 30593)
23. Абрамов, А.И. Проектирование гидрогенераторов и синхронных компенсаторов : Учеб. пособие для вузов / А.И. Абрамов, А.В. Иванов-Смоленский. – 2-е изд. – М.: Высшая школа, 2001. – 389 с.

24. Вольдек, А.И. Электрические машины / А.И. Вольдек. – СПб.: Энергия, 2008.-832
25. Армеев, Д.В. Расчет параметров АРВ синхронного генератора методом модальной оптимизации / Д.В. Армеев, А.В. Михеев, А.В. Чехонадских // Сборник научных трудов НГТУ. – 2011.
26. Turbo generator - Wikipedia [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://en.wikipedia.org/wiki/Turbo_generator.
27. Electricity generation - Wikipedia [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://en.wikipedia.org/wiki/Electricity_generation.
28. Damper winding for turbine generator rotors - Westinghouse Electric Corporation [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.freepatentsonline.com/3898491.html>.
29. Heavy Duty Gas Turbines | GE Power [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://powergen.gepower.com/products/heavy-duty-gas-turbines.html>.
30. Excitation Control Systems [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.eaton.com/ecm>.
31. Excitation System Models of Synchronous Generator [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://bib.irb.hr/datoteka/475822.Final_paper_SiP2010_Jerkovic.pdf.