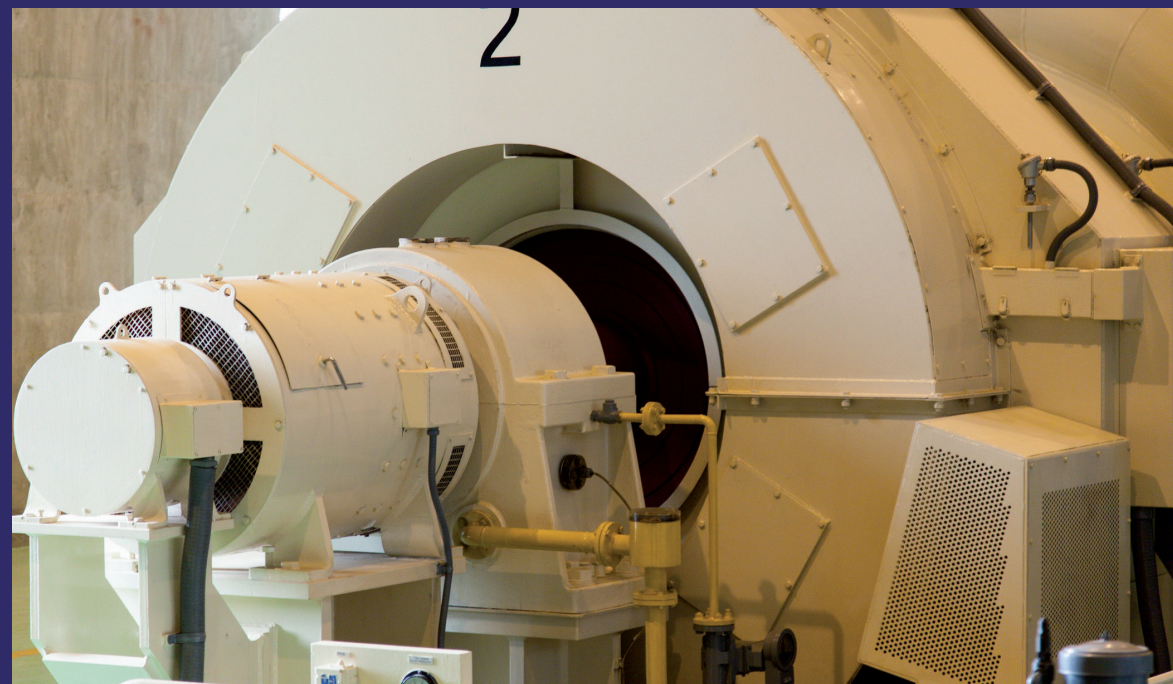


Работа посвящена вопросам перспективного развития теории и практики проектирования, создания, обслуживания и ремонта крупных турбогенераторов (ТГ). В работе, с использованием закономерностей теории «длинных волн» Кондратьева Н.Д. – общемировой основы оценки экономического и технического развития общества, определены направления развития мировой электроэнергетики. Подтверждена целесообразность и возможность прогнозирования ее развития на 40-50 лет с учетом мирового экономического кризиса и износа оборудования. На основании этих исследований и достижений мирового турбогенеростроения, с целью обеспечения конкурентоспособности национального производителя, определены направления совершенствования крупных ТГ. Проанализированы основные направления проведения работ по улучшению их технико-экономических характеристик: расширение эксплуатационного диапазона изменения нагрузок, продление срока эксплуатации, применение новых теплоносителей и конструктивных решений для снижения массогабаритных показателей, повышения надежности и мощности. Особое внимание уделено вопросам создания ТГ с воздушным охлаждением, надежности шихтованных сердечников статоров, влиянию «человеческого фактора».

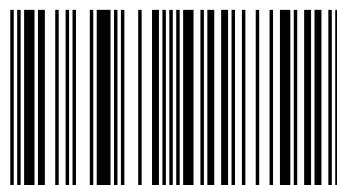
Конкурентоспособность ТГ ТЭС и АЭС



Валентина Шевченко



Шевченко Валентина Владимировна, к.т.н., доц., профессор кафедры "Электрические машины" Национального технического университета "ХПИ". Инженер-физик. Международный педагог в рамках IGIP. Научные интересы - энергосбережение в электромашиностроении, турбогенераторы. Имеет свыше 150 научных трудов, 60 методических разработок, 7 патентов, 4 монографии.



978-3-330-01879-2

Перспективы создания конкурентоспособных турбогенераторов ТЭС и АЭС

Шевченко

LAP LAMBERT
Academic Publishing

Валентина Шевченко

**Перспективы создания конкурентоспособных
турбогенераторов ТЭС и АЭС**

Валентина Шевченко

**Перспективы создания
конкурентоспособных
турбогенераторов ТЭС и АЭС**

LAP LAMBERT Academic Publishing RU

Impressum / Выходные данные

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek: Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Alle in diesem Buch genannten Marken und Produktnamen unterliegen warenzeichen-, marken- oder patentrechtlichem Schutz bzw. sind Warenzeichen oder eingetragene Warenzeichen der jeweiligen Inhaber. Die Wiedergabe von Marken, Produktnamen, Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen u.s.w. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutzgesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürften.

Библиографическая информация, изданная Немецкой Национальной Библиотекой. Немецкая Национальная Библиотека включает данную публикацию в Немецкий Книжный Каталог; с подробными библиографическими данными можно ознакомиться в Интернете по адресу <http://dnb.d-nb.de>.

Любые названия марок и брендов, упомянутые в этой книге, принадлежат торговой марке, бренду или запатентованы и являются брендами соответствующих правообладателей. Использование названий брендов, названий товаров, торговых марок, описаний товаров, общих имён, и т.д. даже без точного упоминания в этой работе не является основанием того, что данные названия можно считать незарегистрированными под каким-либо брендом и не защищены законом о брендах и их можно использовать всем без ограничений.

Coverbild / Изображение на обложке предоставлено: www.ingimage.com

Verlag / Издатель:

LAP LAMBERT Academic Publishing

ist ein Imprint der / является торговой маркой

OmniScriptum GmbH & Co. KG

Bahnhofstraße 28, 66111 Saarbrücken, Deutschland / Германия

Email / электронная почта: info@omniscryptum.com

Herstellung: siehe letzte Seite /

Напечатано: см. последнюю страницу

ISBN: 978-3-330-01879-2

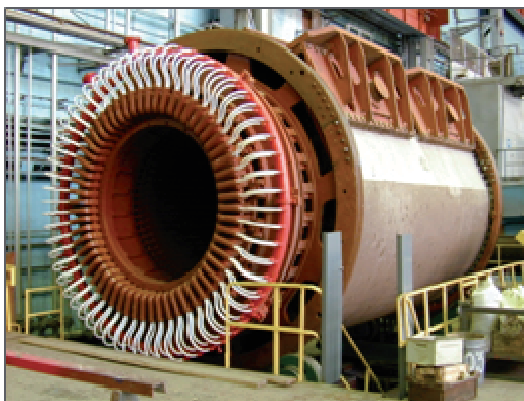
Copyright © Валентина Шевченко

Copyright © 2016 OmniScriptum GmbH & Co. KG

Alle Rechte vorbehalten. / Все права защищены. Saarbrücken 2016

Валентина Шевченко

**ПЕРСПЕКТИВЫ СОЗДАНИЯ
КОНКУРЕНТОСПОСОБНЫХ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ
ТЭС И АЭС**



ОГЛАВЛЕНИЕ

СОКРАЩЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В РАБОТЕ	4
ВВЕДЕНИЕ	5
1 ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ. «ДЛИННЫЕ ВОЛНЫ» КОНДРАТЬЕВА	9
1.1 Обоснование применения теории «длинных волн» Кондратьева в электроэнергетике	9
1.2 Теория циклического развития мировой энергетики, как инструмент прогнозирования	15
1.3 Сценарии и роль кризисов в развитии национальной и мировой электроэнергетики	17
1.4 Факторы и методы обеспечения надежной работы турбогенераторов ..	24
1.5 Методы и средства контроля состояния турбогенераторов	37
2 ИСТОРИЧЕСКИЕ ЭТАПЫ СОЗДАНИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ	41
2.1 Начало турбогенераторостроения	41
2.2 Новый этап создания турбогенераторов с полным воздушным охлаж- дением	49
3 НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННОГО ТУРБОГЕНЕРАТОРОСТРОЕНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ЕГО КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ	51
3.1 Направления совершенствования турбогенераторов с учетом путей развития электроэнергетики	51
3.2 Поддержание конкурентоспособности турбогенераторов, как критерий их перспективного развития	56
3.2.1 Особенности обеспечения конкурентоспособности турбогенераторов	56
3.2.2 Факторы, ограничивающие предельную мощность	

турбогенераторов	58
3.2.3 Переход от водородного к воздушному охлаждению	
в турбогенераторах мощностью до 500 МВт	66
3.2.4 Современные тенденции проектирования турбогенераторов	
с учетом их теплового состояния	72
3.2.5 Модернизация турбогенераторов с целью уменьшения их	
массогабаритных показателей (кг/кВт)	76
3.2.6 Изменение конструкции с целью повышение эксплуатационной и	
технологической надежности. Установление типичных дефектов ТГ и	
снижение вероятности их развития	93
3.2.7 Критерии оценки надежности ТГ и влияние числа их отказов	
на выработку электроэнергии	99
3.2.8. Особенности конструирования статоров турбогенераторов	101
3.3 Повышение надежности шихтованных сердечников статора	105
3.3.1 Повышение технологической надежности сборки шихтованных	
сердечников	105
3.3.2 Расчет сил в шихтованном сердечнике статора турбогенератора	110
3.4 Особенности работы современных энергосистем и перспективный	
выбор электрооборудования	117
3.4.1 Режимы работы электрооборудования в условиях изменения	
энергопотребления	117
3.4.2 Применение асинхронизированных турбогенераторов для	
поддержания устойчивости электрических сетей	123
3.5 Учет человеческого фактора в обеспечении надежности работы	
электрооборудования	126
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	129
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	132

СОКРАЩЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В РАБОТЕ

АСТГ – асинхронизированный турбогенератор;
АЭС – атомная электростанция;
ВВП - валовой внутренний продукт;
ВИЭ - возобновляемые источники энергии;
ВТСП – высокотемпературные сверхпроводники;
ГП - государственное предприятие;
ЕЭС - единая энергетическая система;
КК - контактные кольца (ротора);
НК - неразрушающий контроль;
ОРЭ - оптовый рынок электроэнергии;
ОЭС - объединенная энергетическая система;
ОЯТ - отработанное ядерное топливо;
ОМВ - ограничение минимального возбуждения;
ПДД - правила дорожного движения;
ППР - планово-предупредительный ремонт;
СК – синхронный компенсатор;
СХОЯТ – сухое хранение отработанного ядерного топлива;
ТВЭЛ – тепловыделяющий элемент;
ТВСА – сборки тепловыделяющих элементов альтернативной конструкции;
ТГ – турбогенератор;
ТД - техническая диагностика;
ТЗ - техническое задание;
ТУ - технические условия;
т.у.т. - тонна условного топлива;
ТЭБ - топливно-энергетический баланс;
ТЭР - топливно-энергетические ресурсы;
ТЭС – тепловая электростанция;
ЭО – электрооборудование

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время турбогенераторы (ТГ) являются основными источниками электроэнергии и, соответственно, основой любой национальной энергетики. От ее будущего зависит, соответственно, востребованность ТГ. Поэтому, определяя направления совершенствования и проектирования новых ТГ, прежде всего надо понимать по какому пути будет развиваться энергетика, т.к. любое направление деятельности должно иметь перспективу, практическое продолжение. При всем разнообразии, выбор этого пути определяется общими проблемами и требованиями сегодняшней электроэнергетики:

1) электротехническая отрасль должна быть способной предложить промышленности новые типы энергоэффективного и энергосберегающего оборудования. Эксперты выделяют следующие препятствия для этого внедрения: отсутствие финансирования для замены или полноценного ремонта; отсутствие целенаправленной системы подготовки кадров, способных не только эксплуатировать новую технику, но и вносить определенный вклад в ее создание и развитие; недостаточность информации о принципах подбора энергоэффективного оборудования и о возможностях его сервисного обслуживания;

2) необходимо учитывать не только физическое, но и моральное старение ЭО, разрабатывать и поставлять на рынки новые, перспективные поколения электротехники. Мировая практика обновления технологий производства в области электротехники определяет необходимость проведения модернизации оборудования в среднем раз в 8–10 лет, но в массовом масштабе на электростанциях Украины обновление электротехнических установок не проводилось с 80–90-х годов 20 века, [1, 16, 52]. В программе «Обновленная энергетическая стратегия Украины на период до 2030 г.», [16], было определено, что основной задачей обеспечения энергетической безопасности страны является повышение технико-экономических характеристик основного генерирующего оборудования – турбогенераторов: расширение эксплуатационного диапазона изменения их нагрузок, продление срока службы, применение новых конструктивных решений и теплоносителей, повышение качества ремонтных

работ. Это в результате должно привести к повышению надежности и конкурентоспособности;

3) требования экологической безопасности работающего ЭО, снижение уровня его влияния на загрязнение окружающей среды и глобальное потепление;

4) необходимость учета ограниченности углеводородных ресурсов. Уже в 20-м веке стал вопрос о конечности запасов энергоресурсов и о глобальном загрязнении окружающей среды. Значимость проблемы нарастает, тем более что негативные последствия развития энергетики накапливаются и проявляются все больше, особенно в промышленно развитых странах. Опубликовано много работ, доказывающих, что известных и предполагаемых энергоресурсов достаточно для обеспечения потребности в энергии до конца 21-го века. Но для этого необходимо пересмотреть энергетическую политику, делая упор на снижение удельного энергопотребления и сохранение окружающей среды, [16, 54, 57];

5) прогрессирующий рост населения определяет увеличение спроса на электроэнергию;

6) увеличиваются потери электроэнергии из-за износа ЭО.

Поэтому обязательными аспектами развития электроэнергетики является:

- обеспечение спроса на долгосрочные устойчивые источники энергии;
- необходимость экологической безопасности при ее использовании;
- внедрение приемов энергоресурсосбережения, что является одной из наиболее серьезных проблем для национального производителя, т.к. сегодня на производство единицы ВВП в Украине в среднем расходуется почти в 2-3 раза больше энергоресурсов, чем в европейских странах, [5].

В результате можно утверждать, что, определяя будущее энергетики и, соответственно, турбогенераторостроения, следует учитывать весь комплекс факторов, все направления и приоритеты развития с учетом:

- перспектив развития промышленности;
- технологических, ресурсных и экологических возможностей каждого конкретного государства;

- энергетические, политические, демографические и социо-культурные национальные проблемы;

- учитывать взаимное влияние всех факторов, сочетание количественного, качественного и экономического анализа перечисленных параметров.

Сегодня мы фактически находимся на перекрестке принятия решений. Какие направления развития электроэнергетики можно считать перспективными? Что следует развивать, во что делать финансовые вложения:

1) увеличивать мощность генераторов для строящихся блоков электростанций или отдать предпочтение малым источникам энергии с целью их приближения непосредственно к потребителю;

2) проводить модернизацию ТГ средней мощности (200-300 МВт), которые являются основными маневренными мощностями суточного регулирования энергобаланса в сетях, с целью продления срока их эксплуатации и повышения мощности на 10-15 % в каждой установленной единице или вести политику постепенного отказа от тепловых электростанций и создания электростанций с новыми типами источников энергии;

3) проводить общую техническую реконструкцию установленного на ТЭС электрооборудования, отработавшего паспортный срок, в том числе и ТГ, с использованием новых технических решений, внедрять новые приемы диагностики и последующей реабилитации или обязательно заменять изношенное ЭО новым;

4) отказаться от тепловой и атомной электроэнергетики и искать новые способы получения электроэнергии: от возобновляемых источников энергии (ВИЭ), [38], создавать ЭО на высокотемпературных сверхпроводниках (ВТСП-ках), [64, 73] и т.д.;

5) сохранить прежние режимы работы машинного парка блоков электростанций или использовать новые режимы работающего оборудования: переводить устаревшие синхронные ТГ в режим синхронных компенсаторов (СК), устанавливать на работающих блоках, параллельно с синхронными генераторами, асинхронизированные турбогенераторы (АСТГ) для расширения диапазона регулирования баланса активной и реактивной мощности в сети.

Настоящая работа посвящена анализу основных направлений развития турбогенераторостроения с учетом перспективного развития национальной энергетики Украины. Но, возможно, основные положения могут быть интересны и для электроэнергетиков других стран.

1 ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ. «ДЛИННЫЕ ВОЛНЫ» КОНДРАТЬЕВА

1.1 Обоснование применения теории «длинных волн» Кондратьева в электроэнергетике

Иногда возникает вопрос: нужно ли прогнозировать длительное развитие энергетики, например, на 40-50 лет вперед, если непрерывно идет изменение энергетических, экономических, социальных и даже политических факторов, определяющих требования по выработке и распределению электроэнергии? Кроме того, необходимо учитывать и природные воздействия: аварии, смерчи, цунами и землетрясения. Например, после аварии 11.03.2011 г. на блоках АЭС Фукусимы (Япония), в мире произошел пересмотр отношения к использованию атомной энергетики. В частности, после аварии были проведены проверки и выведены из эксплуатации 17 из 53 блоков АЭС Японии. От планируемых ранее к постройке в Китае 106 атомных блоков к маю 2012 г. в работе осталось только 26. Ряд европейских стран поставили задачу полностью отказаться от использования атомной энергетики к 2022-2024 г.г. Однако, если можно предположить мировое снижение темпов развития топливной энергетики, то от атомной, видимо, не удастся отказаться в ближайшее время. В частности, для Украины, где свыше 50 % электроэнергии в настоящее время вырабатывается на АЭС, [4, 5, 55].

Анализ развития электроэнергетики и, соответственно, турбогенераторостроение, с учетом существующей динамики развития, позволяет предположить некоторый подъем и повышение востребованности крупных электрогенерирующих установок. Теоретической базой этого положения является теория «длинных волн» Кондратьева, на которой строятся положения современной экономики, [22, 70].

Направления технического развития во многом определяет экономическая конъюнктура, которая предполагает необходимость учета конкретных условий раз-

вития процессов производства, а также ситуаций, которые сложились на рынках электроэнергии на данной этапе.

Можно выделить три основные группы факторов экономического развития:

- 1) постоянно действующие циклические факторы (электромагнитные, тепловые, вибрационные воздействия);
- 2) постоянно действующие нециклические факторы (научно – технический прогресс, демография, распределение и потребление природных ресурсов);
- 3) случайные и временно действующие факторы (стихийные бедствия, войны, аварии).

Эти циклы имеют продолжительность 45-60 лет и называются «длинные волны в развитии», [22, 30, 49, 70]. Их длительность определяют разные факторы: уровни добычи и оценка запасов полезных ископаемых, политические аспекты, демографические изменения и т.д. Экономика - основной фактор, определяющий динамику развития любого технического направления, поэтому указанную цикличность можно «наложить» и на этапы развития науки и техники. Теоретические концепции «длинных волн» важны тем, что они дают необходимую основу для оценки настоящего состояния экономики и прогнозирования ее будущего.

Теорию «длинных волн» в технике и экономике начали анализировать экономисты еще в середине XIX века. В 1847 г. английский ученый Х. Кларк отметил, что между двумя мировыми «экономическими катастрофами» 1793 и 1847 гг. прошло 54 года, и предположил, что такой интервал не случаен и что должны существовать какие-то причины этого явления. В это же время английский ученый В. Джевонс заметил повторяющиеся периоды роста и падения в формировании цен и в техническом прогрессе. Вопросами цикличности развития общества, техники, экономики занимались ученые разных стран, но в настоящее время в мировой науке эти понятия связывают с именем известного экономиста Н.Д. Кондратьева. Теория цикличного эволюционного развития общества получила название «длинные волны Кондратьева» или «большие циклы конъюнктуры Кондратьева».

В своих работах Кондратьев основывался на анализе большого числа технико-экономических показателей различных стран за довольно длительный промежуток

времени (100-150 лет). Изучая мировую историю развития общества, Кондратьев Н.Д. пришел к идее существования больших экономических циклов, для которых характерен определенный уровень развития производительных сил. Эти циклы Кондратьев Н.Д. подробно описал в теории развития мировой экономики – в теории «длинных волн», в которой было доказано, что страны в своем развитии регулярно проходят через этапы экономического подъема и спада, образующих стандартные циклы, которые повторяются каждые 40 – 60 лет.

Кондратьев Н.Д. рассматривал индексы цен, объемы выпуска и продаж государственных долговых бумаг, заработную плату, показатели торговых оборотов, данные о добыче полезных ископаемых (в основном угля и золота), данные о производстве стали, свинца, чугуна, об уровнях развития техники и технологий. Он учитывал цены на основные группы промышленных и сельскохозяйственных товаров, интенсивность торговли между странами и многое другое, [2, 22].

Кондратьев Н.Д. считал, что закономерность последовательного повышения и снижения экономического роста лучше всего характеризуется изменениями в валовом внутреннем продукте, (ВВП), который отражает рыночную стоимость всех товаров и услуг, произведенных за год во всех отраслях экономики на территории государства и предназначенных для потребления, экспорта и накопления, независимо от национальной принадлежности. Экономика своим ростом определяет новые возможности, которые общество не успевает освоить и, в связи с чем, наступает спад и депрессия. В частности, Н.Д. Кондратьеву удалось предсказать Великую депрессию в США, [22]. Цикличность всех процессов Кондратьев Н.Д. объяснял тем, что социальные реформы всегда отстают от растущей экономики.

Теория Кондратьева Н.Д. признана во всем мире, имеет много последователей, (Шумпетер Й. А., Блауг М., Садовничий В. А., Акаев А. А., Коротаев А. В., Малков С. Ю. и др., [2, 22, 28, 61, 70]), которые предлагают различные даты начала и окончания периодов. На рис. 1 приведена временная периодика «длинных волн», предложенная Кондратьевым Н. Д., [22]. В каждой волне Кондратьев Н.Д. предложил выделить 4 периода: $N/1$ –подъем; $N/2$ – спад; $N/3$ – депрессия; $N/4$ –оживление, где N – номер периода («волны»), рис. 2.

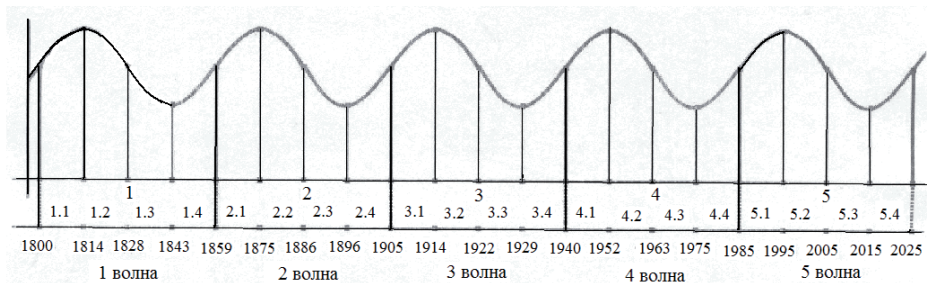


Рисунок 1 – «Длинные волны» Кондратьева Н.Д.
в теории развития мировой экономики

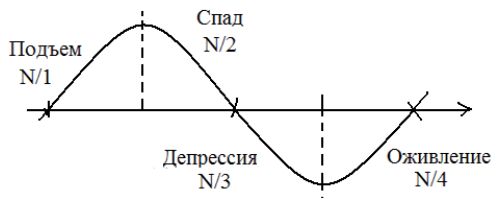


Рисунок 2 - Четырехфазный цикл Кондратьева

В начале фазы подъема происходит изменение всех аспектов развития общества, которым предшествуют научно-технические изобретения и нововведения. Технический прогресс вызывается запросами производства, созданием условий, при которых применение новаций становится возможным и необходимым. Именно научно-техническим новациям Кондратьев Н.Д. отводил главную роль в развитии общества. Он выделил четыре этапа в развитии больших экономических циклов:

1) в начале повышательной фазы «волны» каждого большого цикла ($N/1$) наблюдаются изменения в экономической жизни общества. Они вызываются изменениями в технике, значительными открытиями и изобретениями, вовлечением в мировые экономические связи новых стран, изменениями денежного обращения. На периоды повышательной волны каждого большого цикла ($N/1$) приходится наибольшее количество социальных потрясений, войн и революций. Во время повышательных волн усиливается роль новых стран в мировой хозяйственной жизни;

2) периоды понижательной волны каждого большого цикла ($N/2$ и $N/3$) сопро-

вождаются длительной и ярко выраженной депрессией экономики, техники и сельского хозяйства. Как правило, такие циклы заканчиваются кризисами, за которыми следует этап перехода производительных сил на более высокий уровень развития;

3) период волны $N/4$ характеризуется краткостью депрессий и интенсивностью подъемов.

Конец предшествующей волны исторического развития является началом новой волны. Причем прошлая эпоха не исчезает бесследно, она отражается в технике и технологиях, в культуре и мировоззрениях людей следующего этапа. Каждая «волна», описанная Кондратьевым Н.Д., имеет отличительные признаки.

Первая волна (1785—1835) соответствует технологическому укладу, который базировался на расширении добычи угля, на новых технологиях в текстильной промышленности, на появлении крупных промышленных предприятий, создании конвейерного производства, внедрении механизации труда. Но большинство инноваций первой «волны» носили случайный характер и зависели от удачных изобретений.

Второй волне (1830—1890) соответствовало широкое внедрение в промышленность паровых двигателей, ускоренное развитие на их основе железнодорожного и водного транспорта. Были построены первые общественные железнодорожные пути Стоктон - Дарлингтон, создан паровоз *Locomotion* № 1. В 1833-1834 г.г. в России на Выйском заводе отцом и сыном Черепановыми был построен первый отечественный паровоз. Паровоз - уникальное техническое средство. Железнодорожный транспорт выполнял основной объем перевозок в XIX и первой половине XX века, он сыграл значительную роль в подъеме экономики целого ряда стран. Изобретение динамита А. Нобелем (1867 г.) не только усовершенствовало оружейные технологии, но облегчило строительство и добычу горных руд.

Основой третьей волны (1890—1940) стало начало использования в промышленности электрической энергии, что определило развитие тяжелого машиностроения, производство стального проката, новых направлений в химии. Получили развитие радиосвязь, телеграф, автомобильная промышленность. Образовались крупные фирмы, картели, синдикаты и тресты, на рынках началось господство монополий, началась концентрация банковского и финансового капитала, [22, 49]. Положено начало использования для получения электроэнергии возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В свою очередь, усовершенствование технологических процессов в черной металлургии способствовало строительству железных дорог и кораблестрое-

нию. Все эти направления развития стали возможны, благодаря интенсивному развитию электроэнергетики. Окончание третьей «волны» связывают с мировым финансовым кризисом и Великой депрессией в США.

Четвертую волну (1930—1990) называют «эпохой нефти». Формирование мирового уклада определялось дальнейшим развитием энергетики и транспорта с использованием нефти, нефтепродуктов и газа, происходило совершенствование средств связи, были созданы новые синтетические материалы, начато массовое производство автомобилей, тракторов, самолетов, различных видов вооружения, товаров бытового потребления. Широкое распространение получили компьютеры, атомная энергия стала использоваться в военных и мирных целях, конвейерные технологии стали основой массовых производств, научная организация труда позволила стандартизировать технологические операции. Образовались транснациональные и межнациональные компании, которые осуществляют прямые инвестиции в рынки различных стран. «Эпоха нефти» фактически закончилась мировым энергетическим (нефтяным) кризисом 1973 года и кризисом Бреттон-Вудской валютной системы, положившему конец золотому обеспечению доллара.

Пятая волна (1990-2050 г.г.) базируется на достижениях в области микроэлектроники, информатики, биотехнологии, генной инженерии, на использовании новых видов энергии, материалов, освоении космического пространства, спутниковой связи и т.п. Произошел переход от разрозненных фирм к единой сети крупных и мелких компаний, соединенных электронной сетью на основе Интернета и осуществляющих тесное взаимодействие в области технологий, контроля качества продукции, планирования, инноваций. Положено начало «высоким технологиям»: био- и нанотехнологии, генная инженерия, мембранные и квантовые технологии, микромеханика, термоядерная энергетика, технологии 3D-проектирования. Ожидается, что достижения в этих направлениях приведут к созданию квантового компьютера, искусственного интеллекта и, в конечном счете, обеспечат выход на принципиально новый уровень в системах управления государством, обществом, экономикой.

При этом все направления развития технологических процессов, начиная с третьей волны, нуждаются во все нарастающем объеме выработки электроэнергии.

Методика исследований Н.Д. Кондратьева не лишена недостатков и неоднократно подвергалась критике, но все замечания касались только оценки длительности циклов, а не собственно их существования.

1.2 Теория цикличного развития мировой энергетики, как инструмент прогнозирования

Применение теории цикличного развития предполагает возможность существенного расширения направлений прогнозирования, уменьшения случаев ошибочного прогнозирования, создает теоретическую основу структурной перестройки экономики и промышленности. Использование этой теории, как инструмента прогнозирования, позволит направить усилия на определение базовых проблем технологического развития энергетики. Правильный выбор базовых инноваций, которые являются основой перспективных изменений, позволяет сформировать приоритетные направления технологического развития в долговременном развитии.

Технический уровень производства полностью соответствуют закономерностям «волн Кондратьева». Их необходимо учитывать и в электромашиностроении для поддержания конкурентоспособности национального производителя. Положительным аспектом можно считать то, что мы находимся в начале повышающего этапа волны очередного большого цикла, (см. рис. 1), [22, 49, 70].

Правильно составленный прогноз позволит своевременно определить условия готовности техники, технологий и экономики к значительным изменениям, обеспечить создание таких предпосылок в механизме кризисных явлений, которые дали бы возможность успешно преодолевать депрессивные периоды. Умение учитывать цикличность при прогнозировании позволяет глубже прорабатывать альтернативные варианты будущего развития, исключать неоправданно завышенные вложения. Знание цикличности необходимо для определения направлений развития энергетики и, соответственно, для выбора рентабельного направления развития генераторостроения. Можно утверждать, что необходимо:

- вкладывать материальные средства в развитие моноэнергетики с увеличением мощности устанавливаемых единиц электрооборудования, в частности, ТГ, в совершенствование их конструкций, параметров, в расширение режимов эксплуатации;

- развивать малую и микроэнергетику (ВИЭ, мини- и микро-ГЭС, ТЭЦ и т.д.);

- проводить одновременное развитие этих направлений с обязательным учетом экономических вложений;

- определять, с учетом структуры энергокомплексов стран, в каком объеме необходимо проводить приватизацию и либерализацию рынка электроэнергии.

Следует учитывать конечность ископаемых углеродных ресурсов для получения энергии, что может привести к серьезным международным столкновениям из-за большой разницы в спросе и предложении энергии со стороны разных стран, к изменению характера и природы международных конфликтов. Это соответствует теории Кондратьева Н. Д., в которой он установил, что каждый период «волны» сопровождается не только техническими новшествами, но и определенными политическими событиями: войнами, революциями, голодом и эпидемиями. Войны и революции чаще приходятся на 1 и 2 периоды (подъем), проблемы 3 и 4 этапов – в основном голод и эпидемии.

Кондратьев Н.Д. отмечал, что цикличность развития, соответствующая «длинным волнам», заключается не в готовности предпринимателей к инновациям и не в усилении предпринимательской активности, а в самих производственных процессах. Реальной материальной основой «длинных волн» является коренное обновление тех видов производственных сооружений и оборудования, которые имеют длительные сроки службы (электростанции, железные дороги, мосты, каналы, плотины и т.д.). В материальную основу понятия «длинные волны» Кондратьев включил сумму капитала и трудовых ресурсов, обеспечивающих на длительной основе данный технический способ производства, и непосредственно подошел к понятию «жизненный цикл технического способа производства». Впервые в мировой экономической науке Кондратьев Н.Д. сумел доказать, что при оценке и прогнозировании перспектив развития любого направления в технике и экономике время является самостоятельной и важной категорией, с которой надо считаться при регулировании хозяйства любой страны и выборе перспективных направлений развития, [5, 22, 49].

Цикличности соответствуют и этапы развития электроэнергетики и, соответственно, турбогенераторостроения. Рассматривая каждый технологический уклад, начиная с третьего, можно утверждать, что состояние классической энергетики (АЭС,

ТЭС, ГЭС, ГАЭС) будет сохранять главенствующую роль еще более 50 лет. Поэтому работы, направленные на совершенствование ТГ тепловых электростанций, актуальны.

1.3 Сценарии и роль кризисов в развитии национальной и мировой электроэнергетики

Для обеспечения энергетической независимости национальной и мировой экономики следует обоснованно, с учетом будущего, увеличивать объемы потребления первичных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) из собственных запасов. Необходимо корректировать и тщательно отслеживать новые виды производств, повышать эффективность внешних источников и транспортных потоков поставок ТЭР, ориентироваться на максимальное обеспечение потребностей комплекса ТЭР в оборудовании, приборах, материалах.

Есть три возможных сценария развития энергетики в 21-м веке: инерционно - катастрофический, стабилизационно - стагнационный и инновационно - революционный, [61].

Инерционно - катастрофический («углеводородный») сценарий развития электроэнергетики предполагает:

1) повышение эффективности установок, работающих на тепловых технологиях, т.е. повышение эффективности ТЭС и АЭС. Но следует помнить о прогрессирующем старении оборудования энергоблоков электростанций и нарастающих экологических проблемах;

2) постоянное внимание к экономии органического топлива во всех сферах жизнедеятельности человека;

3) децентрализация производства электроэнергии (полиэнергетика) с одновременным развитием «большой» энергетики (моноэнергетика).

Полиэнергетика – это использование единичных, обычно небольших по мощности (от 1 до 100 кВт) источников энергии, максимально приближенных к потребителям. В моноэнергетике прогресс следует ожидать от внедрения новшеств и изменений, таких, как совершенствование конструкций, технологий изготовления, ре-

жимов эксплуатации, от повышения единичной мощности установленных ТГ, (например, увеличение мощности ТГ до 1500-2000 МВт), совершенствование систем охлаждения. Но проблема дефицита органического ископаемого топлива остается;

4) сохранение роли объектов ядерной энергетики (АЭС) в суммарном производстве электроэнергии. Использование АЭС, как основных источников электроэнергии, приводит к дополнительным проблемам. Первые блоки АЭС в Украине (например, блоки № 1 и № 2 Запорожской АЭС) уже выработали свой ресурс (30 лет). В мировом масштабе строительство новых блоков в период экономического спада невозможно из-за высокой стоимости. Поэтому возможно только продление сроков эксплуатации, что и наблюдается сегодня: срок эксплуатации блоков самых старых АЭС в США продлен еще на 30 лет, в России – на 15 лет, срок эксплуатации блока № 1 Запорожской АЭС – тоже на 15 лет. Кроме того, атомная энергетика очень скоро может остаться практически без источников топлива из-за конечности запасов урана, нарастают проблемы хранения отработанного ядерного топлива (ОЯТ);

5) проведение работ по повышению доли выработки электроэнергии от ВИЭ;

6) постоянное совершенствование систем управления технологическими процессами выработки электроэнергии и ее учета, улучшение технического состояния электросетей.

Инерционно - катастрофический сценарий предполагает продолжение индустриальной фазы и прогнозирует острый кризис уже после 2030 г. из-за достижения предела ее развития. Этот сценарий наиболее часто используется в странах со сложными технико-экономическими и социально-политическими характеристиками, и предполагает сохранение инерционного развития энергетики. Для развивающихся стран основой такого сценария является наличие материалоемкого этапа индустриализации, рост напряженности топливно-энергетического баланса (ТЭБ). При этом сценарии предполагается дальнейшее увеличение спроса на углеводородное топливо, что ведет к уничтожению его дешевых запасов, к увеличению инвестиционных вложений для освоения возобновляемых и нетрадиционных энергоресурсов. Очевидно, что при этом энергетика станет сдерживать общее техническое и социально -

экономическое развитие государства, а от экологических ограничений вероятно не-обходимо будет полностью отказаться по экономическим показателям. Для энергетической такая политика закончится катастрофой из-за окончания запасов углеводородных ресурсов (нефти и газа), возможных экологических ограничений использования тепловой, в том числе, атомной, энергетики, отставания в развитии ВИЭ, [27, 47].

Ожидается, что основными тенденциями развития мировой энергетики при таком сценарии станет:

- снижение степени самообеспеченности энергоносителями ключевых регионов мира (особенно Китая и Индии), перенаправление потоков энергоносителей в рамках международной торговли в восточном направлении;
- нарастание конкуренции между международными и национальными нефтяными компаниями;
- неустойчивость энергетических рынков приводит к усилению необходимости их регулирования, к требованию существенного роста инвестиций в энергетику и к изменениям технологической политики;
- установление ведущими странами контроля над предложением, спросом и распределением электроэнергии для обеспечения энергетической безопасности других стран.

В результате к 2050 году распад мирового энергетического рынка на отдельные регионы из-за вероятного (согласно прогнозам Н.Д. Кондратьева) кризиса мировой экономики и энергетики приведет к резкому сокращению потребления нефти и газа, к необходимости использования местных ресурсов, к значительному росту угольной отрасли (к 2050 г. более чем на 30%), к усилению роли атомной энергетики.

Стабилизационно - стагнационный сценарий предполагает управляемое развитие индустриальной отрасли, повышение внимания к проблемам экологии, создание информационного общества, корректировку направлений развития энергетики на государственном уровне. Темпы энергетического роста в развивающихся странах будут существенно ниже, т.к. основа их развития: потребление угля, - снизится. В атомной энергетике при таком сценарии ожидается устойчивое снижение объема вырабатываемой энергии, отрасль сократится практически в 2 раза. Предпосылками

для этого будут высокая стоимость и продолжительность строительства новых блоков АЭС, износ работающих, отсутствие инноваций в технологиях получения энергии, накопление проблем (радиационная безопасность, хранение ОЯТ). Как и во всех сценариях, сохраняется требование энергосбережения, что, возможно, снизит влияние на изменение климата, увеличит спрос на энергоносители, уменьшит противоречия в развитии мировой энергетики. Однако такая стабилизация может вызывать нарастание конфликта между развитыми и развивающимися странами по вопросу климатической политики. Как следствие, после 2030 г. этот сценарий приведет к снижению темпов развития всех аспектов существования общества, застою и постепенной потере устойчивости мировой энергетики. Этот путь может быть устойчивым только при замедлении темпов развития и завершится кризисом 2030 г., [61, 70].

Ключевыми тенденциями развития мировой энергетики при стабилизационно - стагнационном сценарии будут:

- снижение роста международных потоков углеводородного топлива;
- нарастание конкуренции между компаниями классической топливной энергетики, энергосервисными компаниями и компаниями, внедряющими ВИЭ;
- отход от биржевого ценообразования, превращение энергетического рынка в сервисный, развитие межотраслевой конкуренции, сокращение прибылей в энергетическом секторе, формирование искусственной системы цен в энергетике;
- рост значимости экологических факторов на энергетическом рынке, учет климатической политики на мировом уровне, как важного инструмента межгосударственной конкуренции и управления перспективного развития других стран со стороны развитых стран (США и страны ЕС);
- замедление энергетического и экономического развития в долгосрочной перспективе.

Наиболее прогрессивен инновационно - революционный сценарий. Он предполагает к 2020–2030 годам изменение развития современных направлений энергетики за счет инноваций в секторе производства энергии, ее передачи и конечного потребления. Этот сценарий предполагает формирование энергетики нового типа. И, в пер-

вую очередь, увеличение доли электроэнергии в мировом конечном энергопотреблении. Она вырастет от 21,7% в 2010 г. до 28,6% в 2030 г. и до 36,8% в 2050 г.

Ожидается, что к 2050 г. развивающиеся страны достигнут современного стандарта энергопотребления развитых стран, равного около 5 (МВт·час)/(чел. в год). Количественные различия будут снижаться, но будут возрастать качественные различия. После 2030 г. в лидирующих странах начнется формирование энергетических систем нового поколения, основанных на технологиях «умные сети». В энергетике потребление ресурсов и производство отходов будет радикально снижено за счет внедрения новых технологий, увеличения инвестиционной активности, роста доли электроэнергии в общем объеме используемой энергии.

При этом ожидается:

- увеличение инвестиций в энергетические отрасли, постепенное превращение энергетического рынка в рынок технологий, а не товаров, что приведет к изменению модели его работы, к ускорению развития малой энергетики и приближению источников энергии к потребителю;

- создание интеллектуальных электроэнергетических сетей (*smart grids*), интеграция энергетических и информационных сетей, совершенствование энергопотребления. Усилятся противоречия между государствами, где развивается инновационная энергетика, и государствами, опирающимися на топливные источники энергии;

- активизируется реализация крупных проектов в сфере энергетики, возрастет полезное количество электроэнергии при том же потреблении энергоносителей; расширится политика энергосбережения, в том числе в коммунальном секторе, активизируется внедрение новых источников энергии, появятся новые технологии управления климатом (геоинжиниринг);

- больше внимания будет уделяться созданию технологий хранения электроэнергии, созданию мощных и дешевых аккумуляторов электроэнергии, технологий автономного и мобильного энергоснабжения.

Сравнительная оценка (прогноз) мировой выработки электроэнергии от различных источников в зависимости от выбранного сценария, в млн. тонн условного топлива (т.у.т.), представлена в табл. 1

Таблица 1 – Прогноз мировой выработки электроэнергии от различных источников в зависимости от выбранного сценария, в млн. т.у.т.

Источники энергии	Инерционно- катастрофический сценарий			Стабилизационно - стагнационный сценарий		Инновационно- революционный сценарий	
	Годы						
	2010	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Нефть	3882	4627	5018	4441	4188	3641	2757
Газ	2653	3952	4522	3306	3483	3292	3092
Уголь	3278	4617	4487	3209	1794	3526	1812
Атомная энергия	626	776	824	512	349	1335	2333
Биомасса	650	600	600	600	600	300	200
Гидроэнергетика	572	729	952	729	952	729	952
ВИЭ	210	1040	1835	1481	3019	1860	5846
Всего	11871	16342	18239	14279	14386	14683	16993

Т.о., различия в энергопотреблении при использовании разных сценариев оказываются более значительными, чем просто количественные изменения в потреблении первичной энергии. Ожидается, что дальнейшее развитие будет определяться не объемом используемых ресурсов, а уровнем энергетических технологий, переходом от количественной к качественной оценке энергопотребления с использованием информационно - энергетических систем, с изменениями многих устоявшихся понятий энергоснабжения. Например, на наш взгляд, следует рассмотреть перспективу не повышения напряжения в воздушных линиях электропередач, а его снижения; рассмотреть запрет работы трансформаторов электростанций и подстанций в режиме холостого хода, который позволит потреблять («откачивать») избыточную реактивную мощность из энергосистемы, разгружать ее от реактивного тока.

Направления развития электроэнергетики носят явно выраженный национальный характер. При этом в рамках выбранной национальной модели экономического развития возможны разные сценарии: неблагоприятный (пессимистический), благоприятный (умеренный), максимально благоприятный (оптимистичный), [49]. Наиболее приемлемым для Украины, учитывая существующие внутренние и внешние

факторы, был бы умеренный сценарий. Развитие всех сценариев происходит на базе сочетания трех принципов: статического, циклического и динамического.

Принцип статичности определяет инерционность (преемственность) в перспективном развитии экономики и энергетики. Циклический принцип объясняет цикличность в их развитии. Динамический принцип аргументирует обязательное наличие кризисов, которые разрешаются полной сменой направлений и нормативов развития.

За последние 100 лет можно отметить три экономических кризиса: кризисы начала 1930-х годов, начала 1970-х и конца 2000-х годов, [52, 70]:

- кризис начала 1930-х г.г. привел к ускоренной индустриализации и резкому росту спроса на электроэнергию, нефть и нефтепродукты;

- кризис начала 70-х г.г. был вызван переходом США и Западной Европы к постиндустриальному развитию (отказ от модели индустриального развития) и окончанием холодной войны. При этом активизировалось частное предпринимательство, произошла либерализация мировой экономики, отмечено ускорение развития атомной энергетики, возрос спрос на газ, как на основное топливо и т.д.;

- кризис конца 2000-х годов был спровоцирован кризисом «компьютерной экономики», мирового рынка бумажных активов и нефтяного рынка, активизацией внимания к проблеме глобального потепления, что потребовало провести оценку новых направлений развития энергетики.

Каждый кризис вызывал изменение динамики мировой энергетики, исключал экспотенциальный рост, характерный для докризисных периодов, снижал темпы роста мирового энергопотребления. Но всегда после кризиса возобновлялся его устойчивый рост. Анализ динамики развития энергетики, с учетом существующей цикличности развития, позволяет предположить к 2040–2050 г.г. кризис мировой экономики и энергетики через «промежуточный» кризис 2030-х годов, связанный с окончанием периода индустриального развития и переходом к энергетике с новым качественным, интеллектуальным, энергоинформационным уровнем, [2, 12, 52].

Но, независимо от сценариев и принципов развития, прогнозы исследователей всех стран сходятся на том, что в ближайшие 50-70 лет основная выработка электро-

энергии будет вестись на ТЭС и АЭС, поэтому работы по совершенствованию основных генерирующих элементов (турбогенераторов) должны вестись непрерывно.

1.4 Факторы и методы обеспечения надежной работы турбогенераторов

С развитием рыночных отношений в электроэнергетической отрасли возрастает экономическая ответственность энергетических компаний за надежность работы энергосистемы и качество электроэнергии, поставляемой потребителю. Это определяется требованиями рынка, конкуренцией, обязательной мотивацией экономии издержек и снижения запаса резервов, требованием обеспечения надежности функционирования оборудования. Существуют три основных фактора, влияющих на надежность ЭО и электроэнергетики в целом: износ основных фондов, рост нагрузок и либерализация электроэнергетики.

В настоящее время износ ЭО является всеобщей проблемой. На степень износа существенно влияют эксплуатационные факторы, которые приводят к развитию и накоплению дефектов, к более раннему наступлению предельного состояния и к отказам оборудования, в частности, ТГ. При ненормальных условиях эксплуатации скорость износа ТГ выше, чем при нормальных условиях. В этом случае фактический уровень надежности, выбор режимов эксплуатации, частоты и видов ремонта ТГ может быть установлен только с учетом знаний о воздействии эксплуатационных факторов с момента его выпуска, что невозможно без планового и непрерывного диагностирования состояния.

Эти факторы условно можно разделить на четыре группы: воздействие окружающей среды; собственно условия эксплуатации; случайные и системные ошибки проектирования; ошибки монтажа.

К факторам воздействия окружающей среды относятся интенсивность грозовой деятельности и ветра, длительность гололеда, дождей, снега, тумана, образование изморози, росы, влияние солнечной радиации и другие. Стандарты допустимых факторов окружающей среды приводятся в справочниках и в технических условиях

(ТУ). На надежность ТГ, установленных на блоках, эти факторы практически не влияют, но влияют на системы транспорта и потребления электроэнергии.

Создание методов количественной оценки надежности и показателей долговечности по сочетанию различных признаков: времени и условий эксплуатации, количества и типов ремонтов, работы в нештатных режимах и т.д., - должно начинаться со сбора статистических данных. Сбор данных отдельно следует вести для режимов номинальной эксплуатации и для режимов непрерывного воздействия факторов, вызывающих увеличенную скорость износа при несоответствии условий работы номинальным: аварии, перегрузочные режимы, неплановые остановки и разгрузки, воздействия со стороны приводных турбин или энергосистемы. Даже для однотипных турбогенераторов остаточный срок службы может отличаться и во многом зависит от скорости износа ($V(t)$):

- одинаковая скорость износа ($V(t)=const$) свойственна однотипным элементам, имеющим одинаковую нагрузку;

- нарастающая скорость износа ($dV(t)/dt > 0$), наблюдается у элементов, нагрузка которых превышает допустимое значение;

- замедленный износ ($dV(t)/dt < 0$) возможен у ТГ, у которых на этапе изготовления был заложен дополнительный «запас прочности» (*service - factor*, дополнительный механический запас и т.д.).

Для оценки надежности используют следующие количественные показатели: время и вероятность безотказной работы; интенсивность отказов; сроки службы и межремонтных периодов.

Время безотказной работы оценивается средним числом часов работы ТГ до первого отказа и может быть определено на основе статистических данных, час:

$$T_0 = \frac{\sum_{i=1}^n t_i}{n},$$

где t_i — время исправной работы i -го наименования оборудования (или его части) до первого отказа, час;

n — общее число отказов.

Время наработки на отказ измеряется числом часов работы до первого отказа.

Чем больше это число, тем выше надежность ТГ.

Вероятность безотказной работы $P(t)$ определяется тем, что в заданном интервале времени ТГ работает без отказа:

$$P(t) = \frac{N_0 - \Delta N}{N_0},$$

где N_0 - количество ТГ, которые анализируются в проведенном исследовании за время t ;

ΔN - число отказавших турбогенераторов за время t .

Интенсивность отказов - это вероятность отказа ТГ в единицу времени. Вероятность отказов обычно определяют по статистическим данным:

$$\lambda(t) = \frac{\Delta N}{N_0 \cdot t},$$

t - времени наблюдения, час.

Показатели надежности ЭО можно исследовать аналитически или при помощи статистического метода. При аналитическом методе устанавливают функциональные связи между надежностью отдельных элементов и оборудования в целом, а также определяют влияние на них различных факторов. Затем при помощи математической модели и полученных функциональных связей определяют надежность при заданных условиях. Большое число функциональных связей между турбогенераторами и энергосистемой, а также факторов, непосредственно воздействующих на ТГ, затрудняет использование аналитического метода при исследовании надежности. Этот метод дает наилучшие результаты на этапе проектирования.

При статистическом методе различают конструкционную и эксплуатационную надежность ТГ.

Конструкционная надежность ТГ зависит от качества применяемых материалов при изготовлении отдельных узлов, от совершенства технологии сборки и т.д.

Эксплуатационная надежность, в свою очередь, зависит от конструкционной надежности, от условий эксплуатации и проведения ремонтов, от соответствия заложенным на этапе изготовления характеристикам ТГ режимам его работы на блоке. Окончательно эксплуатационная надежность определяется по данным наблюдения

за работой с обязательной оценкой экономической эффективности, которая определяется первоначальной стоимостью ТГ и затратами на его эксплуатацию.

Все технические изделия в процессе эксплуатации проходит три характерных периода, которые, в общем случае, подчиняются закону Вейбулла, (рис. 3), [2, 12]:

- период приработки ($0 < t < t_1$), где $t = 0$ - момент выхода изделия (ТГ) из цехов завода-изготовителя;
- период нормальной эксплуатации ($t_1 < t < t_2$);
- период износа ($t > t_2$).

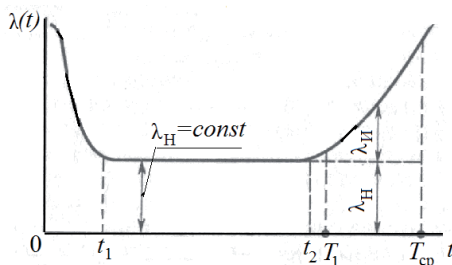


Рисунок 3 – Характерные периоды работы ТГ

T_1 – средняя долговечность; $T_{ср}$ – среднее время наработки до первого отказа

Отказы в период приработки обусловлены технологическими, производственными и конструкционными недостатками, присущими, как самому ТГ, так и его производству (включая качество материалов, условия хранения и транспортировки). Эти отказы стремятся исключить путем замены или доработки отдельных узлов.

Период нормальной эксплуатации ТГ характеризуется минимальной интенсивностью отказов, а внезапные отказы имеют случайный характер и обычно обусловлены работой в ненормальных режимах. Регулярность в таких событиях не наблюдается.

Период износа характеризуется резким увеличением числа отказов, что обусловлено износом отдельных элементов и всего изделия в целом, «старением» материалов конструкции.

Все расчеты и исследования ведутся на основании полной информации о техническом состоянии ТГ, о повреждениях, ремонтах и сервисном обслуживании, что

позволяет более точно оценить эксплуатационную надежность оборудования, рассчитать показатели безотказности, ремонтпригодности и долговечности, дать рекомендации по снижению аварийности и повышению остаточного срока службы. Техническое состояние ТГ в момент времени t может быть определено по экономической оценке необходимых замен элементов или проведения ремонтов, [60]:

$$\delta C_{\Sigma}^*(t) = \sum_{j=1}^n \delta C_j \cdot [1 - \delta M^*(P_j, t)], \quad (1.1)$$

где $\delta C_{\Sigma}^*(t)$ - относительная величина остаточной стоимости ТГ;

n - число узлов и сборочных единиц (элементов) ТГ;

δC_j - относительная величина затрат на замену j -го элемента;

$\delta M^*(P_j, t)$ - относительная величина среднего износа j -го элемента.

Если износ j -го элемента генератора происходит непрерывно, то

$$\delta M^*(P_j, t) = \frac{\sum_{i=1}^m P_{j,i}(t)}{m \cdot P_{j,\lim}}, \quad (1.2)$$

где m - число измерений при контрольных испытаниях ТГ на износ;

$P_{j,i}(t)$ - результат i -го измерения показателя износа (P) j -го элемента ТГ в момент t ;

$P_{j,\lim}$ - предельно допустимое значение показателя износа j -го элемента.

При дискретном характере износа относительная величина среднего износа j -го элемента:

$$\delta M^*(P_j, t) = \sum_{i=1}^{r_d} (i \cdot Q_i(t)), \quad (1.3)$$

где r_d - допустимое число дискретных воздействий;

$Q_i(t)$ - вероятность проявления i -го дискретного воздействия в момент t .

Точность оценки относительной величины затрат на замену j -го элемента $\delta C_{\Sigma}^*(t)$ определяется функцией распределения показателей износа $F(P_j, t)$ в момент t :

$$F_{\Sigma}^{-1}(P_i) = \sum_{j=1}^n [\delta C_j \cdot F_j^{-1} \cdot (1 - P_i)], \quad (1.4)$$

Функция выработанного ресурса позволяет оценить средний срок службы невосстанавливаемого элемента ТГ, лет:

$$M^*(T_{lim}) = F_{\Sigma}^{-1} \cdot (0,63).$$

Знание превышения допустимого ресурса позволит вовремя остановить ТГ, заменить отработавшие свой срок узлы и сборочные единицы, избежать аварийных отказов, неплановых длительных простоев, оценить возможность (или нет) его дальнейшей эксплуатации, [48, 56]. Одним из возможных способов установления целесообразности дальнейшей эксплуатации ТГ или его обязательной замены может стать суммарный анализ состояния отдельных элементов, пример которого представлен в табл. 2, где приведен анализ элементов, отказ которых наблюдался наиболее часто на практике и был причиной аварийных остановов.

Для более точного результата такие таблицы следует составлять для нескольких ТГ одной серии, одинаковой (или близкой) мощности, работающих при подобных эксплуатационных условиях, например, для ТГ, установленных на одной станции и имеющих подобную историю. При невозможности точной оценки целесообразности дальнейшей эксплуатации следует указать самый вероятный ответ или принять вероятность дальнейшей эксплуатации равной 25 % от максимальной для данной серии.

Данные колонки табл. 2 («Реальная оценка, количество/%») получены по данным анализа аналогичных, более подробных таблиц, в которых рассмотрены основные элементы, подлежащие контролю.

В ТГ износ происходит неравномерно, наиболее часто причиной отказов становятся обмотки, разрушение их изоляции. К ускорению разрушения изоляции приводят превышения температуры и ее перепады по толщине из-за разницы температур отдельных частей машины. Например, в изоляции стержня, расположенного в пазу статора, который с одной стороны имеет температуру меди, а с другой - температуру стали стенки паза, имеющие разные коэффициенты теплового линейного расширения. Эти перепады создают в изоляции недопустимо высокие механические напряжения. Также влияют переменные электрические поля, повышенная влажность, механические деформации, возникающие, в первую очередь, из-за вибраций.

Таблица 2 - Таблица укрупненной оценки состояния ТГ (пример)

Элемент ТГ, подлежащий диагностике	Оценка состояния отдельных элементов		Оценка, в баллах		Оценка состояния в соответствии с полученными баллами
			возможный диапазон	реальная оценка, количество/%	
1	2		3	4	5
Статор	Охлаждение статора (проблемы с системой охлаждения, аварийные превышения температуры)		5	1/20	повторная ревизия в номинальном режиме (без останова)
	Оценка состояния на этапе приработки, т.е. оценка качества проектирования и изготовления, (число аварий, нестандартных остановов)		5	2/40	анализ технической документации (в номинальном режиме без останова)
	История (число аварий, нестандартных остановов)		5	3/60	необходимы дополнительные испытания статора при ремонте
	Результаты визуального осмотра (крепление катушек, состояние бандажей, целостность клиньев, следы частичных разрядов – наличие белой пыли)		5	4/80	необходимо полное техническое обслуживание, желательна замена статора
	Состояние изоляции (целостность, наличие трещин, следы разрушения)		10	5/50	необходим повышенный контроль и техническое обслуживание
	Состояние изоляции: измерение сопротивления при помощи мегомметра (МОм на фазу):	менее 500	0		-
		от 100 до 500	3		повторная ревизия в номинальном режиме (без останова)
		от 50 до 100	10	5/50	необходимы дополнительные испытания статора при ремонте
		от 30 до 50	10		желателен останов и контроль
		менее 30	15		аварийный останов
Вибрация (каждые 10% над предельно допустимым значением 2,8 мм/с добавляет 1 балл)		10	2/20	необходим повышенный контроль и полное техническое обслуживание	
Суммарный результат оценки состояния статора			55	22/40	Возможна модернизация и продолжение эксплуатации

Продолжение табл. 2

продолжение табл. 2

1	2		3	4	5
Ротор	Охлаждение ротора (проблемы с системой охлаждения, аварийные превышения температуры)		5	3/60	необходим повышенный контроль и капитальный ремонт
	Оценка состояния на этапе приработки, т.е. оценка качества проектирования и изготовления, (аварии, нештатные остановки)		5	2/40	анализ технической документации в номинальном режиме (без останова)
	История (число аварий, нештатных остановов)		5	2/40	анализ технической документации в номинальном режиме без останова
	Результаты визуального осмотра (радиальное крепление катушек, состояние бандажей, целостность клиньев, следы частичных разрядов – наличие белой пыли)		5	4/80	необходим полное техническое обслуживание и капитальный ремонт
	Состояние изоляции (целостность, наличие трещин, следы разрушения)		10	7/70	необходим капитальный ремонт
	Состояние ротора (трещины поковок, вымывание меди обмотки, состояние изоляции и бандажей)		10	9/70	необходима замена ротора
	Состояние изоляции: измерение сопротивления при помощи мегомметра (МОм на фазу):	менее 500	0		
		от 100 до 500	3		
		от 50 до 100	5		
от 30 до 50		10	10/100	необходима замена ротора	
	менее 30	15			
Суммарный результат оценки состояния ротора			65	37/57	необходима замена ротора

Окончание табл. 2

1	2	3	4	5
Механические элементы и вспомогательное оборудование	Подшипники (охлаждение, следы масла, данные проб масла, износ, электрокоррозия вкладышей)	10	8/80	необходима замена камер подшипников
	Система гидроподъема (охлаждение, наличие следов масла, падение давления)	5	4/80	необходим капитальный ремонт
	Опорные элементы (состояние заделки, отклонение зазора, растрескивание бетона, анкеров, состояние фундамента)	5	3/60	необходим повышенный контроль и полное техническое обслуживание
	Охладитель (состояние ребер, трубок, коррозия трубок, коррозия водяных камер, измерения расхода воздуха при вращении машины)	10	2/20	контроль и техническое обслуживание
	Щеточный аппарат (состояние поверхности контактных колец, уровень износа и состояние щеток)	10	8/80	необходим полный ремонт, замена щеток
Суммарный результат оценки состояния механических элементов и вспомогательного оборудования		40	25/62,5	необходим капитальный ремонт и полная замена щеток

Отвод теплоты происходит через вентиляционные каналы и определяет перепад температуры, достигающий по толщине изоляции 5–15 °С. Перепад в изоляции тем больше, чем больше перепад температуры между стержнями обмотки и стенками паза. При нагреве медные стержни обмотки удлиняются и перемещаются относительно стальных стенок паза, что вызывает в изоляции избыточные механические напряжения, возможен ее разрыв, если она недостаточно эластична. Поэтому попытки изготовления высоковольтных ТГ, ($U_1 \geq 30$ кВ), где толщина пазовой изоляции должна быть больше, на наш взгляд, бесперспективны, т.к. перепад температуры в ней составлял бы примерно 30–35 °С и изоляция быстрее разрушилась.

Электрическое поле вызывает местные электрические разряды и ионизацию внутренних и поверхностных воздушных включений, что вызывает:

- увеличение потерь мощности в изоляции;
- механическое расщепление изоляции, выполненной с использованием слюды, на слои;

- появление озона и оксидов азота, которые в присутствии влаги образуют азотистую и/или азотную кислоту. Озон является сильным окислителем, он разрушает органические составляющие изоляции. Азотная и азотистая кислоты могут действовать не только на изоляцию, но и на металлы (сталь, медь).

Особенно вредна ионизация внутренних воздушных включений. Внешняя ионизация приводит к появлению «коронирования», которое возникает из-за наличия воздушных зазоров между поверхностью изоляции и стенками пазов. «Коронирование» изоляции не так опасно, как внутренняя ионизация, т.к. разрушающему действию «короны» подвергается только поверхность. Более опасно наличие местных скользящих разрядов в виде искр, которые могут расщеплять пластинки слюды и другие части изоляции. Для исключения поверхностных разрядов в высоковольтных машинах наружную покровную изоляцию делают с токопроводящими нитями для выравнивания потенциала стенки паза и поверхности секции.

В настоящее время освоено производство многих электроизоляционных материалов: кремнийорганические, эпоксидные, полиэфирные, полиуретановые и другие термореактивные смолы, компаунды и пластмассы на их основе, слюдиниты и слюдопласты, термореактивные лаки и другие электроизоляционные материалы.

Для изоляции обмоток ТГ были разработаны полноценные заменители слюды, которые изготовлены из чередующихся слоев стекломикаленты и слюдинитовой ленты с применением термореактивных связующих. Также в высоковольтных ТГ, вместо слюдяной, применяется изоляция из недовулканизированной кремнийорганической резиновой ленты, иногда в сочетании со слюдинитовой.

На пазовых участках стержней и в лобовых частях применяют непрерывную изоляцию наложением микаленты, изготавливаемую на основе асфальтового масляного лака. После наложения нескольких слоев микаленты стержень подвергают многократному компаундированию, заключающемуся в сушке его в вакууме при температуре 150–160 °С и последующей пропитке под давлением компаундом, со-

стоящим почти из чистого битума. В период вакуумной сушки из изоляции стержней удаляется влага, воздух и летучие составляющие лака, а при пропитке под давлением заполняются все поры, что препятствует проникновению в изоляцию влаги и воздуха. Основное преимущество миканитовой изоляции – ее «барьерная» функция. Т.е. то, что сформировавшимся поверхностным токам чешуйки слюды создают барьер: дойдя до слюды, поверхностный разряд вынужден будет его обогнуть, а, учитывая многослойность изоляции, пробивной путь значительно увеличивается.

Лучшие электрические характеристики для высоковольтных ТГ имеет терморезистивная изоляция, например, «слюдотерм». Ее основной составляющей является стекломикалента, которая состоит из лепестков слюды и подложки из стеклоткани. Связующим элементом служит искусственная терморезистивная смола (чаще всего, эпоксидная), затвердевающая при температуре 150 – 160 °С и не размягчающаяся при повторных нагреваниях.

Для ТГ перспективно также использование изоляции «силкофлекс» - ленточного материала из кремнийорганической резины. Он обладает высокой механической прочностью, нагревостойкостью, влагостойкостью, короно- и дугостойкостью. «Силкофлекс» не содержит газовых включений, может длительно работать при температуре 180 °С, допускает кратковременный нагрев до 250 °С, он устойчив к истиранию, обладает хорошей эластичностью и гибкостью, обеспечивает высокую эксплуатационную надежность.

В современных ТГ, в связи с ростом напряжения возбуждения, в основном используется непрерывный тип изоляции или изоляции, которая накладывается в виде обратной гильзы. При этом пазовая часть стержня изолируется несколькими слоями плотно спрессованного микафолия, поверх которого, для защиты от механических повреждений, накладывается слой тонкого плотного электрокартона или несколько слоев бакелизированной бумаги. Изоляция должна выдерживать напряженность электрического поля 20 кВ/мм при 130 °С, при 20 °С значение $\tan \delta$ должно быть не более 0,04.

В ТГ, работающих при напряжении 24 кВ (ТБВ-1000-2У3, ТБВ-1000-4У3), применяется микалента толщиной 0,13 мм: в пазовой части обмотки статора - 80 слоев

вполнахлеста, для лобовой части - на 1 слой меньше. Лобовые части катушек обмотки возбуждения изолируются несколькими слоями лакотканевой ленты в сочетании с миканитовой лентой, [18].

Механические усилия, действующие на изоляцию, возникают из-за электродинамического взаимодействия между проводниками, вибраций, центробежных сил вращающихся частей, от механических воздействий внешних сил и температурных перемещений стержней обмоток относительно стенок паза. Знакопеременные усилия вызывают трещины в изоляции, что снижает ее электрическую прочность.

К ускоренному «старению» изоляции приводит наличие химически активных веществ в воздухе (хлора, аммиака, паров кислот и щелочей), морской воды, микроорганизмов и насекомых (в тропических странах).

Наибольшее влияние на состояние изоляции оказывает высокая температура, которая нормируется стандартами и ТУ. Она вызывает химические изменения в изоляции. Скорость химических реакций зависит от температуры: чем выше температура, тем быстрее стареет изоляция. При температуре выше 100 °С происходит окисление органических изоляционных материалов.

Замена или ремонт отдельных деталей ТГ, если он изношен полностью, обычно неэффективны. В этом случае дальнейшая его эксплуатация становится невыгодной. На графике зависимости вероятности отказов ТГ от времени, (рис. 4), показано, что средняя наработка до первого отказа (T_{cp}) обычно весьма значительна и составляет около 10 тыс. часов. Она характеризует запас надежности машины в период нормальной эксплуатации.

У турбогенераторов приработочные отказы практически полностью исключены. Это достигается тщательным контролем изоляции, обработкой механических элементов по высокому классу точности, наладкой и контролем подшипниковых узлов и пускорегулирующей аппаратуры, мероприятиями по снижению уровня вибрации и обеспечения расчетных температурных режимов, приработочными испытаниями на заводе – изготовителе в течение не менее 100 час. В период нормальной эксплуатации интенсивность отказов (λ) мала и составляет около $1,5 \cdot 10^{-5} \text{ час}^{-1}$.

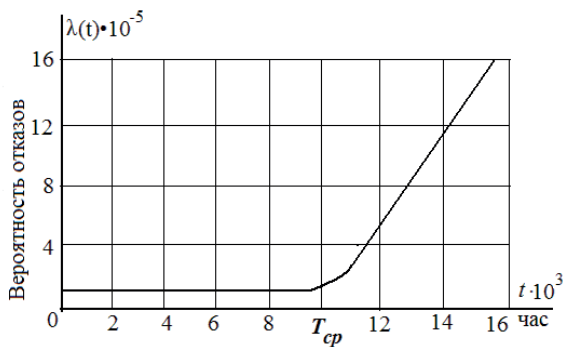


Рисунок 4 – Зависимость вероятности возникновения отказов турбогенераторов от времени

Период эксплуатационного износа начинается со времени $t > 10$ тыс. часов и характеризуется резким нарастанием интенсивности отказов (до 10 за 5000 часов), [43, 72].

Частые перегрузки и отключения, эксплуатация в ненормальных режимах увеличивают вероятность отказов. В этот период важен уровень технического обслуживания и своевременное устранение дефектов. Задача эксплуатационного персонала заключается в том, чтобы период нормальной эксплуатации не снижался ниже нормативных сроков. Практика показывает, что если налажено систематическое профилактическое обслуживание, то длительность периода нормальной эксплуатации достигает расчетного значения.

Важным показателем, от которого зависит надежность работы ТГ, является их ремонтпригодность, под которой понимается способность к обнаружению и устранению отказов и неисправностей при проведении технического обслуживания и ремонтов. Количественно ремонтпригодность определяется временем и затратами труда, требуемыми для восстановления работоспособности оборудования.

Обобщающим показателем, который оценивает готовность устройства к выполнению своих функций в нужное время, является коэффициент готовности:

$$k_t = t_{cp} / (t_{cp} + t_b),$$

где t_{cp} — среднее время наработки на отказ, час;

t_v — среднее время восстановления, час.

Защита не может предотвратить отказы в работе ТГ, т.к. она не может воздействовать на факторы, которые создают аварийную ситуацию. Но своевременное устранение причин, приводящих к авариям, потребует меньше времени, чем на ремонт или замену вышедшего из работы оборудования. С другой стороны, нельзя допускать необоснованные преждевременные отключения, так как это снижает надежность работы энергосистемы в целом.

Независимо от причины, отключение является отказом. Неправильное действие защиты снижает наработку на отказ, а, следовательно, и коэффициент готовности. Поэтому необходимо, чтобы защита не отключала ТГ, а давала сигнал об аварийном режиме и реагировала на перегрузки, которые действительно создают опасность его повреждения. Некоторые виды перегрузок должны преодолеваются за счет запаса мощности.

1.5 Методы и средства контроля состояния турбогенераторов

При проектировании современных ТГ нужно формировать новый подход к методам, средствам контроля и диагностики его состояния, к методике обеспечения надежности на всех этапах его «жизненного цикла»: на этапах формулировки технического задания (ТЗ), проектирования, конструирования, изготовления, транспортировки, монтажа, эксплуатации, обкатки и ремонта. К настоящему времени разработаны эффективные средства многоаспектного моделирования электромеханических систем, [12, 37], учитывающие шумы, вибрации, особенности распределения тепловых и электромагнитных полей, геометрические параметры и типы конструкций. В новые конструкции ТГ, начиная с этапа проектирования и выбора варианта конструктивного решения, следует закладывать максимально возможный эксплуатационный ресурс. Это творческий этап, практически не поддающийся формализации, [3, 11, 59].

Для обеспечения надежной работы ТГ существуют два пути:

- 1) полная замена устаревшего оборудования практически одновременно во всей

энергосистеме, что в нынешних экономических условиях нереально;

2) интенсификация диагностики на работающем оборудовании с целью своевременного выявления аварийно опасных элементов и, как следствие, предупреждение аварий, обоснование сроков и объемов ремонтов.

Проведение ремонтов согласно графику планово-предупредительных ремонтов (ППР) без предварительного определения технического состояния каждого конкретного ТГ неэффективно, требует большого объема работ по проверке его состояния, состояния отдельных узлов и деталей. Довольно часто оказывается, что техническое состояние ТГ было удовлетворительным, ремонт не требовался, а текущее обслуживание можно было провести и без разборки, которая, даже проведенная высококвалифицированными специалистами, приводит к снижению надежности и уменьшению срока службы ТГ. При этом нарушаются сопряжения, возможно повреждение отдельных деталей и узлов, особенно обмоток и шихтованных сердечников. Затем вновь необходима приработка деталей, что также повышает износ. И, в то же время, даже при проведении ремонтов через усредненные периоды (согласно графику ППР) нельзя гарантировать, что в межремонтный период не будут возникать отказы отдельных элементов ТГ. Даже на одной электростанции безаварийная продолжительность работы турбогенераторов обычно разная из-за разного технического состояния и определяется условиями эксплуатации, графиками нагрузок, которые неравномерны в течение года, месяца, суток, [64].

При обслуживании ЭО во многих странах уже выполнен переход от ППР к техническому обслуживанию по фактическому состоянию, что дает значительный экономический эффект, [7, 23]. Для предупреждения отказов и аварий в рабочем состоянии необходимо следить за системой, чтобы отслеживать аномалии еще на стадии зарождения причин отказов. Следовательно, количество точек контроля должно быть больше, а чувствительность измерительных приборов и разрешающая способность анализаторов выше, чем в настоящее время.

Для обеспечения мониторинга, упреждающего отказы ТГ на блоках электростанций, следует:

- использовать при проектировании ТГ новые расчетные модели и методики;

- точно определять перечень контролируемых параметров;
- иметь базовый комплект номинальных расчетных и экспериментальных данных, переданных заводом-изготовителем, а также архив экспериментальных данных, полученных при сервисном обслуживании ТГ и при послеремонтных испытаниях, что позволит создать достаточную систему мониторинга его параметров;
- знать допустимые отклонения параметров от номинальных значений;
- на этапе изготовления после выполнения предварительных исследований формулировать ТЗ и создать типовые системы постоянного мониторинга на всех ТГ, разрабатывать технические задания на систему ввода и регистрации экспериментально полученных и рассчитанных данных, вести их накопление;
- создавать мобильные универсальные лаборатории неразрушающего контроля (НК) и диагностики для предварительной оценки состояния энергоустановок;
- создавать аналогичные системы контроля на заводах-изготовителях.

Требования к системе мониторинга работающего ТГ следующие:

- 1) обязательное проведение комплексного анализа электромагнитных полей, токов нагрузки, выполнение акустического и вибрационного контроля, установление причин возникновения и в случае обнаружения доводка заводских дефектов ТГ;
- 2) при приработке оборудования после монтажа следует использовать все возможные методы НК и технической диагностики (ТД), т.к. условия работы ТГ на электростанции не идентичны испытательным режимам на заводском стенде. Кроме того, могут возникнуть дополнительные дефекты при транспортировке и, особенно, при монтаже, [15, 17];
- 3) полнота и тщательность контроля изношенного ЭО в режиме *on-line* должны быть существенно выше, чем при эксплуатации нового. Необходимо включать на определенном этапе общую проверку наиболее нагруженных узлов, например, состояние сварных соединений и состояние изоляции, [24, 25]. Экономия на таком контроле может обернуться значительными потерями и авариями. Примером может служить авария на японской АЭС («Фукусима-1», март 2011 г.). Считается, что одной из причин аварии был дефект трубы, которую не проверяли на протяжении 30 лет;

4) в то же время, на работающих ТГ объем дополнительно устанавливаемых датчиков контроля и мониторинга нужно сводить к необходимому минимуму, чтобы снизить интеллектуальную нагрузку на оперативный персонал. Также необходимо увеличивать степень автоматизации сбора и обработки основных параметров, [26].

Подводя итоги, можно сделать выводы:

1) для оценки реального состояния и определения возможности дальнейшей эксплуатации ТГ наиболее важны данные, полученные при его останове из-за нарушения характеристик или аварий, после которых выполняется полная разборка. При этом должны применяться не только методы НК, но и рентгеновская диагностика и другие методы, которые обеспечивают выдачу прямых данных о характере дефектов (микроскопию, капиллярный метод, вихретоковый и тепловизионный контроль и т.п.), [4, 28];

2) заключения экспертов следует заносить в общую базу данных, которая будет основой для изучения и перспективного исключения ошибок, допускаемых на всех этапах проектирования, конструирования, изготовления, эксплуатации, ремонта, [65]. В критических ситуациях, например, в предаварийной обстановке, эти данные могут стать определяющими для принятия операторами правильных решений по управлению сложными системами. Эти результаты должны непрерывно регистрироваться в специализированной компьютерной базе данных. Они подлежат непрерывной обработке и должны позволять в реальном времени сравнивать фактическое состояние ТГ с его параметрами, представленными заводом - изготовителем на этапе передачи потребителю, выработать стандартные требования к значениям параметров, обеспечивающих достаточно надежную работу ТГ;

3) при подходе к концу паспортного срока эксплуатации необходимого увеличивать объемы контроля и диагностики ЭО. Требуется более тщательная проверка состояния систем защиты, оценка вибрационного и теплового состояния, особенно для ТГ, часто работающих в неноминальных режимах.

2. ИСТОРИЧЕСКИЕ ЭТАПЫ СОЗДАНИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

2.1 Начало турбогенераторостроения

Трехфазные ТГ с неявнополюсным ротором впервые появились в 1900 – 1901 годы. В период 1900–1920 г.г. турбогенераторы изготавливались шестиполусными. Крупнейший из них, мощностью 62,5 МВт, был построен в США фирмой *Westinghouse*. Четырехполусные ТГ с частотой вращения 1500 об/мин (1800 об/мин при $f = 60$ Гц) выпускались меньших мощностей. Двухполусные ТГ выполнялись в то время мощностью до 5 МВт. В 1903 г. фирма *AEF* выпустила двухполусные ТГ мощностью 3 МВт, имевшие ротор с наборными зубцами. Двух- и четырехполусные ТГ преимущественное развитие получили после 1920 г., а, начиная с 1930 г., на электростанциях в основном использовались двухполусные генераторы.

Турбогенераторы этого периода выполнялись с воздушным охлаждением. При мощности выше 3–6 МВт в конструкции использовали воздухоохладители и замкнутый цикл охлаждения. Циркуляция воздуха обеспечивалась вентиляторами, устанавливаемыми на валу ротора. Дальнейшее развитие турбогенераторостроения шло по пути повышения единичной мощности ТГ с одновременным совершенствованием систем охлаждения, повышением экономичности и надежности, лучшим использованием активных и конструкционных материалов. Первые ТГ мощностью до 100 МВт, которые выпускались в довоенные годы, также охлаждались воздухом. Установленные в них вентиляторы прогоняли воздух до $60 \text{ м}^3/\text{с}$.

Но теплопроводность воздуха очень низкая, и при больших значениях мощности воздух стал недостаточен для охлаждения ТГ. Следующим в системах охлаждения стал водород, который лучше, чем воздух, отбирает тепло, т.к. у него почти в 7 раз выше теплопроводность, в 14 раз меньше плотность и на 44 % выше коэффициент теплоотдачи. При этом, из-за меньшей плотности водорода, в ТГ снизились механические потери, КПД увеличился на (0,8-1) %. К тому же в водородной среде медленнее, чем в воздушной, «стареет» изоляция. Патент на использование водорода для охлаждения ТГ был получен в Германии в 1915 г. Но только в 1937 г. охлаж-

дение ТГ водородом было осуществлено на практике в США фирмой «*General Electric*», [17, 18]. Применение водорода позволило продолжить увеличивать единичную мощность ТГ, только заменой воздуха на водород во внутреннем объеме ТГ удалось поднять мощность от 100 до 150 МВт.

История турбогенераторостроения в нашей стране (тогда СССР) началась в 1924 году, когда в Ленинграде на заводе «Электросила» были изготовлены первые ТГ мощностью 0,5 МВт и 1,5 МВт. К 1929 г. была разработана и освоена первая отечественная серия турбогенераторов мощностью 0,60 - 24 МВт. В 1934-1939 г.г. начали выпуск машин второй отечественной серии – серии «Т2» - двухполюсных ТГ с воздушным охлаждением, мощностью 6, 12, 25 и 100 МВт. Турбогенератор Т2-100-2 мощностью 100 МВт являлся для того времени крупнейшим в мире. Его охлаждение осуществлялось четырьмя вентиляторами из фундаментной ямы.

С 1939 г. начали выпускать турбогенераторы серии «ТГ» с усовершенствованной радиальной системой вентиляции. В таких турбогенераторах охлаждающий воздух омывал наружную поверхность ротора и проходил через радиальные вентиляционные каналы в сердечнике статора (косвенное охлаждение). Охлаждение воздухом оказалось недостаточным для турбогенераторов следующей ступени мощности, и в отечественных машинах с 1939 г. также начали применять для охлаждения водород. В 1946-1948 г.г. на заводе «Электросила» (г. Ленинград, СССР) были изготовлены и введены в эксплуатацию турбогенераторы новой серии ТВ мощностью 25÷100 МВт с полным водородным охлаждением. В 1952 г. была разработана усовершенствованная серия ТВ2.

В 1957 г. косвенное водородное охлаждение ТГ заменили непосредственным, для чего часть проводников в обмотках статора сделали полыми и через них стали пропускать водород, что позволило создать ТГ мощностью 200 МВт. В этом же году была создана серия ТВФ с форсированным охлаждением ротора. Циркуляция водорода в таких турбогенераторах обеспечивалась вентиляторами, установленными на валу. В табл. 3 приведены некоторые данные (относительные значения массы и размеров) ТГ с различными системами охлаждения водородом.

Таблица 3 –Относительные значения массы и размеров ТГ с различными системами охлаждения

Турбогенератор	Год изготовления	Масса, о.е.	Активная длина, о.е.	Полная длина, о.е.
Турбогенератор 12,5 МВА с воздушным охлаждением фирмы Westinghouse*	1923	1,0	1,0	1,0
	1927	0,745	0,82	0,91
	1930	0,568	0,61	0,68
Турбогенератор 100 МВт завода «Электросила» (г. Ленинград, СССР)				
T2 - 100-2 (с косвенным воздушным охлаждением)	1946	1,0	1,0	1,0
ТГ2 - 100-2 (с косвенным водородным охлаждением)	1952	0,95	0,83	0,9
ТВФ - 100-2 (с непосредственным водородным охлаждением)	1958	0,6	0,49	0,74

* - Турбогенератор, принятый базовым для сравнения

Следующим этапом стало применение для охлаждения воды, теплопроводность которой в 3 раза, а теплоемкость в 3500 раз больше, чем у водорода. Проблемой было совмещение воды и токонесущих элементов: при малейшем увлажнении изоляции возможны пробой, короткое замыкание и, соответственно, серьезная авария. И все же для ТГ мощностью 300 МВт удалось осуществить непосредственное охлаждение водой обмоток статора.

Водяной тракт был надежно спроектирован и так тщательно изготавливался, что прорыв воды практически был исключен, хотя вода под давлением пропусклась по полым проводникам статора совсем близко от корпусной изоляции. Обязательным требованием при этом является использование дистиллированной воды, так как обычная вода проводит электрический ток и оставляет осадки растворенных в ней солей на внутренних стенках проводников, что может привести к закупорке трубок охлаждения, закипанию в них воды и разрыву трубок. Однако даже при использовании дистиллята возможна закупорка каналов стержней. Вода, протекая по медным стержням, насыщается ионами меди, что создает своеобразную «накипь». Для защиты от этого явления устанавливают ионные фильтры.

На рис. 5 приведен турбогенератор ТГВ 325-2У3, производства государственного предприятия (ГП) завод «Электротяжмаш» (г. Харьков, Украина) с водяным охлаждением обмотки статора (видны каналы подвода воды, защитные щиты сняты).



Рисунок 5 – Турбогенератор ТГВ-325-2У3 и выводы стержней обмотки статора с охлаждением обмотки статора водой (видны каналы подвода воды)

Система непосредственного охлаждения оказалась очень перспективной, поэтому в таких каналах стали пропускать и воду, и водород. Это позволило в конструкции ТГ мощностью 200–300 МВт использовать охлаждение «водород-водород»: непосредственное охлаждение обмоток статора водородом и охлаждение внутреннего объема машины и ротора тоже водородом. Для турбогенераторов больших мощностей наиболее удачной оказалась система «вода-водород»: вода непосредственно в пазах охлаждает обмотки статора, водород охлаждает обмотку и сердечник ротора. Такая система используется для турбогенераторов мощностью от 200 МВт до 1500 МВт и, видимо, будет использоваться и для ТГ большей мощности.

Выпуск турбогенераторов серии ТВВ с водородно-водяным охлаждением начат в 1959 г. на заводах «Электросила», (г. Ленинград), и «Электротяжмаш». (г. Харьков), табл. 4. От генераторов предыдущих серий генераторы серии ТВВ отличались

высокими технико-экономическими показателями: использование активных материалов в этой серии было выше в $2,2 \div 2,3$ раза, чем у турбогенераторов серии ТВ2.

Таблица 4 - Основные параметры турбогенераторов серии ТВВ

Тип	Номинальная мощность, МВт	Полная мощность, МВА	КПД, %	Напряжение, кВ	Частота вращения, об/мин	Общая масса, тонны	Год начала изготовления
ТВВ-160-2Е-УЗ	160	188,2	98,5	18	3000	167	1980
ТВВ-220-2Е-УЗ	220	259	98,6	15,75	3000	220	1987
ТВВ-220-360	220	259	98,4	15,75	3000	220	1987
ТВВ-320-2Е-УЗ	320	376	98,75	20	3000	257	1987
ТВВ-350-2УЗ	350	411,8	98,75	20	3000	322	1994
ТВВ-400-2УЗ	400	470,6	98,7	20	3000	322	1994
ТВВ-500-2Е-УЗ	500	588,2	98,75	20	3000	340	1986
ТВВ-500-4-УЗ	500	588,2	98,7	20	1500	495	2007
ТВВ-800-2Е-УЗ	800	889	98,8	24	3000	502	1984
ТВВ-1000-2-УЗ	1000	1111	98,75	24	3000	540	1984
ТВВ-1000-4К-УЗ	1000	1111	98,8	24	1500	556	1984
ТВВ-1000-4К-УЗ	1000	1111	98,75	24	1500	680	1986
ТВВ-1000-2/27-ТЗ	1000	1111	98,75	27	3000	540	1988
ТВВ-1000-4/27-ТЗ	1000	1111	98,75	27	1500	680	1989
ТВВ-1200-2УЗ	1200	1333	98,8	24	3000	717	1975
ТВВ-1200-4УЗ	1200	1333	99,0	24	1500	720	проект
ТВВ-1500-4УЗ	1500	1531	98,5	27	1500	-	проект

Примечание: буква "Е" в обозначении типа турбогенератора означает его принадлежность к единой унифицированной серии, "К" - изготовление бандажных колец ротора из коррозионностойкой стали.

В серию ТВВ входят турбогенераторы мощностью 160, 200(220), 300(325-350), 500, 800, 1000 и 1200 МВт (3000 об/мин) и ТГ мощностью 1000-1500 МВт (1500 об/мин).

На рис. 6 приведен эскиз паза статора ТГ большой мощности с непосредственным охлаждением водой обмотки статора и со встречной заклиновкой паза.

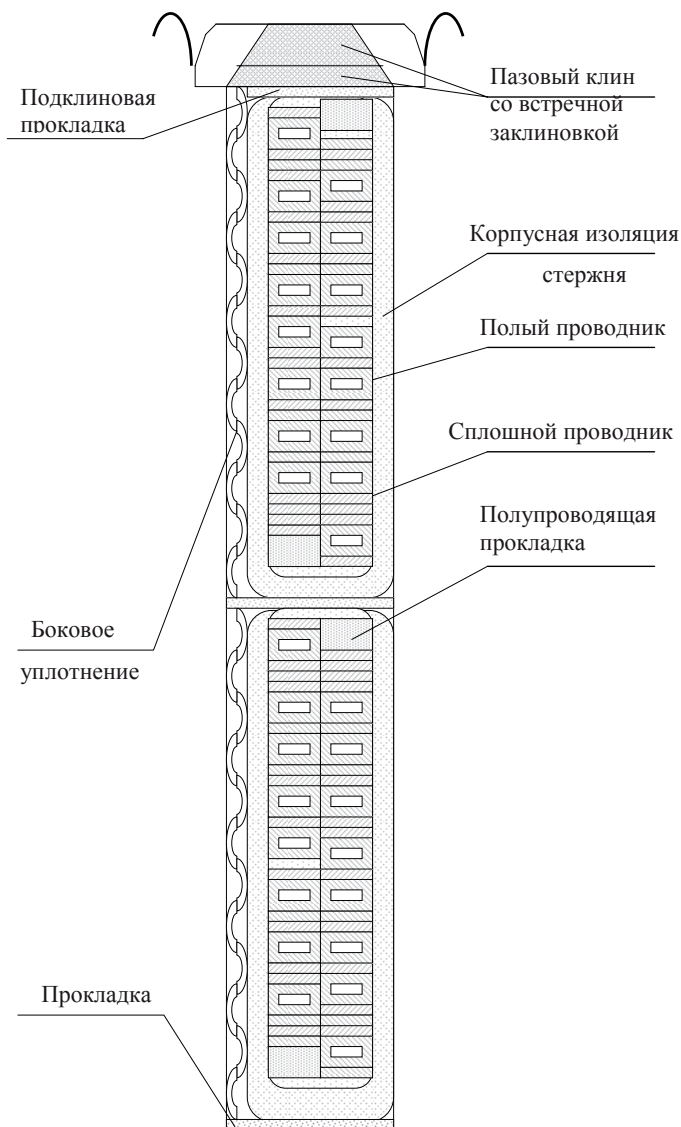


Рисунок 6 - Эскиз паза статора ТГ с непосредственным охлаждением обмотки статора водой

В мировой практике наиболее мощным турбогенератором серии ТВВ является турбогенератор ТВВ-1500-2У3 (мощностью 1500 МВт) с бесщеточной системой возбуждения, выпуск которых осуществлен во Франции и в России. В нем, как и в ТВВ-1200-2У3, усилено охлаждение водородом торцевых зон сердечника и лобовых частей обмоток ротора, для чего сформированы параллельные потоки водорода и непосредственно за центрирующим кольцом установлены дополнительные центробежные вентиляторы, рис. 7. Такая конструкция статора обеспечивает достаточно высокую надежность и высокий КПД турбогенератора.



Рисунок 7 - Турбогенератор ТВВ-1200-2У3, (ПО «Силовые машины», завод «Электросила», г. С.-Петербург, Россия)

Также при его проектировании:

- 1) увеличена жесткость крепления лобовых частей в радиальном и тангенциальном направлениях;
- 2) обеспечена возможность тепловых перемещений обмотки в осевом направлении;
- 3) в конструкции торцевой зоны статора используются неметаллические детали, что обеспечивает снижение потерь без уменьшения прочности конструкции;
- 4) выводные и соединительные шины выполняются круглого сечения;

5) в конструкциях стержней использованы водоохлаждающие нержавеющие трубки без применения пайки при их изготовлении и креплении;

6) для крепления стержней обмотки статора в пазу принята встречная заклиновка.

Следующим этапом было использование полного охлаждения водой обмоток статора и ротора (серия ТЗВ): непосредственное охлаждение обмоток статора и ротора дистиллированной водой, косвенное водяное охлаждение активной стали сердечника статора с заполнением внутреннего пространства генератора воздухом при атмосферном давлении, рис. 8. На рис. 9 представлен ротор турбогенератора серии ТЗВ 320- 2УЗс обмоткой, на котором видны выводные концы для подачи воды.

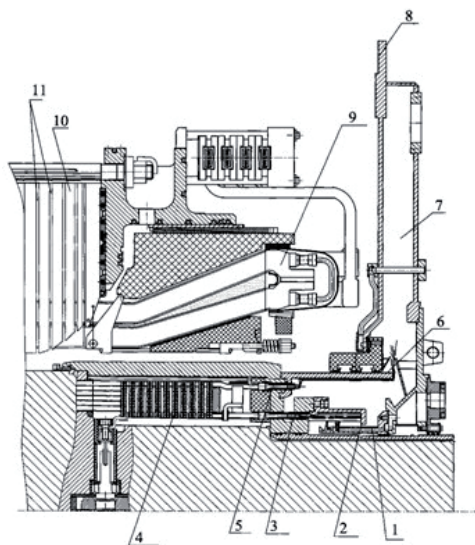


Рисунок 8 – Концевая зона ТГ с полным водяным охлаждением

- 1 – неподвижный напорный коллектор; 2 – напорное кольцо;
- 3 – нижние выводы обмотки ротора; 4 – обмотка ротора;
- 5 – верхние выводы обмотки ротора; 6 – сливное кольцо;
- 7 – неподвижная камера слива; 8 – торцевой щит корпуса статора;
- 9 – лобовые части обмотки статора; 10 – сердечник статора;
- 11 – охладитель сердечника статора

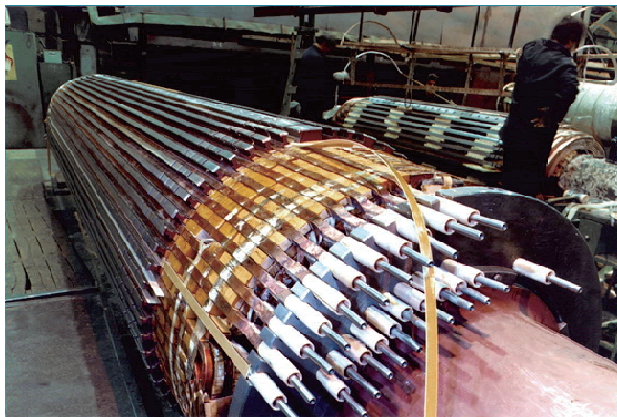


Рисунок 9 - Ротор ТГ серии ТЗВ 320- 2У3
с охлаждением обмотки ротора водой

2.2 Новый этап создания турбогенераторов с полным воздушным охлаждением

В настоящее время в мире опять возрождается интерес к ТГ с полным воздушным охлаждением, но на более высоком техническом уровне. Можно считать, что это следующий виток развития турбогенераторостроения. Максимальная мощность ТГ с полным воздушным охлаждением достигнута на заводах фирм *ABB* и *ALSTOM*, где в 1995 г. был создан ТГ мощностью 300 МВт, а с 1999 г. начаты работы над ТГ мощностью 500 МВт.

Возврат к воздушному охлаждению в ТГ большей мощностью, чем в исторически первых появившихся машинах, во многом определяется требованиями энергетики и новыми техническими возможностями: созданы схемы вентиляции с более интенсивной циркуляцией воздуха, используется непосредственное охлаждения обмоток, электротехнических сталеи с малыми удельными потерями, изоляции с высокой нагревостойкостью. На заводе «Электросила» (ОАО «Силовые машины», г. С.-Петербург, Россия) была разработана новая серия ТГ с воздушным охлаждением для паровых и газовых турбин номинальной мощностью 350 МВт.

В табл. 5 представлены данные о некоторых этапах производства ТГ с воздушным охлаждением на мировом рынке.

Таблица 5 - Этапы производства ТГ с воздушным охлаждением

Год начала изготовления	1999	2007	1998	1999	2008	2009	2015
Мощность ТГ, МВт	63	90	110	160	250	350	500 (проект)

В Украине на ГП завод «Электротяжмаш» (г. Харьков) был разработан турбогенератор с воздушным охлаждением серии ТА мощностью 220 МВт. Теоретические разработки имеют практическое подтверждение возможности использования «воздушных» машин: на Мироновской ТЭС свыше 10 лет работает турбогенератор ТА-120-2 с полным воздушным охлаждением, [57, 62, 75]. К настоящему времени на ГП завод «Электротяжмаш» были изготовлены и успешно эксплуатируются в разных странах около сорока «воздушных» турбогенераторов серии ТА, рис. 10.

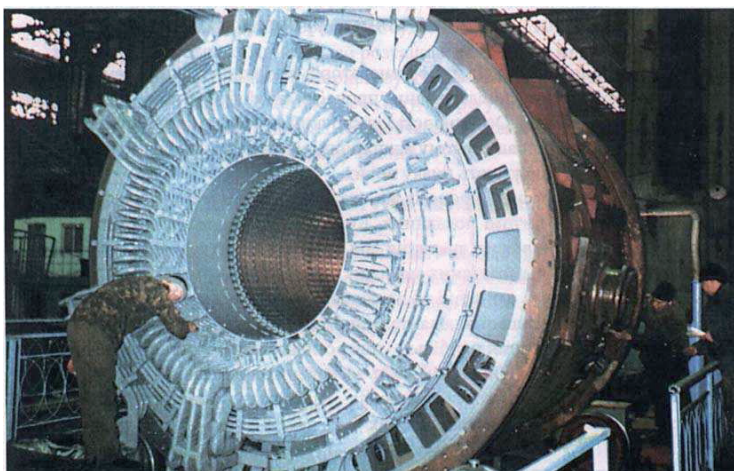


Рисунок 10 – Статор турбогенератора с воздушным охлаждением
ТА-120-2 производства ГП завод «Электротяжмаш»

3 НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТУРБОГЕНЕРАТОРОСТРОЕНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ ЕГО КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ

3.1 Направления совершенствования турбогенераторов с учетом путей развития электроэнергетики

Главная задача энергетики: предотвращение экологического кризиса, стимулирование перехода к энергетике нового типа, - требует объединения усилий всего человечества для обеспечения стратегии развития с учетом экономических перспектив. Экономическое состояние Украины предполагает считать первоочередной задачей рентабельность и обеспечение конкурентоспособности выпускаемой продукции, ее соответствие требованиям экологичности и энергосбережения. Поэтому к перспективным направлениям развития промышленности Украины следует отнести создание современного ТГ, как возможного предмета экспорта Украины во многие страны мира, [44, 69]. Такое решение позволит обеспечить энергетическую независимость страны и сохранить значимость украинской продукции на мировом рынке. Поэтому так важно проводить работы по исследованию и внедрению новых решений в тех областях, где продукция, выпускаемая национальной промышленностью, еще находится на мировом уровне и может конкурировать с продукцией ведущих мировых фирм. В частности, это относится к выпуску крупных синхронных генераторов для тепловых (ТЭС, АЭС) и гидравлических (ГЭС, ГАЭС) электростанций.

С 50-х годов прошлого века единичная мощность ТГ возросла в $7\div 7,5$ раз, от 200 до 1500 МВт. Это возрастание сопровождалось увеличением габаритов и масс ТГ, что с определенного момента создало проблему изготовления и их перевозки по железной дороге, определило задачу минимизации этих показателей, [19, 29]. Развитие турбогенераторостроения определяется потребностями электроэнергетики и развивается в соответствии с возможностями сопредельных отраслей промышленности. Мощные энергетические блоки (ТГ) необходимы для ТЭС и, особенно, для АЭС с реакторами на тепловых и быстрых нейтронах. При этом мощность ТГ можно увеличивать за счет, [62, 71]:

- интенсификации процессов охлаждения обмоток статора и ротора, сердечника статора и конструктивных элементов машин;

- использования лучших электроизоляционных материалов, а также электротехнических сталей и поковок роторов с более высокими магнитными и прочностными характеристиками;

- применения новых видов материалов и способов крепления обмоток, как в пазовой, так и в лобовых частях;

- проведения дополнительных ресурсных исследований материалов и конструктивных узлов для создания высоконадежных машин;

- изучения режимов работы мощных ТГ в энергосистемах при номинальных, ненормальных и в аварийных условиях.

Разработка высокоэффективных ТГ возможна только на основе комплексного решения научных проблем, связанных, как непосредственно с машиной, так и с системами возбуждения, регулирования, контроля и защиты. Также перспективны разработка и внедрение новых типов генераторов: генераторов асинхронизированного типа; генераторов, созданных с использованием высокотемпературных сверхпроводников (ВТСП), - что позволит уменьшить массу и габариты ТГ, увеличить их предельную мощность и КПД, [46, 66, 73].

В соответствии с «Обновленной Энергетической стратегией Украины на период до 2030 г.», [16], основной задачей обеспечения энергетической безопасности Украины является повышение технико-экономических характеристик ТГ: расширение эксплуатационного диапазона изменения их нагрузок, продление срока службы, применение новых конструктивных решений и теплоносителей, повышение качества ремонтных работ, что в результате приводит к повышению надежности и конкурентоспособности.

В настоящее время совершенствование электротехнической продукции, кроме обычных требований (повышение надежности, снижение себестоимости с одновременным повышением мощности и КПД в единице исполнения за счет внедрения новых технологий, материалов и т.д.), обязано идти с учетом сопутствующих требований: повышенные требования энергосбережения, развитие новых направлений про-

изводственной деятельности предприятий, связанной с вопросами продления сроков службы ЭО, отработавших срок эксплуатации. Последнее направление актуально для всех стран и определено общемировым экономическим спадом. В качестве примера можно привести решения по продлению в 2 раза сроков эксплуатации электрооборудования АЭС США, на 10-15 лет – во многих европейских государствах, в том числе, в России, [6, 60]. В Украине на 15 лет продлили срок эксплуатации турбогенератора ТВВ-1000-4УЗ первого блока Запорожской АЭС.

Традиционно национальные производственные технологии не отличались экономичностью. В Советском Союзе практически не стоял вопрос снижения потребления основных энергоносителей: газа и электроэнергии, - стоимость которых была низкой. В настоящее время это положение изменилось, что предъявляет повышенные требования к экономичности, качеству и эксплуатационной надежности оборудования и, в первую очередь, крупных ТГ.

Для ТГ необходимо вести исследования в следующих направлениях:

- 1) оптимизация конструкции торцевых зон сердечника статора, совершенствование его крепления в корпусе машины, крепления обмотки статора в пазовой и лобовой частях;
- 2) применение современных систем изоляции для статорных обмоток ТГ, оценка возможности создания высоковольтных ТГ и ТГ повышенной мощности;
- 3) оптимизация массогабаритных параметров турбогенераторов, [25];
- 4) замена водородного охлаждения на воздушное, [48, 62, 75];
- 5) внедрение современной системы диагностики для оценки теплового и вибрационного состояния ТГ в режиме *on-line* и в период плановых ремонтов;
- 6) повышение устойчивости работы ТГ при его работе на энергосистему с переменными эксплуатационными характеристиками; обеспечение повышенной маневренности по выработке активной и реактивной энергии с возможностью глубокого потребления последней из электросети. Для снижения выработки реактивной энергии в сеть целесообразна работа турбогенераторов АЭС с повышенными значениями коэффициентов мощности (до 0,994–0,999).

В отечественных ТГ особое внимание уделяется конструктивному исполнению торцевых зон сердечника статора, обеспечению их высокой механической прочностью и достаточного охлаждения. Однако при эксплуатации часто наблюдаются механические разрушения отдельных элементов, значительные нагревы конечных пакетов сердечников статора с растущими в таких режимах механическими усилиями, распушивание зубцов торцевых пакетов. Можно считать, что причиной является несовершенство конструкций крепления лобовых частей обмоток статоров, недостаточная надежность материалов и неправильно выбранные размеры сечений конструктивных элементов (например, нажимных пальцев), что приводит к ослаблению креплений, к избыточной вибрации стержней и к возможным замыканиям обмотки в пазах статора.

Вибрации стержней обмоток в лобовых и пазовых частях вызывают нарушение герметичности трактов водяного охлаждения, что приводит к авариям, [15, 34, 39]. В таких ТГ необходимо ограничивать скорость нарастания тока статора, т.к. если разность температур в стали сердечника и меди обмотки ротора станет избыточно большой, это приведет к существенной разнице теплового расширения обмоток и стальных сердечников и, как следствие, к значительным перемещениям обмоток в пазу. Эти перемещения и чрезмерные усилия в меди при частых повторениях могут вызывать повреждение изоляции, деформацию меди, к появлению механических напряжений в обмотках, превышающих предел ее текучести.

Проводимые исследования в процессе сервисного обслуживания турбогенераторов производства ГП завод «Электротяжмаш» на блоках ТЭС Украины и России показали, что работа в режимах частых пусков и остановов приводит к повреждению отдельных элементов, в первую очередь, к разрушению сердечников статоров и систем крепления «сердечник-корпус» ТГ. Исследования показали повышенные значения вибрации статоров и корпусов, причиной появления которых можно считать установленную при осмотрах потерю монолитности сердечника, нарушение жесткой связи «активная сталь - рама». Интересным является факт, что максимальная амплитуда вибрации была отмечена в режимах, близких к режиму холостого хо-

да. При приближении к номинальному режиму значения вибрации снижаются. Так виброобследование турбогенератора ТГВ-200-2 на Гомельской ТЭЦ-2 показали, что:

- при нагрузке 49,6 МВт (24,8 % от P_N) максимальная вибрация активной стали с двойной частотой достигала 33,4 мкм. С увеличением нагрузки уровень вибрации снижался: при $P=180$ МВт (90 % от P_N) составлял 22,5 мкм, а при выходе на номинальную мощность значение вибрации снизилось до 19,8 мкм;

- показатели вибрации рамы аналогичны значениям вибрации активной стали сердечника: с увеличением нагрузки вибрация в центре рамы снижается от 30,0 мкм при $P=49,6$ МВт (24,8 % от P_N), до 21,6 мкм при $P=180$ МВт (90 % от P_N). При выходе на номинальную мощность значение вибрации снизилось до 17,1 мкм;

- со стороны турбины и стороны контактных колец (КК) вибрация рамы при изменении мощности от 50 % до 70 % снижалась: со стороны КК - от 22,9 мкм до 15,8 мкм, со стороны турбины - от 16,2 мкм до 9,9 мкм.

При визуальном обследовании было обнаружено наличие отложений красно-коричневого цвета на спинке сердечника, как со стороны турбины, так и со стороны КК. Также были найдены неплотности между 3 и 4 клееными пакетами со стороны турбины, а подтяжку гаек нажимных фланцев сердечника статора пришлось выполнить, как со стороны КК, так и со стороны турбины, [9, 10, 20, 74].

Эти факты позволяют утверждать, что причиной потери монолитности сердечника и нарушения жесткой связи в узле «активная сталь-рама» может быть высокий уровень вибрации при ненормальных значениях мощности, имеющих определенный спектр частот, близких к резонансным значениям собственной двойной частоты турбогенераторов (100 Гц).

Фактором, усиливающим влияние вибрации на состояние ТГ, следует считать его тепловое состояние, [39, 42]. Для контроля и оценки состояния отдельных элементов ТГ необходимо устанавливать специальную контрольно-измерительную аппаратуру, которая позволит измерять вибрацию и сопутствующие параметры. В комплект измерительной аппаратуры должны быть включены датчики вибрации, анализаторы спектра, преобразователи линейной виброскорости и преобразователи линейных перемещений.

Эти проблемы являются общемировыми, все электромашиностроительные фирмы занимаются их решением. Однако есть вопросы, не связанные с классическими проблемами турбогенераторостроения, но которые являются препятствием при проведении тендера продукции на мировых аукционах. Эта проблема – высокие удельные показатели веса отечественных машин.

3.2 Поддержание конкурентоспособности турбогенераторов, как критерий их перспективного развития

3.2.1 Особенности обеспечения конкурентоспособности турбогенераторов

В настоящее время понятие «конкурентоспособность» для ТГ включает не только требования технического совершенства, но и соответствие их характеристик особым требованиям энергосистем, на которые они работают.

Высокий уровень конкурентной борьбы на рынке промышленных товаров вынуждает завод – изготовитель ТГ проводить расширенные испытания, обеспечивать дополнительные виды диагностики узлов и деталей новых ТГ, их тепловой контроль и вибродиагностику на блоках станций в режиме *on-line*.

Особенностью настоящего периода является то, что основное электрооборудование станций Украины на 90 % и более отработало свой технический ресурс, [52, 56]. Одновременно, в короткие сроки полностью заменить устаревшее ЭО невозможно из-за ограниченности материальных средств, что сделало необходимым проводить работу по проверке установленного ЭО с целью продления его срока службы по данным диагностики технического состояния. Поэтому первоочередной задачей является обеспечение сотрудничества между предприятиями - изготовителями ТГ, предприятиями по их сервисному обслуживанию и электростанциями с целью увеличения эксплуатационного срока за счет качественного сервисного обслуживания и внедрения современных систем контроля качества, [8, 71].

Также необходимо научно-техническое сотрудничество между предприятиями–изготовителями, ремонтными заводами и научными учреждениями для получения новых комплектующих и материалов, необходим доступ к мировой научной инфор-

мации, информационное содействие на рынке услуг по сервисному обслуживанию и ремонту, как на территории Украины, так и в странах ближнего и дальнего зарубежья.

Реальный экономический эффект от применения нового ЭО определяется различными факторами. Следует учитывать, что расходы на электроэнергию в течение жизненного цикла ЭО составляют около 60 % всех эксплуатационных затрат, расходы на приобретение самого оборудования – только 5÷10 %. Если понимать эффект, как сумму всех преимуществ, которые возникают при эксплуатации более совершенного ЭО, то, кроме технических преимуществ энергоэффективного оборудования и экономии расходов на электроэнергию, необходимо учитывать снижение расходов на техобслуживание, а также на весь комплекс дополнительных услуг по диагностике и сервису. На рис. 11 представлены некоторые направления исследования конструкций ТГ для поддержания их конкурентоспособности, т.е. пути их исследований и совершенствования.



Рисунок 11 - Направления исследования конструкций ТГ для поддержания их конкурентоспособности

3.2.2 Факторы, ограничивающие предельную мощность турбогенераторов

В настоящее время опять актуален вопрос повышения единичной мощности ТГ, т.к. это является одним из реальных направлений энергосбережения. Общая мощность энергосетей страны стала выше, т.е. устойчивее в случае внезапного отключения мощного генерирующего элемента системы.

Увеличение мощности ТГ в единице исполнения путем увеличения их габаритов практически исчерпано. Возможность выполнения конструкций с большими массогабаритными показателями ограничивается состоянием смежных отраслей производства, проблемами транспортировки ТГ на место установки, обеспечением надежности мощных агрегатов с повышенной электромагнитной, механической и тепловой нагрузкой:

1) проблема изготовления поковок для роторов крупных ТГ. Для ротора ТГ мощностью 1200 МВт необходима отливка массой 230 тонн. Сегодня не существует металлургических печей соответствующей емкости. Для ТГ мощностью 1200 МВт плавку вели одновременно в двух электропечах и в одной мартеновской печи. При этом было трудно получить заготовку нужного качества, исключить появление пустот, раковин, трещин, примесей. Вероятно, что слитки весом свыше 500 тонн в ближайшее время отливаться не будут;

2) проблема транспортировки к месту эксплуатации также ограничивает габариты и вес ТГ. Допустимые габариты и масса перевозимых грузов установлены Правилами дорожного движения (ПДД), при перевозке груза его масса не должна превышать нормы, определенные для данного транспорта, [19]. При транспортировке по железной дороге максимальная грузоподъемность железнодорожных транспортеров сочлененного типа равна 500 т. Дальнейшее увеличение массы перевозимого груза по железной дороге невозможно из-за сложностей процесса, значительных капитальных затрат на реконструкцию (усиление) путей и создания дорогого и сложного специализированного подвижного состава, табл. 6. В ПДД (п. 23) также установлены ограничения габаритов. Так ротор ТГ часто транспортируется непо-

средственно с возбудителем, их совместная длина не превосходит 24 м, и транспортировка на одной платформе возможна.

Таблица 6 - Габаритные размеры и масса ТГ, установленных на электростанциях

Тип ТГ	Масса ротора, тонн	Масса статора (монтажная), тонн	Масса генератора, тонн	Размеры, м		
				длина с возбудителем	ширина	высота
ТВФ-63-2УЗ	25,4	87,7	123,6	10,69	3,60	4,29
ТВФ-120-2УЗ	30,8	113,5	179	11,38	3,96	4,61
ТВФ-63-2ЕУЗ	18,4	72,4	93	10,56	3,52	4,21
ТВФ-110-2ЕУЗ	28,9	99,7	151	11,16	4,14	4,41
ТВВ-160-2ЕУЗ	30,8	115	167	12,65	3,76	4,64
ТВВ-200-2УЗ	41,8	170	235	13,88	3,96	4,79
ТГВ-200-2М	48,1	170	256	11,67	4,71	3,28
ТВМ-300-2	50,4	245	393	12,37	3,86	3,97
ТГВ-300-2	55,8	266	364	16,96	4,15	3,00
ТВВ-320-2УЗ	55,1	201,7	340	15,92	4,70	5,75
ТГВ-500-2	61,5	218	361	12,37	5,02	3,00
ТВВ-500-2УЗ	65,0	225	384	17,18	5,36	6,98
ТВМ-500-2	63,5	244	340	18,11	3,86	5,67
ТГВ-500-4	150	215	495	19,17	5,62	2,95
ТВВ-800-2УЗ	84	322	515	19,30	5,56	7,53
ТВВ-1000-2УЗ	86,5	318	541	23,14	5,56	7,53
ТВВ-1000-4УЗ	156	333	667	21,82	6,10	8,02
ТВВ-1200-2УЗ	104	410	610	25,16	6,40	6,25

Наружный диаметр статора ТГ ограничен 6,4–6,5 м. Иначе, чтобы перевезти ТГ по железной дороге, пришлось бы расширять мосты и тоннели, останавливать встречное движение поездов по маршрутам следования. Как положительный фактор внедрения машин с воздушным охлаждением, можно отметить возможность выполнения разъемного статора, что облегчает перевозку.

По механической прочности максимальная активная длина ротора не может быть больше 8 м, иначе возникнут недопустимые прогибы. Ограничен и диаметр ро-

тора (до 1,86 м), так как линейная скорость точек его поверхности, даже при вращении ротора со скоростью 1500 об/мин, не должна превышать 190 м/с. При этом возникают центробежные усилия в сотни тонн, стремящиеся вытолкнуть обмотку из пазов. Если сделать ротор диаметром больше 1,9 м, то даже лучшая на сегодня легированная сталь не выдержит - центробежные силы разрушат конструкцию, [4, 27].

В Украине технологическая возможность выполнения ТГ предельной мощности определяется следующими показателями: длина активной стали ротора – до 8,0 м; диаметр «бочки» ротора – $1,45 \div 1,80$ м; допустимое расстояние между стояковыми подшипниками – до 9 м; вес обработанной заготовки - около 185 т при весе слитка-заготовки около 290 т, что согласуется с возможностями украинских металлургических предприятий (ОАО «Азовсталь», г. Мариуполь).

Общемировая тенденция увеличения мощности в единице исполнения – проектирование и создание ТГ предельной мощности (1500–2000 МВт) для АЭС классического типа. Такие ТГ имеют больший КПД, меньшие эксплуатационные затраты, меньший удельный расход атомного топлива (ТВЭЛ-ы и ТВСА) и, соответственно, снижают скорость заполнения хранилищ ОЯТ и радиоактивных материалов (например, уменьшается количество контейнеров системы сухого хранения отработанного ядерного топлива (СХОЯТ)).

Зарубежные фирмы при создании ТГ мощностью свыше 1000 МВт ориентируются на четырехполюсное исполнение. Эти генераторы разрабатывают на номинальную мощность $1150 \div 1360$ МВт фирмами «*Mitsubishi Heavy Industries*», (Япония), «*General Electric*» и «*Westinghouse Electric Company*» (США); «*Kraftwerkunion*» (Германия); «*Brown Boveri*» (Швейцария). Максимальная реализованная в мире мощность турбогенератора (1485 МВт) достигнута французской промышленной группой «*AREVA*», [71]. В настоящее время в Великобритании и США проектируют ТГ мощностью до 2000 МВт. В средствах массовой информации было сообщение, что в Китае сделан ТГ мощностью 1750 МВт.

Предельная мощность ТГ определяется технологическими возможностями сопутствующих производств и требует внесения конструктивных изменений:

1) создание турбин с достаточной пропускной способностью и атомных реакторов, обеспечивающих работу ТГ большой мощности;

2) использование современных технологий, новых электроизоляционных материалов, электротехнических сталей с более низкими удельными потерями и поковок с высокими прочностными характеристиками, применение формирующихся материалов для крепления обмоток в зоне лобовых частей, неметаллических деталей высокой прочности, самоусаживающихся шнуров, применение шестифазных обмоток статора;

3) интенсификация процессов охлаждения обмоток, сердечников статора и ротора, отдельных конструктивных элементов;

4) увеличение скорости воды в полых медных проводниках обмотки статор (от 1 м/с до 2-2,5 м/с), уменьшение числа сплошных проводников (в настоящее время на один полый проводник приходится два сплошных), установка боковых гофрированных полупроводящих прокладок и прокладок под клин;

5) применение двухслойной стержневой обмотки статора с транспозицией элементарных проводников в пазовой и в лобовой зонах, верхний и нижний стержень которых имеют разное количество элементарных проводников для выравнивания удельных потерь по высоте стержня;

6) использование сухой утоненной изоляции стержней и последующей вакуумно-нагнетательной пропитки статора с обмоткой по технологии «*Global VPI*»;

7) внедрение конструктивных и технологических решений с целью расширения допустимых пределов изменения режимов работы ТГ в энергосистемах.

На рис. 12 и рис. 13, для визуального сравнения изменения габаритов ТГ, приведены фото статоров турбогенераторов с водородно-водяным охлаждением мощностью 300 и 1000 МВт соответственно.

Из-за изменения величины и характера нагрузки, больших «провалов» и ярко выраженных «пиков» энергопотребления, значительного вклада в энергосистему электроэнергии тепловыми станциями с практически полностью изношенным оборудованием, [40, 50], частота тока в электросети Украины последние несколько лет находится на уровне 49,5 - 49,2 Гц.

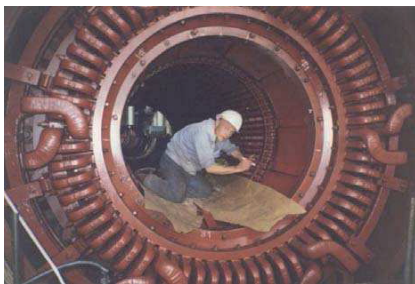


Рисунок 12 – Турбогенератор
ТГВ 300-2У3 (300 МВт)



Рисунок 13 – Турбогенератор
ТБВ 1000-4У3 (1000 МВт)

Более низкие значения частоты опасны для работы всей энергосистемы и электрооборудования. Например, при снижении частоты в сети до 49,0 Гц реакторы энергоблоков АЭС должны разгружаться до 10 % номинальной активной мощности, что повлечет дополнительное увеличение дефицита мощности и осложнит аварийную ситуацию в энергосистеме.

Поэтому при проектировании новых ТГ следует, кроме основных, обеспечивать дополнительные требования, такие как:

- повышенная маневренность генераторов по выработке активной и реактивной энергии с возможностью глубокого потребления последней из электросети. Потребление реактивной мощности не должно ограничиваться нагревом и механическими процессами в торцевых зонах сердечника статора;

- при проектировании следует предусмотреть установку в генераторах тиристорных пусковых устройств для обеспечения высокой маневренности при использовании частотного метода (в частности, увеличения скорости пуска и останова);

- для повышения экономических и режимных показателей электростанций обеспечить возможность регулирования частоты вращения генераторов при сохранении их связи с сетью. Это целесообразно и для станций, использующих возобновляемые и нетрадиционные источники энергии (ГЭС, ГАЭС, ветровых и др.);

- необходимо предусмотреть высокие управляемость и контролепригодность генераторного оборудования всех типов, (в том числе такого, которое регулируется по частоте вращения), обеспечить широкую степень автоматизации.

Увеличение мощности ТГ мощностью 200-300 МВт, основного генерирующего оборудования ТЭС Украины, за счет увеличения электромагнитных нагрузок может быть решено за счет большего заполнения паза статора медью. Это достигается путем использованием изоляции, имеющей повышенные теплообменные свойства, меньшую толщину и более высокий класс нагревостойкости (вместо корпусной изоляции толщиной 6,9 мм, класса нагревостойкости «В», целесообразно использовать изоляцию «Изопроленг-*F*» толщиной 5,7 мм, класса нагревостойкости «*F*»). Это способствует увеличению эксплуатационной надежности ТГ.

На рис. 14 приведено сравнение заполнения паза статора турбогенератора ТГВ-300 и модернизированного ТГВ-325.

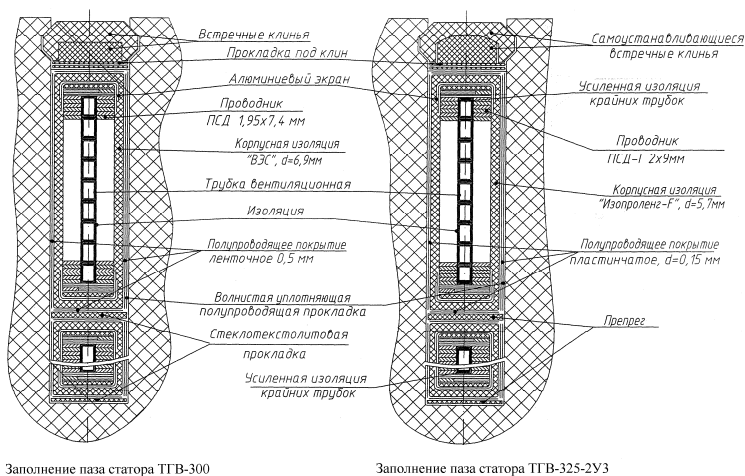


Рисунок 14 – Эскизы заполнения пазов статоров ТГВ-300-2У3 и ТГВ-325-2У3

Сравнение основных технических показателей турбогенераторов ТГВ-300 и ТГВ-325-2У3 представлено в табл. 7, из анализа которой следует, что модернизированный турбогенератор ТГВ-325 имеет большую площадь сечения меди обмоток статора, сниженное значение плотности тока и меньшую толщину изоляции стержней. При этом необходимо снижение температура воды на входе в охладитель

и увеличение ее расхода. Увеличение мощности также несколько снизило значение отношения короткого замыкания (ОКЗ), но оно не вышло за пределы значений, указанных в ГОСТ 533-2000.

Таблица 7 - Основные технические характеристики турбогенераторов ТГВ-325-2У3 и ТГВ-300-2У3.

Наименование параметра	Значение параметра для турбогенераторов	
	ТГВ-325	ТГВ-300
Номинальная мощность (P_N/S_N), МВт/МВ·А	325/382,4	300/353,3
Номинальный ток статора, I_{sN} , А	11040	10200
Номинальная температура циркулирующей воды на входе во внешний контур разделительного водо-водяного теплообменника ($t_{вп}$), °С	32	33
Номинальное избыточное давление водорода в корпусе генератора (P_{NH2}), МПа	0,3–0,35	0,3
Максимальная длительно допустимая мощность (P_{max}/S_{max}), МВт/МВ·А	335/372,2	330/366,7
Температура циркуляционной воды/ избыточное давление водорода при максимально допустимой мощности ($t_{в, max}/P_{max}$), °С/ МПа	32/0,35	20/0,4
Поперечное сечение меди стержня обмотки статора (q_{r1}), мм ²	1588	1278
Плотность тока в обмотке статора (j_s), А/мм ²	3,48	3,99
Толщина корпусной изоляции стержня статора (Δ_{ins1}), мм	5,7	6,9
Класс изоляции: - обмотки статора - обмотки ротора	F F	B B
Ориентация линий направления проката анизотропной холоднокатаной стали в сегменте статора	вдоль зубцов	вдоль ярма
Частота собственных радиальных колебаний сердечника статора (f_s), Гц	147,2	127,8
Масса меди статора (G_{Cus}), кг	15649	12700
Масса стали сердечника статора (G_{Fe1}), кг	142300	134900
Масса меди ротора (G_{Cut}), кг	5188	5200
Отношение короткого замыкания (ОКЗ), о.е.	0,455	0,505

Продолжение таблицы 7

Наименование параметра	Значение параметра для турбогенераторов	
	ТГВ-325	ТГВ-300
Ток возбуждения в номинальном режиме (i_r), А	3140	3050
Напряжение возбуждения (U_r), В	455	420
Плотность тока в обмотке ротора (j_r), А/мм ²	9,77	9,5
Переходное индуктивное сопротивление по продольной оси (x_d), о.е.	0,314	0,30
Коэффициент полезного действия при номинальной нагрузке (η_N), %	98,7	98,6
Минимальный коэффициент мощности в режиме недовозбуждения при номинальной активной мощности ($\cos\varphi_{min}$)	0,95	1,0
Максимальная допустимая активная мощность и продолжительность работы при потере возбуждения (P_{ac}/t_{ac}), МВт/мин	130/15	-
Допустимое количество пусков - остановов за срок службы, N_{start} (в год)	50	50
Наработка на отказ (T_{fail}), часов	27000	20000
Допустимое количество нагружений – разгрузок за срок службы (N_{CC})	20000	20000
Ресурс между основными ревизиями (T_{res}), лет	6	5
Масса генератора без фундаментных плит и анкерной арматуры, т	350	362
Масса статора транспортная, т	247	256
Масса ротора, т	54,9	56,0

Важно, что модернизация турбогенератора ТГВ-300 с повышением мощности до 325 МВт (ТГВ-325) возможна без разрушения исходного фундамента и существенных изменений в системах обеспечения: газо-, водо-, маслоснабжения, - и может быть определена, как модернизирующий ремонт, а не полная замена.

3.2.3 Переход от водородного к воздушному охлаждению в турбогенераторах мощностью до 500 МВт

Одним из современных направлений выхода на международный уровень отечественных ТГ мощностью до 300 МВт (а некоторые зарубежные фирмы указывают и более высокий предел мощности, 500 МВт) является переход на полное воздушное охлаждение.

Современные методики позволяют решать задачи любой сложности по анализу теплового состояния ТГ, по определению температурных полей или расчету температуры отдельных узлов, например, с помощью эквивалентных тепловых схем (ЭТС) замещения, [62]. Данные экспериментальных исследований позволяют получить подробную картину динамики изменения теплового состояния различных узлов машин, и это часто является решающим.

Трудности правильного учета процессов теплообмена и теплоизлучения, сложная конфигурация поверхностей охлаждения и неоднозначность коэффициентов теплоотдачи, многообразие удельных тепловых характеристик изоляционных и активных материалов, сложность определения направлений движения тепловых потоков и характеристик потоков охлаждающих жидкостей и газов, приводят к тому, что ошибки при расчете тепловых сопротивлений могут быть значительны, [34, 62, 75].

Первым шагом к снижению и более равномерному распределению температур по объему статора и ротора было применение метода *Taguchi* («активный дизайн», [2, 62]), использование которого позволяет выбрать более эффективную вентиляцию, уменьшить диаметр ротора и механические потери. Исследования по этому методу показали, что потери в стали сердечников не всегда доминирующие, значительную часть от общих потерь в стали могут составлять потери во внешних конструкциях статора. Соответственно, необходимо анализировать потери в каждом элементе и, путем выбора оптимальной комбинации параметров конструкции, свести к минимуму температуры, вес и потери.

В Украине в настоящее время ведутся работы по созданию ТГ с воздушным охлаждением мощностью до 300 МВт и более. Еще в 90-е годы 20 века на ГП завод

«Электротяжмаш» был создан «воздушный» ТГ мощностью 160 МВА (установлен на Мироновской ТЭС, КПД 98,75 %, [33, 62]).

Выбор системы вентиляции влияет на КПД турбогенераторов. С ростом вырабатываемой мощности потери в стали и меди увеличиваются быстрее, чем поверхность вентиляционных каналов. Поэтому превышение температуры активных частей с ростом мощности ТГ возрастает. Следует увеличивать не только поверхность охлаждения, но и расход охлаждающего воздуха, т.е. увеличивать скорость воздуха в вентиляционных каналах, и коэффициент теплоотдачи с поверхности этих каналов. При этом с повышением мощности происходит увеличение вентиляционных потерь и снижение КПД мощных ТГ с воздушным охлаждением. Для поддержания КПД требуются новые конструктивные решения, проектирование более эффективных охладителей, интенсификация теплообмена в активных частях, использование более современной корпусной изоляции обмоток статора и ротора, электротехнических сталей с уменьшенными удельными потерями, современных конструктивных материалов и технологий. Необходимо сокращать себестоимость, количество, объемы и стоимость ремонтов ТГ, что повысит их конкурентоспособность на мировом рынке.

При замене охлаждающей среды необходимо вносить следующие конструктивные изменения в ТГ:

1) корпус и конечные зоны ТГ с воздушным и водородным охлаждением имеют существенные отличия. Конечные зоны «водородного» корпуса ТГ – это сложные и тяжелые подшипниковые щиты, рис. 15, *a, b*. В «воздушном» ТГ внутренний и внешний щиты выполняют только защитную функцию, рис. 15, *c, d*, [25];

2) для ротора с воздушным охлаждением следует применять непосредственное охлаждение обмотки с трехструйным распределением воздуха: в подпазовый канал, по радиальных щелевидным отверстиям в проводниках обмотки ротора с выбросом газа в воздушный зазор и через каналы клина, рис. 16;

3) при использовании косвенного воздушного охлаждения из пазов, где размещается обмотка статора, удаляют каналы для прохождения водорода, что позволяет увеличивать сечение проводников, [62];

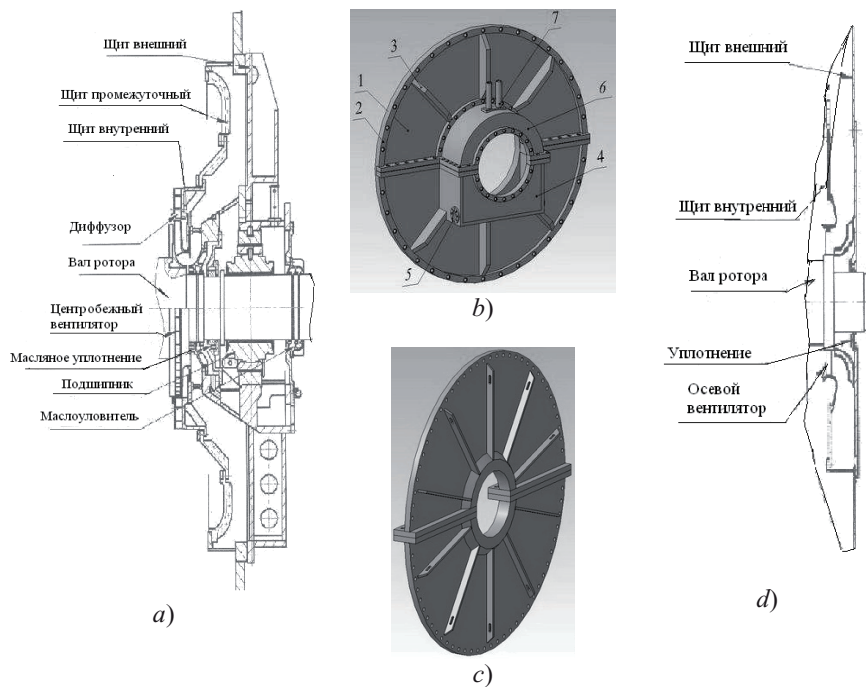


Рисунок 15 - Конструкция наружных щитов ТГ с водородной (а, б) и воздушной (с, д) системами охлаждения:

1 – основная стенка (диск), 2 – присоединительный фланец,

3 – наружные ребра жесткости, 4 – картер подшипника, 5 – фланец для слива/подачи масла в подшипники, 6 – крышка подшипника, 7 – вытяжные трубы

4) использовать разъемный статор и упругое крепление сердечника в корпусе, [25, 62];

5) применять расшлицовку, склейку, запечку крайних пакетов сердечника статора, скос зубцов;

6) изготавливать изоляцию обмотки статора с использованием технологии вакуумно-нагнетательной пропитки, (например, изоляция класса *H* «Micadur+»). При этом в паз вводится упругий слой для аксиального расширения обмотки статора;

7) применять продольные, выравнивающие жесткость конструкции, пазы по полюсу («большому зубу»), с заполнением их стальными вставками.

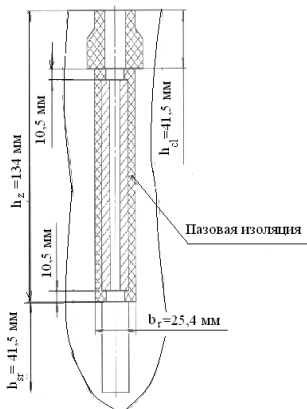


Рисунок 16 – Пример заполнения паза ротора ТГ с полным воздушным охлаждением и с трехструйным распределением воздуха

Практика создания на ГП завод «Электротяжмаш» ТГ с воздушным охлаждением позволяет отметить, что у них:

- коэффициент готовности повышается до $0,997 \div 0,998$ (по сравнению с ТГ с водородным охлаждением, у которых коэффициент готовности равен $0,95-0,995$), также повышается диапазон эксплуатационной маневренности;
- упрощается конструкция, условия эксплуатации и ремонтов, снижаются массогабаритные показатели «неактивной» зоны ТГ;
- значительно повышаются взрыво- и пожаробезопасность, и, соответственно, снижаются затраты на защиту от них;
- упрощается процедура автоматизации и диагностики состояния турбогенераторов в режиме *on-line*;
- исключение из конструкции систем подачи водорода, маслообеспечения уплотнений вала и уплотнителей, использование менее газоплотного корпуса уменьшает вес и массогабаритные показатели ТГ;
- исключена необходимость использования при изготовлении остродефицитных материалов: резиновых уплотнителей, фторопластовых шлангов, полых медных проводников.

Внедрению воздушного охлаждения в ТГ способствует, [35, 36, 62, 75]:

1) практически полный износ установленного на станциях ЭО ставит вопрос о проведении модернизации (замены) турбогенераторов ТЭС, что делает возможным, даже в период экономического кризиса, ставить вопрос об установке новых ТГ, например, ТГ с полным воздушным охлаждением;

2) особенности работы энергосистем, необходимость регулирования баланса активной и реактивной мощностей ставит вопрос приоритетной модернизации и повышении надежности турбогенераторов мощностью 200–300 МВт, которые являются основными маневренными мощностями.

Расположение газоохладителей в статоре «воздушных» ТГ, выполненных на базе серии ТВВ мощностью 165 и 200 МВт, продольно – горизонтальное, в то время, как «водородные» турбогенераторы ТВВ-320-2 имеют вертикальные газоохладители. Вентиляция - вытяжная, обеспечивается вентиляторами, расположенными с двух сторон ротора. Для ТГ мощностью от 200 МВт разработана новая конструкция системы охлаждения обмотки и активной стали сердечника статора. В новой конструкции использована конструкция *U*-образного канала и принцип чередования разноименных зон на периферии статора, рис. 17, [62]. Каналы, расположенные в радиально-тангенциальной плоскости, заменены на радиально-аксиальные зубцовые каналы. Такой канал для воздуха образуется аксиальными щелевыми каналами в зубцах между соседними радиальными каналами, (табл. 8).

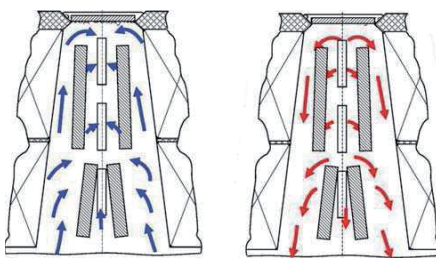


Рисунок 17 - Направление воздушных потоков в зубцовой зоне ТГ

Таблица 8 - Данные турбогенераторов с воздушным охлаждением

Тип ТГ	Завод	Отношение активной мощности к полной, P/S , МВт/МВ·А	Общая масса ТГ, G , т	Удельный вес ТГ $g = G/S$, кг/кВ·А	Удельный вес ТГ, g , %	Длина активной зоны, м	Примечание
ТА-120-2	Электротяжмаш (ЭТМ)	120/150	257	1,71	140	3,4	Серийный образец
ТЗФП-110-2	Электросила	110/137,5	178	1,29	106	нет данных	Серийный
ТТК-110-2	«Привод»	110/1375	168	1,22	100	нет данных	Серийный
ТА-160-2Т	ЭТМ	160/200	300,5	1,5	136	4	Проект
ТЗФП-160-2М	Электросила	160/188,2	243	1,29	117	4,3	Серийный
ТТК-160-2	«Привод»	160/188,2	207,5	1,1	100	нет данных	Серийный
ТА-220-2	ЭТМ	220/288,8	310	1,20	115	нет данных	Проект
ТЗФ-220-2	Электросила	220/258,8	268	1,04	100	4,1	Серийный
ТЗФ-350-2	Электросила	350/412	280	0,68	—	Около 5	Проект

Особенностью «воздушных» ТГ является применение встроенных центробежных вентиляторов, снабженных специальными направляющими аппаратами. Такое решение позволяет снизить вентиляционные потери и повысить КПД. Повышение коэффициентов теплоотдачи достигается за счет ответвления воздушного потока в аксиальные каналы. Эффективность системы охлаждения статора была подтверждена тепловыми испытаниями ТГ мощностью 225 МВт на испытательном стенде ПО «Силовые машины» (завод «Электросила»), [21].

На ГП завод «Электротяжмаш» проектируют ТГ с воздушным охлаждением мощностью 220 и 320 МВт, ожидаемый уровень нагрева которых по расчету соответствует классу *B*, но применяют изоляцию класса *F*. КПД этих ТГ 98,6-98,7 %, монтажные веса статора 165 и 210 т, соответственно.

Важно, что обеспечение прежних межосевых расстояний и габаритных размеров позволит установить «воздушные» ТГ мощностью 220 и 320 МВт на фундаментах машин с водородным охлаждением серии ТГВ аналогичной мощности.

В ТГ с водородными системами охлаждения существует избыточный запас в 20-25 % по превышению температуры их нагрева (по отношению к допустимой температуре нагрева при используемых классах нагревостойкости изоляции). Это делает возможным проектировать «воздушные» ТГ с прежними (и большими) значениями мощности на базе конструкций ТГ с водородным охлаждением, что также соответствует мировым стандартам.

Рассмотрение конструкции ТГ с воздушным охлаждением соответствует современным тенденциям совершенствования ТГ. Учитывая цикличность в развитии любых, в том числе технических, решений, воздушное охлаждение является естественным шагом изменения системы охлаждения для машин все большей мощности, [36, 62, 75].

3.2.4 Современные тенденции проектирования турбогенераторов с учетом их теплового состояния

Срок службы оборудования определяется наибольшей нагрузкой отдельных его частей, отказ которых наиболее вероятен. Согласно статистическим данным, основной причиной аварий ТГ является повреждение изоляции: 50–65% отказов вызваны пробоями, межвитковыми замыканиями и механическими повреждениями обмотки статора. Обеспечить длительную службу изоляции труднее всего, и поэтому срок службы всех остальных частей ТГ выбирают, исходя из срока службы изоляции.

Сложность статистического анализа срока службы ТГ в процессе их эксплуатации определена неопределенностью режимов нагрузки и технологическими разбросами. Учеными Монтзингером, Мозесом и Бусингом были проведены опыты по изучению влияния повышенных температур на механические свойства изоляции, [62, 72]. Они предложили простое правило для определения срока службы изоляции - «правило восьми градусов»: при превышении температуры эксплуатации изоляции

на $\Delta T = 8^\circ\text{C}$ срок службы изоляции уменьшается в 2 раза. Температура 8°C - среднее значение, некоторые исследователи предлагают считать, что $\Delta T = 8\text{--}12^\circ\text{C}$, [10, 15, 62]. Связь между сроком службы изоляции и рабочей температурой имеет логарифмический характер, (рис. 18, [10]).

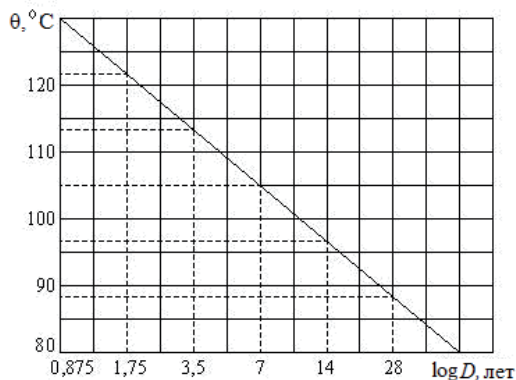


Рисунок 18 - Зависимость срока службы изоляции от температуры

Правило «восьми градусов» и зависимость, приведенная на рис. 18, не гарантируют точное определение срока работы, а дают качественную картину оценки срока службы, годы:

$$D_\theta = A_0 \cdot 2^{-\theta/\Delta\theta} \quad (3.1)$$

где D_θ – срок службы ТГ при неизменной температуре θ , годы;

A_0 - срок службы ТГ при $\theta = 0^\circ\text{C}$, (годы);

$\Delta\theta = 5\div 10^\circ\text{C}$.

Если принять $\Delta\theta = 8^\circ\text{C}$, то (3.1) можно записать, годы:

$$D_\theta = A_0 \cdot 2^{-\theta/8} = A_0 \cdot e^{-(\ln 2/8) \cdot \theta} = A_0 \cdot e^{-0.0866 \cdot \theta} \quad (3.2)$$

При упрощенных расчетах срок службы ТГ можно определить, годы:

$$D_\theta = 6,225 \cdot 10^4 \cdot e^{-0.0866 \cdot \theta} \quad (3.3)$$

Более точное определение срока службы может быть получено только из статистических данных эксплуатации машин конкретного типа.

Относительный износ изоляции (V_1), работающей с максимальной температурой, можно определить, %:

$$V_I = (t_I / D_{01}) \cdot 100 = (100 \cdot t_I / 7) \cdot 2^{(\theta - 105)/10} \quad (3.4)$$

Если температура в процессе работы с повышенным нагревом меняется, то относительный износ определяется, %:

$$V_I = 100 \cdot \int_0^{t_I} \frac{dt}{D_\theta} = \frac{100}{7} \cdot \int_0^{t_I} 2^{\frac{\theta - 105}{10}} \cdot dt \quad (3.5)$$

Наблюдаемая возможность эксплуатации ТГ в Украине сверх установленного срока в настоящее время определяется тем, что при проектировании машин советского периода выбор класса нагревостойкости изоляции осуществлялся с использованием «сервис - фактора» (*service - factor*), что, фактически, означает применение в ТГ изоляции на класс выше, чем требуется, согласно тепловым расчетам.

Применение в ТГ сервис - фактора позволяет:

- избежать завышения мощности выбираемых машин, работающих с систематическими перегрузками до 15 %. Т.е. при равномерных 15 % перегрузках допустимая суммарная длительность работы ТГ с выбранным коэффициентом сервис - фактора 1,15 соответствует установленному сроку эксплуатации;
- эксплуатировать ТГ в сетях с существенными колебаниями напряжения без обязательного снижения нагрузки;
- эксплуатировать ТГ при повышенной температуре окружающей среды без снижения нагрузки.

В настоящее время от сервис – фактора почти полностью отказались, т.к. это противоречит экономическим интересам предприятий – изготовителей.

Для повышения надежности необходимо применять эффективные диагностические средства, использовать современные технологии и методы качественной и количественной оценки электрической прочности изоляции обмоток, проводить мероприятия по повышению ее ресурса. Тип системы охлаждения должен устанавливаться с обязательным учетом экономических показателей.

Существуют различные решения совершенствования теплового состояния ТГ. Например, для снижения превышения температуры крайних пакетов сердечника статора ТГ в настоящее время под нажимной плитой, на нажимных пальцах уста-

навливают массивный медный кольцевой экран, охлаждаемый радиальным потоком водорода.

Влияние выбранной системы охлаждения на уровень экономичности ТГ показано на рис. 19, где приведены зависимости удельного расхода меди обмоток (а) и удельного расхода активной стали статора (б) от полной мощности двухполюсного ТГ и от принятой системы охлаждения, [3, 62]. (Данные для четырехполюсного ТГ обозначены «х»).

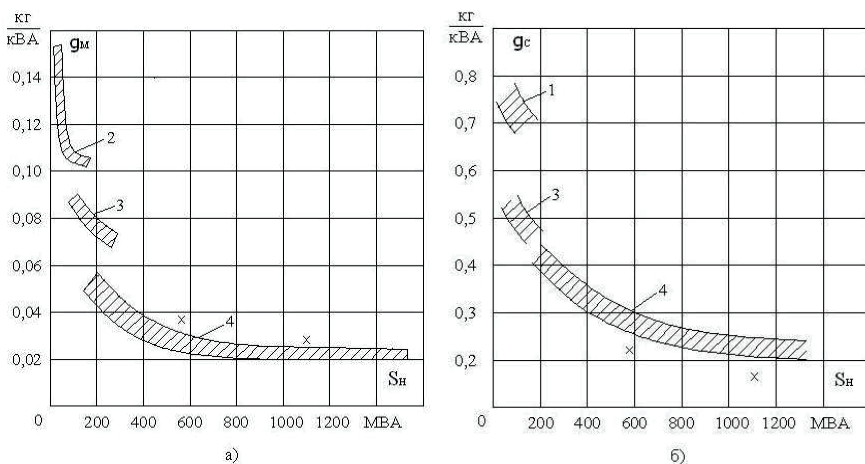


Рисунок 19 - Зависимости удельных расходов активных материалов от мощности и системы охлаждения для двухполюсных турбогенераторов:

а – зависимость удельного расхода меди обмоток;

б - зависимость удельного расхода активной стали

1 - воздушное охлаждение, 2 - косвенное охлаждение водородом,

3 – непосредственное охлаждение водородом ротора и косвенное статора,

4 - непосредственное водородом ротора и сердечника и водой обмотки статора

При разработке конструкции и определении технологии изготовления необходимо учитывать, что в процессе эксплуатации на ТГ воздействуют механические, электродинамические (броски тока, токи КЗ), электрические (перенапряжения) факторы, тепловой фактор, определяемый нагревом обмоток от токовых нагрузок и снижающих электрическую прочность изоляции. Также следует учитывать, что в процессе эксплуатации в изоляции происходят необратимые изменения, («старение»

изоляции), в результате чего изменяются ее механические свойства: она становится хрупкой, в ней образуются трещины и поры, снижается электрическая прочность, возможен поверхностный пробой.

Вместе с модернизацией изоляции ТГ выполняется также усовершенствование систем ее контроля. Например, на ГП завод «Электротяжмаш» (Украина, г. Харьков), на ТГ устанавливают системы контроля витковых замыканий обмотки ротора, контроля состояния изоляции обмотки статора методом частичных разрядов, системы контроля температуры контактных колец и наличия искрения в аппарате щеткодержателей и т.д., [18].

3.2.5 Модернизация турбогенераторов с целью уменьшения их массогабаритных показателей (кг/кВт)

К числу требований, которые необходимо соблюдать при проектировании, наряду с максимально допустимыми механическими и электрическими нагрузками, величиной допустимых температур активных элементов конструкций и возможностью осуществления технологических операций, относятся требования снижения массогабаритных параметров конструкций (кг/кВт). Они характеризуют эффективность геометрии машины, степень рациональности выбора и использования конструкционных материалов, трудоемкость технологических операций.

Проведенный анализ показал, что отечественные ТГ уступают по массогабаритным параметрам практически всем мировым фирмам. Особенно остро стоит вопрос оптимизации параметров неактивной зоны ТГ, рис. 20. В оценке использованы данные ТГ производства ГП завод «Электротяжмаш», ОАО «Электросила», «Электротяжмашпривод», «ЭлСиб», *ABB Alston Power*, *Siemens*, *Hitachi* и др.

Неактивная часть ТГ – элементы конструкции, основной функцией которых является обеспечение не электромагнитных процессов, а задачи механического крепления и формирования системы охлаждения: корпуса статора, коробов, газоохладителей, подшипниковых узлов, щитов, кожухов, трубопроводов и т.д.

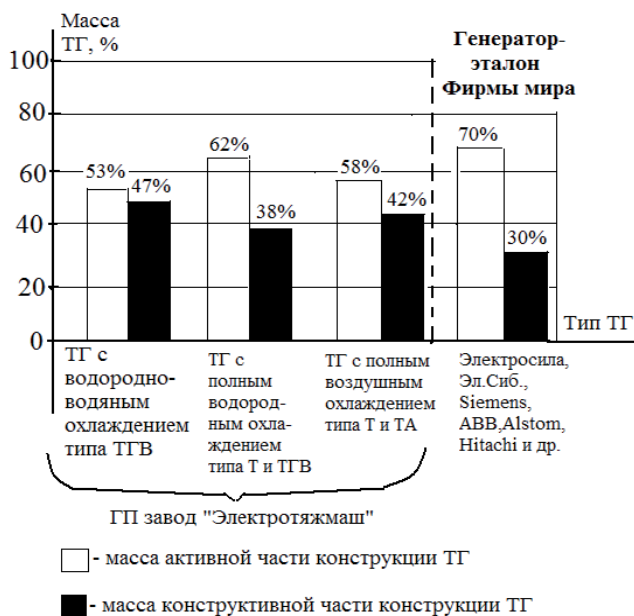


Рисунок 20 – Сравнительный анализ масс активной и неактивной части конструкции ТГ разных фирм

Этот вопрос стал достаточно актуальным, т.к. удельный вес (кг/кВт) является одним из определяющих показателей конкурентоспособности при проведении международных тендеров на поставку ТГ, а вес неактивной части составляет до 30 % от общего веса. В табл. 9 приведено сравнение удельной материалоемкости турбогенераторов ГП завод «Электротяжмаш» («ЭТМ») и ОАО «Электросила». К сожалению, сравнение с показателями других мировых фирм получаются еще хуже.

Работы по снижению материалоемкости следует вести по каждому из элементов неактивной зоны ТГ.

Рассмотрим вопрос оптимизации массогабаритных параметров статора ТГ с воздушной системой охлаждения на основании анализа конструкции его корпуса. Корпус статора, представленный на рис. 21, состоит из поперечных стенок с вентиляционными окнами, к ним приварены четыре продольных бруса, к торцам которых приварены фланцы для крепления торцевых коробов (или щитов).

Таблица 9 - Технические характеристики и массогабаритные показатели ТГ среднего класса мощности (125-320 МВт), ($p=1$)

№ п/п	Тип ТГ	Завод - изготовитель	Мощность, МВт	Напряжение, кВ	Масса элементов неактивной зоны ТГ, т	Общая масса ТГ, т	Удельный показатель массы ТГ, кг/кВт
1	Полное воздушное охлаждение						
1.1	ТА-120-2	ГП завод «ЭТМ»	120	10,5	120,8	257	2,14
1.2	ТФ-125-2	Завод «Электро-сила»	125	10,5	68,5	195,7	1,57
1.3	ТА-200-2	ГП завод «ЭТМ»	200	15,75	145,7	310	1,55
1.4	ТЗФ-220-2	Завод «Электро-сила»	220	15,75	93,8	268	1,22
2	Полное водородное охлаждение						
2.1	ТВФ-110-2	Завод «Электро-сила»	110	10,5	66,5	190	1,15
2.2	ТВФ-165-2	Завод «Электро-сила»	165	18,0	69,3	198	1,2
2.3	ТГВ -200-2	ГП завод «ЭТМ»	200	15,75	92,1	240	1,2
2.4	ТГВ -300-2	ГП завод «ЭТМ»	300	20,0	134,9	355	1,18
3	Водородное охлаждение сердечника статора и ротора, водяное – обмотки статора						
3.1	ТГВ-200М-2	ГП завод «ЭТМ»	200	15,75	107,5	256	1,28
3.2	ТГВ-220-2	Завод «Электро-сила»	220	15,75	77,0	220	1,0
3.3	ТГВ-300-2	ГП завод «ЭТМ»	320	20,0	130,2	310	0,97
3.4	ТВВ-300-2	Завод «Электро-сила»	320	20,0	90,0	257	0,8

Между поперечными стенками устанавливают стяжные ребра, к которым равномерно по окружности приваривают призмы. На боковых продольных брусках устанавливают кантовочные устройства (цапфы), и прикрепляют опорные лапы, в нижней части которых предусмотрены отверстия для установки фундаментных шпилек. К продольным брускам, торцам поперечных стенок и к одной из сторон стяжных ребер сваркой крепится обшивка статора.

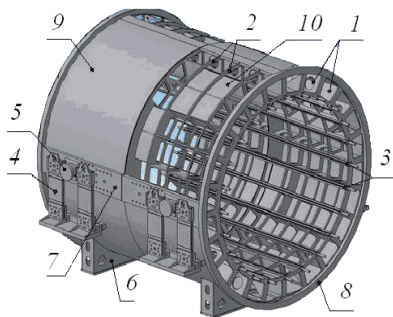


Рисунок 21 - Корпус статора турбогенератора с воздушной системой охлаждения

- 1 – стяжные ребра; 2 – поперечные стенки; 3 – стяжные призмы;
 4 – опорные лапы; 5 – некантовочная цапфа; 6 – технологические лапы;
 7 – силовой брус; 8 – основной фланец; 9 – обшивка; 10 – обечайка

К нижнему продольному брусу для транспортировки, монтажа и при подготовке к ремонту приваривают технологические лапы. К поперечным стенкам и стяжным ребрам при помощи сварки под обшивкой устанавливают обечайки, которые разделяют потоки горячего и холодного воздуха.

Возможны и другие решения. Например, для снижения массогабаритных параметров концевой зоны корпуса статора, трудоемкости монтажа нажимного фланца и крепления лобовых частей обмотки статора возможно использование силового аккумулятора в межкорпусной части, рис. 22.

На рис. 22 обозначено: A - тангенциальный размер концевой части корпуса статора, B - радиальный размер нажимного фланца сердечника статора. Для снижения массы и габаритов следует уменьшить размер A , что приведет к сокращению длины корпуса статора. Минимизация радиального размера B позволит снизить массу и габариты нажимного фланца, упростит конструкцию кронштейна и снизит трудоемкость монтажных работ данного узла (за счет отсутствия необходимости дополнительной механической обработки нажимного фланца при установке силового аккумулятора).

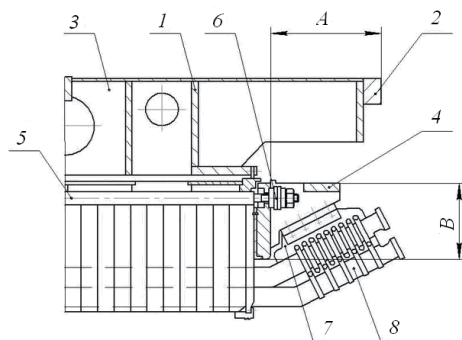


Рисунок 22 – Концевая часть корпуса статора с сечением по месту установки силового аккумулятора: 1 - крайняя рама корпуса, 2 - фланец, 3 - стяжные ребра, 4 - нажимной фланец, 5 - стяжная призма, 6 - силовой аккумулятор, 7 - кронштейн, 8 - лобовая часть обмотки.

На рис. 23, *а* представлена конструкция ранее применяемого силового аккумулятора, на рис. 23, *б* - предлагаемая конструкция. Индекс «1» – соответствует базовой модели, индекс «2» – предлагаемой модели (после оптимизации).

После установки аккумуляторов на стяжные призмы и стопорения силовой гайки, можно удалять стяжные болты. При этом усилие от пружинных элементов передается через нажимной фланец запрессованному сердечнику статора, освобождая аккумулированную механическую энергию. При удалении стяжных болтов и наружного стакана уменьшается радиальный размер аккумулятора; а за счет применения оригинальной конструкции специальной гайки и специального болта снижается его тангенциальный размер.

На рис. 23, *а*, *б* приняты условные обозначения:

a – тангенциальный установочный размер силового аккумулятора, мм;

a' – тангенциальный размер силового аккумулятора в рабочем режиме, мм;

b – радиальный установочный размер силового аккумулятора, мм;

b' – радиальный размер силового аккумулятора в рабочем режиме, мм.

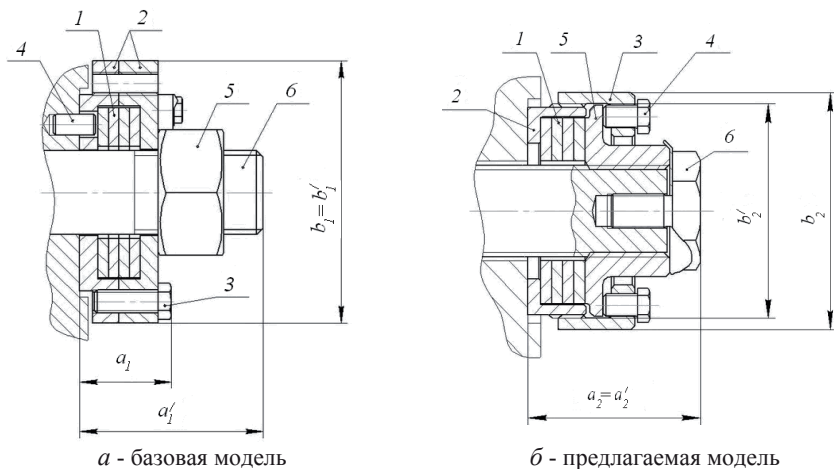


Рисунок 23 – Силовой аккумулятор турбогенератора:

1 – обоймы пружинных элементов;

2, 3 – стакан; 4 – стопорный винт;

5 – специальная силовая гайка;

6 – специальный стопорный болт

1 – обоймы пружинных элементов;

2, 3 – стакан; 4 – стопорный винт;

5 – стяжная призма; 6 – силовая гайка

На момент установки аккумулятора $a_1 < a_2$ и $b_1 > b_2$ в рабочем (длительно-допустимом) режиме получаем:

1) если $a_2 = a_2'$, то $a_1' > a_1 > a_2'$;

2) если $b_1 = b_1'$, то $b_1' > b_2 > b_2'$.

Эти размеры (рис. 22 и рис. 23) связаны между собой: $A = f(a_1)$; $B = f(b_1)$. Тогда в рабочем режиме:

$$A_1 = f(a_1'); \quad B_1 = f(b_1'); \quad f(a_1') > f(a_2'); \quad f(b_1') > f(b_2').$$

Отсюда следует, что величина, характеризующая тангенциальный размер концевой части корпуса статора в модернизированной конструкции меньше: $A_2 < A_1$. Аналогично, величина, характеризующая радиальный размер нажимного фланца, при модернизации меньше, чем у базового варианта: $B_2 < B_1$.

Рассмотрим возможные геометрические изменения базовой конструкции корпуса статора ТГ мощностью 300 МВт с воздушной системой охлаждения, [18, 25]:

1) возможно уменьшить общую площадь сечения стяжных ребер корпуса статора от 30 до 22 мм; толщину поперечных рам от 30 до 20 мм с их установкой вдоль оси генератора с интервалом около 400 мм. Возможно уменьшение толщины наружной обшивки и внутренних обечаек от 18 мм до 12 мм, площади поперечного сечения продольных брусьев от 420×70 мм до 300×60 мм;

2) возможно уменьшить геометрию наружных лап. Базовая конструкция наружных опорных лап (рис. 24, а) имеет следующие геометрические размеры: на уровне нижней плиты $1100 \times 370 \times 120$ мм, верхней плиты - $1100 \times 300 \times 70$ мм, ширина пружинного элемента 300 мм. Предлагаемая конструкция наружных опорных лап (рис. 24, б), имеет размеры на уровне нижней плиты $985 \times 370 \times 60$ мм (и нет установки на уровне верхней плиты);

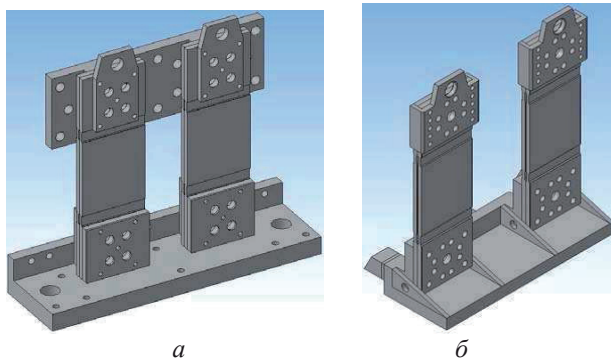


Рисунок 24 – Наружные опорные лапы корпуса статора:

а – базовая модель; б – предлагаемая модель (после оптимизации)

3) в оптимизированном корпусе статора следует выполнять кантовочное устройство съемным и делать совместные крепежные отверстия для наружных лап, рис. 25;

4) возможно исключение из конструкции корпуса статора поддонных лапок, объем которых составляет $5,66 \text{ м}^3$, а масса 443 кг. Предлагается выполнять их съемными, объемом $1,98 \text{ м}^3$ и массой 155 кг, без изменения опорной поверхности лап.

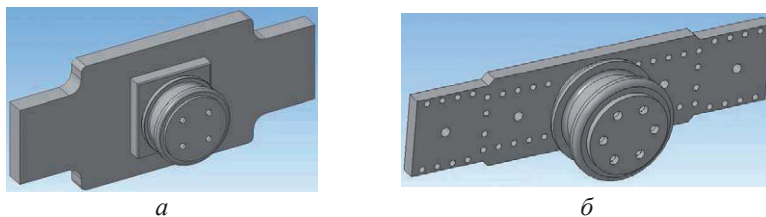


Рисунок 25 – Кантовочное устройство корпуса статора:

а – базовая модель; *б* – предлагаемая модель (после оптимизации).

Крепление лап съемной конструкции к нижнему продольному брусу можно проводить болтами через специальные уголки, которые, в свою очередь, крепятся к обшивке и поперечным рамам корпуса статора сваркой;

5) уменьшение радиального и тангенциального размера концевой части корпуса статора возможно за счет изменения конструкции нажимного устройства и оптимизации сопряжения нажимного фланца и кронштейна с закрепленными на нем лобовыми частями обмотки статора.

Проведенный комплекс мероприятий позволит сократить массу корпуса статора приметно на 18–22 % и уменьшить его рабочие габариты на 16–18 % по сравнению с базовой моделью. При этом возможно решение вопроса увеличения мощности на 20 %, [25].

Рассмотрим возможность снижения массогабаритных показателей ТГ за счет оптимизации конструкции и выбора материалов для приставных коробов. В ТГ с воздушной системой охлаждения приставные короба служат частью несущего корпуса для крепления некоторых функциональных узлов: вентилятора, внутреннего маслоуловителя, промежуточных щитов, обтекателей, выводных элементов обмотки и т.д. Боковые полости коробов содержат «колодцы» для установки воздухоохладителей, а к верхней и/или нижней части, со стороны контактных колец, обычно присоединяют коробку выводов. На рис. 26 приведена конструкция приставного короба с замкнутой воздушной системой вентиляции.

Оптимизация массогабаритных параметров приставных коробов должна вестись в направлениях, [25]:

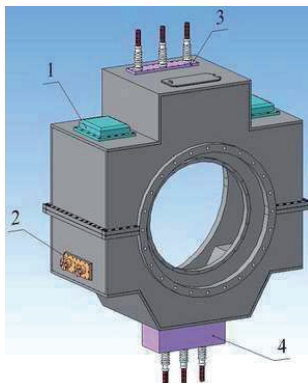


Рисунок 26 - Эскиз конструкции приставного короба ТГ
с замкнутой воздушной системой вентиляции:

1 – воздухоохладитель, 2 – трубопроводы подачи/слива воды,
3 – коробка нулевых выводов, 4 – коробка фазных выводов.

1) уменьшение площади сечения детали без существенного изменения площади его функционально необходимого сечения. Для этого возможно снизить толщину:

- наружных стенок короба от 30 до 22 мм;
- внутренних перегородок, которые не являются несущими, а только разделяют потоки воздуха, от 24 до 16 мм;
- внутренних ребер жесткости от 30 до 22 мм;
- толщину присоединительных фланцев от 70 до 50 мм (с уменьшением диаметров соединительных болтов);

2) снижение рабочих габаритов сборочного узла необходимо осуществлять с учетом соблюдения баланса усложнения конструкции и увеличения трудоемкости производственных и монтажных работ;

3) замену материалов несущих элементов необходимо вести без нарушения их функциональных параметров и с обязательным контролем экономических показателей. Следует определять стоимость новых материалов, чтобы после их применения себестоимость не превысила выигрыш даже при многократном снижении массогабаритных параметров;

4) оптимизацию массогабаритных параметров необходимо проводить с сохранением эффективности компоновки сопрягаемых функциональных узлов: коробки выводов, теплообменников, наружного щита, трубопроводов и т.д. В случае изменения конструкции отдельных элементов следует проводить оправданные конструктивные изменения (например, устанавливать дополнительные ребра жесткости, переместить коробку нулевых проводов в нижнюю часть короба, что позволит уменьшить габариты «надстройки» над коробом), сопровождая их дополнительными механическими и вибрационными расчетами. Так, при минимизации размеров деталей, устанавливаемых в приставном коробе (вентилятор, маслоуловители промежуточных щитов, диффузор и т.д.), необходимо выполнять полный расчет механической прочности новых деталей и мест сопряжения сборочных узлов;

5) при проведении оптимизации следует использовать современные технологии обработки металлов. Например, где возможно, отказаться от использования поковок для заготовок деталей, заменять их листовой сталью той же марки, которая может дать лучшие весовые показатели;

6) для приставного короба оптимизацию массогабаритных параметров боковых полостей следует производить за счет максимального использования рабочей поверхности газоохладителей, их пространственного расположения и улучшения контроля холодных и горячих потоков воздуха.

Предлагаемый комплекс мероприятий позволит сократить массу приставных коробов приметно на 22–24 % и уменьшить габариты на 18–20 % по сравнению с базовой моделью. При расчетах мощность ТГ была увеличена от 120 МВт до 200 МВт.

Газоохладитель является теплообменным устройством ТГ (рис. 27). Главные размеры охладителя имеют жесткую зависимость от его площади теплосъема, которая, в свою очередь, зависит от количества, пространственной транспозиции и материала трубок охлаждения, а так же от конструкции их оребрения. На рис. 28 представлен фрагмент трубки охлаждения (выполняемой из мельхиора или алюминия), со спиральным оребрением из медной проволоки, успешно применяемой на ГП завод «Электротяжмаш». Параметры и транспозиция в пространстве трубок с прово-

лочной навивкой (семейство трубок ВТИ на ГП «Электротяжмаш») представлены в табл. 10, [60].

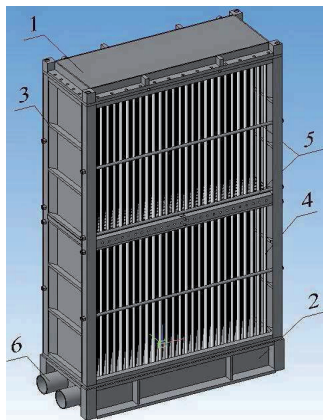


Рисунок 27 - Газоохладитель ТГ с воздушной системой охлаждения.

- 1 - верхняя крышка, 2 - нижняя крышка, 3 - рамы,
4 - трубки охлаждения, 5 - стяжные шпильки,
6 - место слива/подачи воды.



Рисунок 28 - Фрагмент трубки воздухоохладителя с проволочной навивкой

Таблица 10 - Рабочие параметры трубок семейства ВТИ

Тип трубок	Наружный диаметр трубки, м	Внутренний диаметр трубки, м	Высота оребрения, м	Расстояние между трубками в ряду, м	Расстояние между рядами трубок, м
ВТИ'	0,019	0,017	0,01	0,0346	0,032
ВТИ''	0,015	0,013	0,008	0,036	0,027
ВТИ'''	0,012	0,010	0,007	0,032	0,022

Проведенные расчеты позволили сделать вывод, что предложения по модернизации воздухоохладителя приведут к следующим изменениям, [25]:

1) температура на выходе из охладителя повысится от +45 до +48 °С, что приведет к повышению температуры в самом нагретом месте генератора (средняя часть

сердечника статора) от +98 до +110 °С при максимально допустимой температуре +120 °С для установленного класса нагревостойкости изоляции. Т.е. мы остаемся в зоне допустимых значений температур;

2) необходимо снижение температуры конденсата, подаваемого на охладитель, от +37 до +33 °С, (при минимально допустимой температуре +30 °С). Важно, что при этом разность температур газа и воды не совпадает с «точкой росы», т.е. запотевание трубок исключено;

3) возможно снижение расхода охлаждаемого газа от 60 до 55 м³/с за счет повышения газоплотности потоков, подходящих к охладителю, путем исключения формирования вихревых потоков, проходящих по контуру охлаждения генератора, минуя теплообменник;

4) повышение расхода жидкости, подаваемой на каждый охладитель, от 100 м³/час до 120 м³/час. Это требует увеличения скорости воды в трубах от 1,3 м/с до 1,92 м/с при максимально допустимой скорости 2,0–2,1 м/с;

5) сохранение необходимого запаса теплоотдачи. Согласно правилам проектирования на ГП завод «Электротряжмаш», [18], в каждый охладитель необходимо заложить 5 % запаса (на 4 охладителя 20 %). В предлагаемой конструкции теплообменников запас уменьшится от 26 % (в базовом варианте) до 20 %, что снизит заложенный резерв до нормативно допустимого;

6) изменение конструкции нижней крышки охладителя (разделение секций теплообменника) позволит уменьшить рабочие габариты, т.е. объем и массу ТГ.

При компоновке предлагаемого воздухоохладителя с приставными коробами ТГ возможно добиться снижения габаритов и массы боковых частей короба (колодцев газоохладителя). В табл. 11 приведены данные сравнительного анализа технико-функциональных параметров и геометрии базового и предлагаемого охладителя.

На рис. 29,а изображено размещение воздухоохладителя в коробе базовой модели ТГ, на рис. 29,б - размещение модернизированного газоохладителя (позиция 2).

Оптимизация массогабаритных параметров боковых частей короба выполнена на основании следующих расчетов: a_i и b_i – тангенциальный и радиальный размеры приставного короба ($i=1,2$), a_i' и b_i' – тангенциальный и радиальный размеры возду-

хоохладителя. Индекс «1» – соответствует базовой модели, индекс «2» – оптимизированной модели.

Таблица 11 - Сравнительный анализ технико-функциональных параметров охладителей

Технико-функциональные параметры	Ед. изм.	Воздухоохладитель:	
		базовый	оптимизированный
1. Исходные данные			
Мощность генератора	МВт	120	200
Отводимые потери	кВт	1332	2420
Количество охладителей в генераторе	шт.	4	4
Количество секций охладителей	шт.	16	16
Количество секций охладителей, соединенных последовательно (по воде)	шт.	4	4
Тип трубки (табл. 10)	—	ВТИ'	ВТИ'
Число ходов газа	шт.	1	1
2. Расчетные данные			
Температура газа, выходящего из охладителя	°С	+45	+48
Температура входящей в охладитель воды	°С	+37	+33
Расход газа	м³/с	60	55
Расход воды на четыре охладителя	м³/час	400	480
Эффективная длина трубки	м	2,27	1,85
Число трубок в ряду одной секции охладителя	шт.	13/14	8/9
Число рядов в одной секции охладителя	шт.	7	9
Запас теплоотдачи	%	26,04	20,18
3. Показатели массы и габаритов			
Масса одного охладителя	т	2,230	1,840
Габариты одного охладителя	м	2,55×1,37× ×0,54	2,11×1,085× ×0,54
Объем одного охладителя	м³	1,887	1,237
4. Удельные показатели массы и габаритов на единицу мощности генератора			
Удельная масса охладителей	кг/кВт	0,073	0,0368
Удельный объем охладителей	м³/кВт	0,0063	0,0025

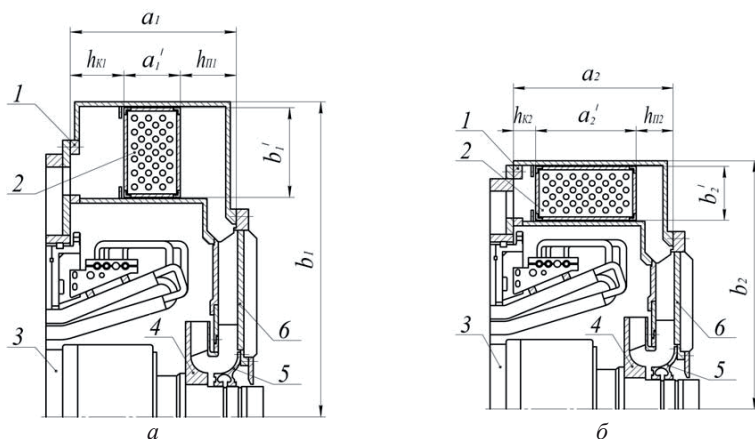


Рисунок 29 - Размещение воздухоохладителя в приставном коробе:

a – базовый вариант; b – вариант после оптимизации.

1 - приставной короб, 2 - воздухоохладитель, 3 - ротор,

4 - центробежный вентилятор, 5 - маслоуловитель, 6 - наружный щит

Зависимость радиального размера приставного короба от геометрии воздухоохладителя, м:

$$b_i = 2b_i' + d_B + C_p \quad (3.6)$$

где d_B – диаметр рабочего колеса центробежного вентилятора, м;

C_p – коэффициент, характеризующий величину зазоров в местах сопряжения деталей в радиальном направлении, м.

Тогда тангенциальный размер равен, м:

$$a_i = a_i' + h_K + h_{\Pi} + C_T \quad (3.7)$$

где h_{Π} – тангенциальный размер пропуска газа на вентилятор (расстояние между стенками наружного и внутреннего щитов), после выхода из охладителя, м;

h_K – тангенциальный размер вентиляционного канала, соединяющего статор и приставной короб, м;

C_T – коэффициент, характеризующий величину зазоров в местах сопряжения деталей в тангенциальном направлении, м.

Оптимальная конструкция воздухоохладителей и его эффективное расположение в приставном коробе, согласно выражениям (3.6) и (3.7), определяется зависи-

мостью $a_2 < a_1$ и $b_2 < b_1$. Т.е. оптимизация теплообменного устройства заключается в снижении массогабаритных показателей боковых частей приставных коробов за счет уменьшения величин a_2 и b_2 .

Анализ технических требований и условий проектирования, многолетний опыт ГП завод «Электротяжмаш» позволяет сделать вывод, что проведение оптимизации массогабаритных параметров статора ТГ следует проводить в сочетании с оптимальным использованием активной зоны ТГ, обеспечением унификации его сборочных узлов и интенсификацией охлаждения. Устройства и узлы, которые не принимают участия в эксплуатационных режимах, а используются в монтажных, наладочных, транспортировочных целях, следует выполнять съемными и не вносить их в массогабаритную характеристику ТГ. Оптимизацию кантовочного устройства корпуса статора необходимо осуществлять в сочетании с эффективным сопряжением с продольным силовым брусом, а также с отнесением кантовочного устройства к разряду технологических приспособлений, которые в массогабаритную характеристику ТГ также не входят, [25].

В результате анализа технической литературы и инженерно-конструкторской документации была составлена структурно-логическая схема технических требований к процессу проектирования современных ТГ при выполнении требований снижения их массогабаритных показателей, рис. 30, [1, 25, 45]. Она состоит из трех основных разделов: проектного, эксплуатационного и экономического, - которые являются основой процесса проектирования ТГ. В свою очередь, в каждом разделе можно выделить основные ветви, табл. 12:

1) техническая ветвь содержит перечень направлений оптимизации конструкции ТГ с включением вопросов рационального управления процессом его изготовления (рис. 30 - слева направо);

2) управленческо-кадровая ветвь отображает состояние проектирования ТГ с учетом «человеческого фактора», т.е. с учетом устанавливаемых временных рамок решения задач, уровня квалификации инженерного персонала, оплаты и условий труда и т.д.;

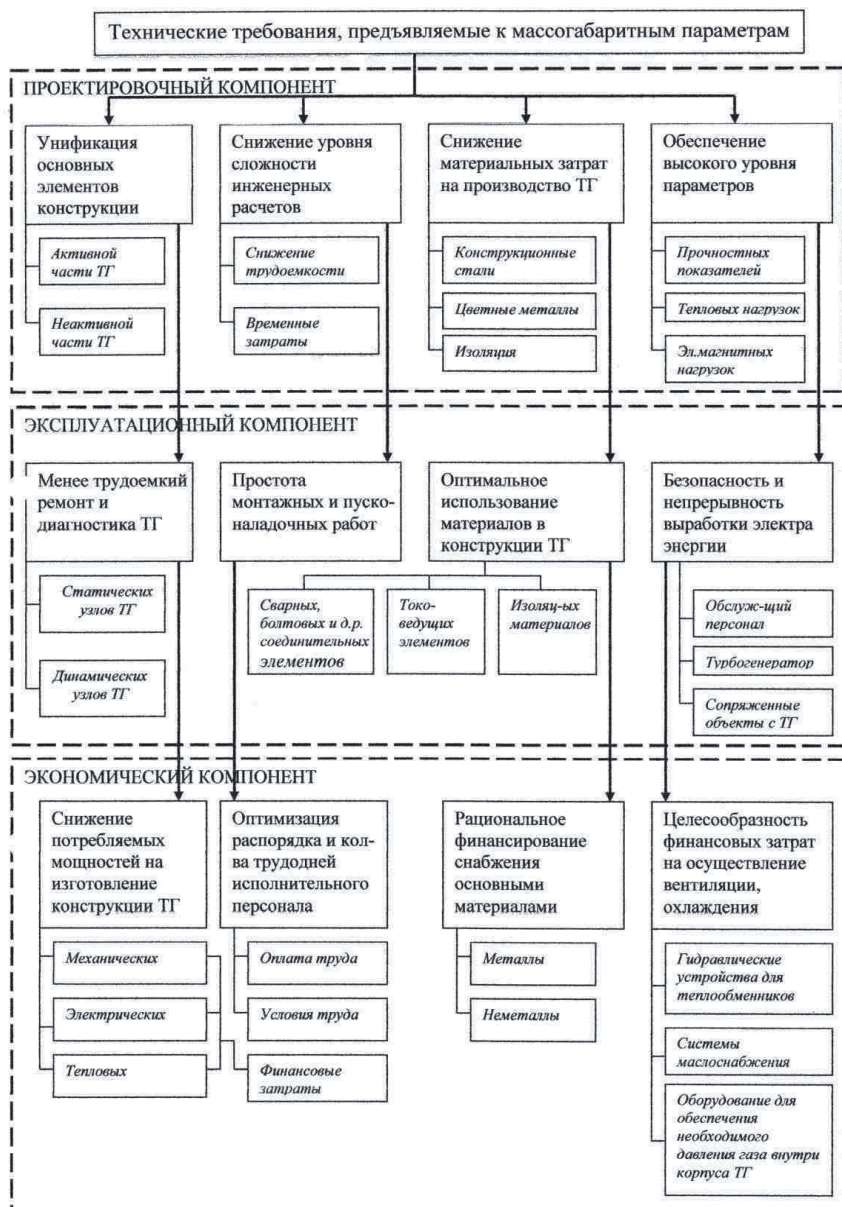


Рисунок 30 – Структурно-логическая схема процесса проектирования ТГ

Таблица 12 – Требования проектирования, определяющие возможность снижения массогабаритных параметров турбогенераторов

Техническая ветвь	Управленческо– кадровая ветвь	Материально– снабженческая ветвь	Технологическая ветвь
Проектный раздел			
Унификация основных элементов конструкции: - активной части; - неактивной части	Снижение уровня сложности инженерных расчетов: снижение трудоемкости и времени проектирования	Снижение материальных затрат на производство ТГ: конструкционных и электротехнических сталей; цветных металлов и изоляционных материалов	Обеспечение высоких электромагнитных и тепловых нагрузок; обеспечение прочностных показателей
Эксплуатационный раздел			
Снижение трудоемкости ремонта и диагностики ТГ: - статических узлов; - динамических узлов	Упрощение монтажных и пусконаладочных работ при проведении ремонтов	Оптимальное использование материалов в конструкции ТГ: тоководущих элементов; изоляционных материалов; сварных, болтовых и др. соединительных элементов	Безопасность и перспективность выработки электроэнергии за счет обеспечения надежности ТГ, сопутствующего оборудования, подготовки обслуживающего персонала
Экономический раздел			
Снижение потребляемой мощности на изготовление ТГ: - механической; - электрической; - тепловой	Оптимизация распорядка и затрат времени исполнительного персонала на изготовление ТГ: - финансовые затраты на материалы; - оплата труда; - затраты труда	Рациональное финансирование снабжения основными материалами: - металлами; - неметаллами	Оценка целесообразности финансовых затрат на внедрение новых технических решений: - новых систем охлаждения; - новых технологий изготовления; - новых изоляционных материалов; - совершенствование системы маслоснабжения и т.д.

3) материально–снабженческая ветвь определяет требования оптимального использования и своевременного снабжения производства необходимыми (и достаточными) материалами;

4) технологическая ветвь формулирует требования проектирования, задачами которой являются обеспечение необходимого уровня качества будущего ТГ.

Высокий уровень проектирования и изготовления ТГ будет достигнут только при обеспечении надежной связи всех компонентов структурно–логической схемы.

В условиях рыночной экономики также необходимо учитывать возможности конкурирующих организаций, проблемы проведения оптимизации и широкого внедрения новых возможностей проектирования. Например, на основе многолетнего опыта проектирования ТГ отечественными организациями (ГП завод «Электротяжмаш», г. Харьков) и доступных информационных данных о достижениях зарубежных предприятий было проанализированы проблемы, ограничивающие возможность создания ТГ с полным воздушным охлаждением в диапазоне средних мощностей и повышения мощности в заданных габаритах, табл. 13.

3.2.6 Изменение конструкции с целью повышение эксплуатационной и технологической надежности. Установление типичных дефектов ТГ и снижение вероятности их развития

Оценка технологических и эксплуатационных рисков эксплуатации ЭО в энергосистеме основывается на анализе статистических данных. Также, наряду с технологическими рисками, необходимо учитывать и рыночные: цены, конъюнктуру и т.д. Для объективной готовности предупреждения отказов и снижения рисков, связанных с дефектами ТГ, необходимо знать, какие из них встречаются наиболее часто. Такие дефекты называются типичными, т.е. такими, которые повторяются наиболее часто в ТГ одного или даже разного типа, но при подобных конструкциях и условиях эксплуатации. Для повышения эксплуатационной и технологической надежности ТГ необходимо вести работы по изменению их конструкций. Для этого следует:

Таблица 13 - Проблемы, ограничивающие возможность создания ТГ мощностью 200–500 МВт с полным воздушным охлаждением

ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ	
Причина	Следствие
1) Неэффективность традиционных методов проектирования	Необходимо использовать современные методики инженерных расчетов
	Необходимо использовать компьютерные технологии
	Требование высокой точности расчетных и опытных данных
	Требование подготовки высококвалифицированных кадров
2) Необходимость применения в конструкции новых материалов и технологий	Необходимо использовать высокопрочные конструкционные стали и новые технологии обработки
	Необходимо использовать электротехнические стали с высокой магнитной проводимостью и термической стойкостью
	Необходимо использование качественных немагнитных металлов
	Необходимо использование изоляционных материалов с высокой теплопроводностью, электрическим сопротивлением и устойчивостью к механическим нагрузкам
3) Необходима высокая точность изготовления конструкции ТГ	Требование высокой точности изготовления паза ротора и статора, особенно при наличии вентиляционных каналов
	Обеспечение повышенной точности изготовления элементов неактивной зоны ТГ (корпус, приставные короба, защитные щиты, охладители)
	Конструкция воздухоохладителя должна выбираться в зависимости от необходимого отвода тепла, т.е. электромагнитных нагрузок ТГ
	Обеспечение механической прочности и герметичности конструктивных элементов ТГ
ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ	
Причина	Следствие
1) Затраты на изготовление конструкции ТГ	Необходимо использование дорогих, качественных материалов
	Необходимость использования драгоценных металлов для покрытий при борьбе с окислением
	Наличие сложных деталей и их высокая себестоимость изготовления
2) Снижение удельной мощности ТГ	Снижение КПД из-за увеличения потерь на вентиляцию
	Возможность применения только для ТГ среднего диапазона мощности

Окончание табл. 13

Причина	Следствие
МОНТАЖНО-ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПРОБЛЕМЫ	
1) Трудоемкость ремонтно-монтажных работ	Минимизация конструкции обуславливает появление труднодоступных мест для монтажа или ремонта
	Повышение чувствительности конструкции к запылению
	Ограниченная возможность замены материалов конструкции на подобные по свойствам
2) Появление новых требований при эксплуатации и контроле параметров	Возможность возникновения пожара в турбогенераторе
	Необходимость тщательной фильтрации воздуха
	Контроль проблемы возникновения и горения «короны» в лобовых частях обмоток турбогенератора, которые усиливаются из-за открытого защитного щита ТГ, что поддерживает процесс горения.

- знать типичные дефекты ТГ и способы снижения вероятности их развития;
- вносить изменения в конструкции ТГ для расширения диапазона режимов их работы;
- формировать энергокомплексы (например, параллельно с обычными ТГ на блоках ТЭС устанавливать АСТГ) и вести исследования возможности изменения функций синхронных ТГ (например, не демонтировать ТГ, отработавшие срок эксплуатации, мощностью 160-200 МВт, а переводить их в режим СК).

Не все дефекты ТГ приводят к отказам, и выбор таких дефектов должен проводиться по численному показателю, например, по величине удельного простоя ТГ (часы/(ТГ в год)). Риск проявления дефекта (D) может быть определен, как произведение вероятности появления дефекта (B) на усредненную величину ущерба (U) от последствий появления дефекта, т.е. $D=B \cdot U$. Однако установленное на блоках станций количество ТГ недостаточно для образования статистически однородной и представительной выборки, что ведет к значительному рассеянию результатов.

Перечень отказов по ТЭС и АЭС Украины (по убыванию риска) может быть представлен:

- повреждения масляных уплотнений валов ТГ с водородным охлаждением;

- нарушение прессовки, «распушивание» крайних пакетов сердечников статоров, разрушение шихтованных листов пакетов;

- нарушения бандажей лобовых частей обмотки статора, трещины в паяных соединениях головок лобовых частей и в креплениях обмотки статора в пазах, неплотность полых проводников;

- усталостные трещины в медных соединительных трубках подачи воды в выводы обмотки статора вблизи пайки медной трубки к стальному штуцеру, в т.ч. и в охлаждающих шинах;

- повреждения элементов систем охлаждения обмоток статоров ТГ и газоохладителей, трещины в сварных швах напорного и сливного коллекторов, обрыв болтов крепления сливного коллектора;

- износ контактных колец, нарушения щеточного аппарата;

- дефекты балансировки роторов и связанные с ними повреждения токоподводов и валов, увеличенные смещения лобовых частей в различных режимах работы генератора, ослабления крепления радиальных шпилек в лобовых частях обмотки с повреждением датчиков термоконтроля нижних стержней;

- технологические и эксплуатационные дефекты изоляции обмотки статора;

- увеличенные виброперемещения лобовых частей;

- трещины и «сплющивание» фторопластовых шлангов, снижение затяжки гаек штуцеров в местах их присоединения к головкам стержней из-за повышенного нагрева и перепада давлений, при воздействии вибраций обмоток;

- неплотности между камерами охлаждения в концевых выводах, приводившие к перегреву выводов и ускоренному процессу кристаллизации уплотнительных деталей.

По риску последствий наиболее важны следующие дефекты:

- трещины в валу ротора и в деталях бандажных узлов ротора;

- разрушения торцевых частей шихтованных пакетов сердечника статоров, что приводит к разрушениям бандажей и изоляции лобовых частей обмоток;

- нарушения масляных уплотнений ТГ с водородной системой охлаждения, приводящие к выбросу водорода в машинный зал.

Эти дефекты представляют большую опасность, т.к. приводят к серьезным авариям, пожарам и даже взрывам, к длительным вынужденным простоям (до года и более), к разрушениям ТГ, машинных залов, к возможным жертвам.

В табл. 14 представлены данные об ущербах из-за различных видов отказов ТГ мощностью 220, 350 и 1000 МВт с водородно-водяным охлаждением по суммарной недовыработке электроэнергии, полученные по данным электростанций Украины.

Таблица 14 - Ущерб от различных видов отказов ТГ разной мощности

Мощность ТГ, МВт	Средняя частота отказов ТГ, 1/(ТГ·год)	Продолжительность среднего простоя на один отказ ТГ, час	Возможный ущерб (риск)	
			удельный простой, часы/(ТГ·год)	удельная недовыработка электроэнергии, 10^6 (кВт час)/(ТГ·год)
1000	0,33	46,8	15,4	15,4
800	0,36	47,3	16,8	13,2
350	0,41	45,0	18,4	9,2
220	0,57	65,0	37,0	8,2

Существенное влияние на число отказов и на недовыработку электроэнергии также оказывает состояние систем возбуждения и охлаждения.

Общий перечень дефектов ТГ насчитывает несколько десятков наименований. Но не все дефекты приводят к отказам. Отбор дефектов, приводивших к отказам ТГ, позволяет определить по каждому дефекту величину удельного простоя ТГ (час/ТГ×год). Очевидно, эта величина является усредненной оценкой риска для данного дефекта. Анализ информации по блочным ТГ мощностью от 165 до 1000 МВт за период более 6000 генераторо-лет эксплуатации (с 1991 по 2015 г.г.) позволил выявить перечень ключевых дефектов, которые можно назвать типичными, т.е. наблюдавшимися неоднократно на разных ТГ:

- 1) нарушения в обмотке статора (замыкание, потеря диэлектрических характеристик и разрушение изоляции);
- 2) витковые замыкания в обмотке ротора, появление трещин и разрывов механических элементов, утечка масла и другие причины, требующие демонтаж ТГ;

3) деформаций воздушного зазора из-за смещения, деформации или подвижки элементов крепления узлов и элементов ТГ;

4) нарушение режимных ограничений, которые приводят к снижению мощности и вызывают избыточный нагрев, вибрацию, межкатушечные замыкания и т.д.

В табл. 13 приведены данные по удельным простоям ТГ в зависимости от различных дефектов, [25].

Таблица 13 – Значения удельных простоев ТГ в зависимости от типа дефекта

Тип дефекта	Удел. простой ТГ, часы/(ТГ×год)
Повреждения масляных уплотнений вала	8,1
Ослабление прессовки и распушивание крайних пакетов сердечника статора	5,5
Ослабление креплений лобовых частей обмотки статора	3,2
Повреждения элементов системы охлаждения обмотки статора	2,2
Повреждения газоохладителей	1,9
Повреждения от попадания посторонних предметов на обмотку статора	1,7
Износ контактных колец	1,7
Ослабление креплений обмотки статора в пазах	1,6
Дефекты балансировки ротора (вибрация вала)	1,6
Повреждения токоподводов ротора	1,5
Технологические дефекты изоляции обмотки статора	1,1

Следует помнить, что количество аварийных остановов и число ремонтов является фактором подтверждения конкурентоспособности ТГ данного производителя.

3.2.7 Критерии оценки надежности ТГ и влияние числа их отказов на выработку электроэнергии

Необходимо установить критерии, которые на этапе эксплуатации и послеремонтных испытаний смогли, хотя бы ориентировочно, характеризовать состояние ТГ. В качестве показателя надежности ТГ можно предложить использовать коэффициенты готовности (K_q) и использования (K_{us}).

Коэффициент готовности определяет вероятность того, что ТГ окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых его применение по назначению не предусматривается:

$$K_q = \frac{t_q}{t_q + t_{sum}}$$

где t_q - суммарное время исправной работы ТГ, час;

t_{sum} - суммарное время вынужденных простоев ТГ, час.

Коэффициент готовности для мощных ТГ на АЭС Украины в 1996-2003 г.г. составлял 96,3-95,5 %. К 2006 г. коэффициент готовности снизился до 71,4%, в настоящее время - до 67,3 %, [25, 49].

Коэффициент использования K_{us} равен отношению среднеарифметической мощности к установленной мощности ТГ за определенное время расчета. Этот коэффициент характеризует эффективность электростанции в целом, включая не только ее технологическое совершенство, но и квалифицированность персонала, организацию работы руководством станции и организацию всей отрасли на государственном уровне. В настоящее время значение K_{us} стало еще более важным, т.к. он характеризует выработку электроэнергии на электростанциях, уровень решения вопроса по увеличению энергоэффективности и энергосбережения.

Для АЭС мира коэффициент использования K_{us} достигает 80 %, а на некоторых АЭС превышает 90 %, [71].

В Украине в 2010 г. для АЭС этот коэффициент составлял 68,9 %, а для ТЭС - 37,4 %, в то время как в 2000-2001 г.г. этот показатель был 69 %. Усредненный коэффициент использования по энергоблокам Украины $K_{us} = 68,9$ %, а коэффициент

готовности $K_g = 71,4 \%$, что ниже аналогичных мировых показателей на 10-15 %. Причиной этого является низкая надежность и, соответственно, частые отказы ТГ из-за наиболее часто встречающихся дефектов, [18, 23, 65, 67, 72]:

Проведение экспертной оценки эффективности и целесообразности дальнейшей эксплуатации энергоблоков с истощенным ресурсом - трудоемкий процесс, который требует значительных интеллектуальных и финансовых затрат, умения учитывать старение оборудования. Анализ статистических данных показывает, что наибольшая недовыработка электроэнергии на ТЭС и АЭС Украины происходит из-за отказов ТГ, и эта недовыработка постоянно нарастает, табл. 15, [5, 16].

Таблица 15 - Данные отказов ТГ на энергоблоках АЭС Украины

Данные отказов	Годы							
	2004	2005	2006	2008	2010	2011	2012	2014
Общее число отказов на блоках АЭС	25	23	32	25	22	26	31	32
Количество отказов ТГ: (кол-во/% от общего числа отказов)	3/12	2/9	3/9,4	4/16	3/13,6	4/15,4	6/19,4	7/21,9
Количество отказов, которые вызвали нарушения в работе энергоблока	3	2	3	4	2	4	5	7
Недовыработка электроэнергии из-за отказов ТГ, млн. кВт·час	67,32	99,71	2493,4	3310,3	2302,5	2604,2	2812,3	3088,5

Наибольшее число отказов на энергоблоках АЭС Украины приходится на турбогенераторы ТВВ-1000-2УЗ. Данные эксплуатации этих турбогенераторов на Ровенской, Хмельницкой и Южно-Украинской (блоки № 3 и № 4) АЭС выявил ряд конструктивных дефектов, которые снижают их надежность. Причем дефекты во всех ТГ практически одинаковые: трещины в соединительных шинах, повышенный уровень вибрации, утечка водорода.

После длительного времени работы (около 300 тыс. часов и большее) деградация ТГ достигает уровня, после которого его дальнейшая эксплуатация становится все более убыточной, нецелесообразной, и восстановление его трудоспособного состояния также нецелесообразно. На практике это проявляется в сокращении продолжительности межремонтных периодов при одновременном возрастании продолжительности и стоимости ремонтов (рис. 31), [43]. Увеличение ширины столбиков диаграммы на рис. 31 отражает увеличение времени ремонтных работ и сокращение рабочих периодов.

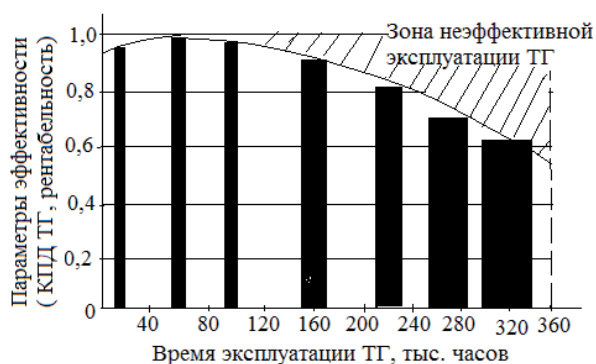


Рисунок 31 - Диаграмма изменения эффективности эксплуатации турбогенератора на блоке станции
(ширина темного участка соответствует времени проводимых ремонтов)

Оценка технико-экономического состояния каждого ТГ требует проведения комплексных экспериментальных и статистических исследований, сбора информации в динамике.

3.2.8. Особенности конструирования статоров мощных турбогенераторов

В последние годы возросла актуальность определения состояния сердечников статоров ТГ в связи с тем, что все большее число ТГ имеет срок службы, превышающий установленный техническими условиями, то, что ТГ эксплуатируются при повышенном напряжении, с высоким коэффициентом мощности, в режимах потреб-

ления реактивной мощности. Кроме того, из-за экономического кризиса снизилось качество технического обслуживания и ремонта.

При конструировании статоров мощных ТГ основное внимание уделяется проблемам их охлаждения, надежности изоляции, теплового и термоупругого состояния обмоток, концевых зон статоров, [6, 31]. Результаты такого анализа используются для разработки технических решений по повышению надежности ТГ при его работе в нештатных режимах, [32, 48].

Повысилась актуальность исследования вибрационного состояния сердечников статоров, обусловленного воздействием возросших сил радиального магнитного тяжения со стороны ротора из-за увеличения мощности ТГ, [4]. Для снижения влияния этого явления используют разные технические решения. Так, в мощных ТГ, для уменьшения передачи магнитных вибраций сердечника на корпус, применяют упругую подвеску сердечника в корпусе статора, ориентируют в аксиальном направлении стяжные ребра статора, выполняют продольные сквозные прорезы, рис. 32.



Рисунок 32 – Виброгасящая пластина, которая соединяет сердечник и корпус статора

Концы ребер-клиньев делают цилиндрическими и снабжают резьбой. Виброизоляция сердечника от корпуса статора осуществляется также за счет изгиба упругих элементов ребер, податливых в радиальном и тангенциальном направлениях.

Виброударные взаимодействия элементов подвески обнаруживаются по появлению в высокочастотной части спектра виброускорений корпуса статора гармоник, кратных основной частоте вибрации корпуса 100 Гц, [8, 58, 71].

В настоящее время в ТГ выполняется реконструкция системы крепления лобовых частей. Лобовые части обмотки статора крупных ТГ представляют систему стержней, связанных между собой и с внешней опорной конструкцией. Каждая лобовая дуга состоит из двух соединенных стержней, начинающихся на выходе из паза статора, и разделяется на прямой участок, эвольвентный участок и головку.

Отработка разных вариантов крепления обмотки статора в лобовой и пазовой частях производится обычно на реальных машинах или на модельных установках. Например, в фирме «*General Electric*» были изготовлены модели статора с лобовыми частями обмотки в натуральную величину, они были испытаны при установившейся нагрузке и при многократных внезапных коротких замыканиях. После проведенных исследований, «корзинка» лобовых частей стала выполняться монолитной и более жесткой. «Корзинка» стала надежней, но перестала компенсировать термические и вибрационные напряжения в шинах и элементах водяного тракта. Поэтому чаще стали повреждаться шины и другие детали лобовой зоны обмотки статора. Сохранилась частота отказов элементов системы водяного охлаждения обмотки статора, шин и стержней, часто продолжают разрушаться гибкие вставки в районе «выводные шины - фазные выводы». Жесткость крепления, неравномерности охлаждения лобовых частей обмотки, неравномерное тепловое расширение проводников приводит к разрушению изоляции и самих проводников, [25].

К аварийным отказам ТГ также приводят:

- разрушения гибких компенсаторов нулевых и линейных выводов, рис. 33;
- обрывы штуцеров шлангов водоподвода к выводам линейных шин;
- появление трещин и течей по соединительным шинам обмотки статора;

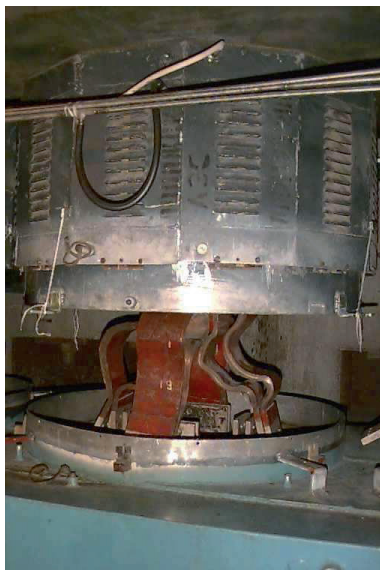


Рисунок 33 – Гибкие компенсаторы фазных выводов ТГВ-325-2У3

- ослабление крепления напорного коллектора и расклиновки стержней обмотки в пазах статора.

В ТГ большой мощности появляются дополнительные, специфические проблемы, приводящие к авариям. Например, неравная жесткость ротора по продольной и поперечной осям приводит к появлению трещин в неявновыраженном полюсе. Для борьбы с этим явлением в ТГ, начиная от мощности 300 МВт, выполняют дополнительные, заполненные сталью пазы на каждом полюсе, рис. 34, (поз. 5). Эти пазы заполняют магнитным материалом той же марки, что и сам ротор для сохранения магнитной проводимости полюсов. Размеры и количество этих пазов выбирают согласно требованию выравнивания моментов инерции ротора.

Допускается величина коэффициента неравной жесткости ротора не более 1,5 %, что определяет уровень допустимых вибрации на двойной частоте не более 1,5 мм/с. Это значительно снижает вибрацию ротора, пропорциональную двойной частоте (100 Гц).

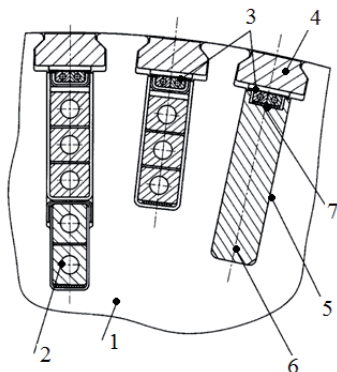


Рисунок 34 - Пазы ротора

- 1 – вал ротора, 2 – полые медные проводники ОВ;
 3 - полые медные проводники демпферной обмотки; 4 – пазовые клинья;
 5 – пазы на полюсах для выравнивания двоякой жесткости ротора;
 6 – стальные вставки; 7 – текстолитовые прокладки

При вращении ротора текстолитовые прокладки принимают на себя продольные усилия. Стальной наполнитель удерживается в выравнивающих пазах с помощью клиньев, входящих в полную демпферную систему ротора.

Клинья выполняются такой же длины, как и клинья обмоточных пазов, и их стыки располагаются в тех же поперечных сечениях, [25, 32].

3.3 Повышение надежности шихтованных сердечников статора

3.3.1 Повышение технологической надежности сборки шихтованных сердечников

Статистический анализ показал, что причиной аварийных остановов двухполюсных ТГ, работающих на блоках тепловых электростанций (ТЭС и АЭС), часто является «распушивание» шихтованных сердечников статоров. Их восстановление на электростанциях является наиболее сложным вопросом комплексного решения

проблемы обеспечения высокого уровня эксплуатационной надежности и ремонтно-пригодности ТГ.

Разрушения листов шихтованных сердечников статоров приводят к повышению вибраций, смещению клиньев в пазах, нарушению (разрыву) изоляции обмоток и бандажных колец. Для исключения разрушения пакетов сердечников при проектировании новых и проведении модернизации работающих ТГ, с выполнением требования повышения мощности в установленном габарите, следует понимать природу и уметь рассчитывать силы взаимодействия между листами стали, формирующими пакеты шихтованных сердечников статоров в торцевых и в центральных частях.

Мировая тенденция увеличения мощности ТГ в единице исполнения, замены водородного охлаждения на воздушное вызывает увеличение тепловых нагрузок и усиливает проблему разрушения сердечников. Такой же эффект оказывает необходимость снижения удельного веса турбогенераторов (кг/кВт).

Сердечники ТГ изготавливаются из листовой электротехнической стали толщиной 0,5 мм, изолированной с двух сторон лаковой пленкой. Эти листы собирают в пакеты толщиной 40—70 мм, сердечник статора набирается из таких пакетов. Пакеты разделяются вентиляционными радиальными каналами шириной 10 мм, которые создаются с помощью дистанционных распорок двутаврового или прямоугольного профиля, как правило, из немагнитного металла. При работе машины под нагрузкой сердечник испытывает действие больших радиальных усилий магнитного тяжения и электромагнитных сил, под действием которых он деформируется и колеблется с двойной частотой напряжения сети. Поэтому в месте закрепления сердечника в корпусе возникают значительные усилия, передающие вибрации сердечника к корпусу и вызывающие контактную эрозию соприкасающихся поверхностей сердечника и ребер-клиньев.

Для уменьшения добавочных потерь в торцевых пакетах статора нажимные кольца, которые удерживают сердечник в запрессованном состоянии, выполняют из немагнитной стали. Крайние пакеты делают более тонкими, а в зубцах делают радиальные прорезы, [25, 31, 41, 50].

Наиболее часто встречаются следующие виды повреждений стали сердечников статора: ослабление прессовки; повышенный нагрев отдельных зубцов сердечника; сплавление, скол и выкрашивание отдельных участков «активной стали» и сегментов в торцевой зоне, (рис. 35); поломка и выпадение дистанционных распорок; повышенная вибрация клиньев обмотки статора.

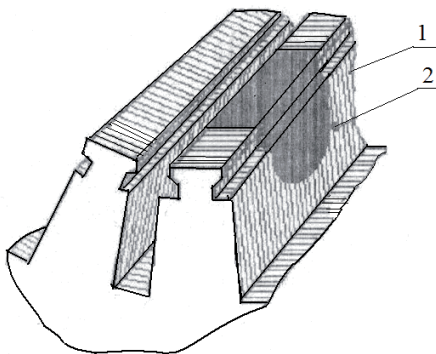


Рисунок 35 - Ремонт сердечника статора с выкрашиванием отдельных участков активной стали

1 - листы шихтованного сердечника; 2 - заполнение поврежденной зоны

Ослабление плотности прессовки и «распушивание» зубцов в торцевой зоне сердечников чаще всего обнаруживается в процессе испытаний, при осмотрах во время плановых ремонтов. Эти дефекты приводят к усилению вибрации сердечника под действием аксиальных знакопеременных электродинамических усилий и усталостным повреждениям с последующим выкрашиванием фрагментов, которое представляет большую опасность и ограничивает работоспособность ТГ.

При оплавлении или выгорании небольших участков сердечника поврежденный участок вырубает, удаляют заусеницы, разводят листы, вливают в образовавшуюся щель лак (например, БТ-99), закладывают между листами пластины из слюды толщиной 0,05 мм на глубину 10-15 мм и опять покрывают тем же лаком.

При оплавлении значительных участков сердечника в вырубленные участки можно установить вставку из текстолита на клей БФ-2.

Для устранения «распушивания» крайних пакетов сердечника статора используют разные приемы: устанавливают дополнительные нажимные шайбы, нажимные пальцы, иногда сваривают крайние листы сердечника (шириной 1,5-2 мм, длиной 10-15 мм) или склеивают их эпоксидными смолами.

Для повышения связи между листами сердечника принимают такое давление прессовки, которое должно обеспечить силу трения между отдельными листами, исключающую возможность их взаимного перемещения при изгибных колебаниях сердечника. Эти колебания приводят к относительному перемещению листов активной стали друг относительно друга, к фреттинг - коррозии, к стиранию межлистовой изоляции, коррозионному износу сегментов, что, в свою очередь, способствуют повышению вибрации сердечника и попаданию масла между сегментами. В результате фреттинг – коррозии на поверхностях сжатых, взаимно перемещающихся стальных листах и деталях, на зубцах появляется полупроводящая красно-коричневая пыль. Под воздействием нагрева и вибрации смесь этой пыли и продуктов износа лака с маслом превращается в темную дегтеобразную массу со слабомагнитными свойствами. В результате разрушения изоляции листов, в местах контакта металла возникают местные замыкания и повышенный нагрев, [25, 41, 74].

Ослабление прессовки активной стали сердечника вызывает распушивание листов коронок зубцов крайних пакетов, появление специфического шума, а сильное ослабление приводит к вибрации корпуса статора, к перерезанию и пробою корпусной изоляции стержней обмотки статора.

Часто ослабление прессовки зубцов было отмечено при работе ТГ с коэффициентом мощности, близким к единице, особенно в режиме потребления реактивной мощности, при возрастании аксиальных электромагнитных сил в торцевых зонах, [32]. К ослаблению прессовки приводит самоотвинчивание гаек крепления стяжных призм к нажимной плите, остаточная деформация нажимных пальцев, излом и выпадение вентиляционных распорок, попадание посторонних предметов в расточку сердечника. В ряде случаев ослабление прессовки является следствием недостаточного усилия прессовки активной стали на заводе-изготовителе, технологического перекоса запеченных пакетов при их установке в сердечник.

Распушивание зубцов статора в торцевой зоне, вибрация листов приводит к появлению усталостных трещин в зубах, к изломам и выкрашиванию.

Снижение давления прессовки в сердечнике, которое началось в торцевых зонах зубцов, может распространяться на другие пакеты сердечника. Это определяется по появлению налета красно-коричневой пыли в расточке и на спинке сердечника. При этом увеличивает локальный нагрев дефектной зоны в сердечнике, который лавинообразно нарастает вплоть до оплавления стали и повреждения корпусной изоляции стержней обмотки.

На монолитность зубцов сердечника также влияет способ крепления стержней обмотки статора в пазах и изменение их температуры. При нагреве и охлаждении фрикционная связь стержней обмотки и зубцов вызывает термомеханические деформации стержней, зубцов и нажимных пальцев. При охлаждении давление в крайнем пакете сердечника в зубцовой зоне снижается, при нагреве - увеличивается. Но на следующих участках зубцовой зоны шихтованного пакета происходит обратное, т.е. давление снижается при нагреве и возрастает при охлаждении, [8, 31, 32].

Если в конструкции сердечника применено склеивание крайних пакетов, то возможное ослабление прессовки и распушивание от термомеханических сил не исчезает, а смещается к центру сердечника, в те пакеты, которые расположены непосредственно после склеенных пакетов. Воздействие фрикционно закрепленных стержней на торцевую зону сердечника при нагреве и охлаждении усугубляет неравномерность распределения давления прессовки, которая возникает от технологических и конструктивных факторов.

Наиболее интенсивно локальное ослабление прессовки проявляется при более плотном закреплении обмотки в пазу, особенно на концевых участках пакетов и в лобовых частях при их более свободном креплении в аксиальном направлении. Также отрицательно влияет снижение температуры дистиллята на входе в обмотку статора ниже $+30\text{ }^{\circ}\text{C}$ при нагретом сердечнике.

3.3.2 Расчет сил в шихтованном сердечнике статора турбогенератора

При работе в шихтованном сердечнике ТГ действует комплекс тех же внутренних сил, что и сила магнитного тяжения в воздушном зазоре. Расчет сил в радиальном направлении выполнен многими авторами, [6, 9, 10, 20, 31, 32, 41], но в аксиальном направлении расчет очень сложен и его не удастся выполнить обычными методами моделирования магнитных полей.

Пластины шихтованного сердечника статора ТГ можно представить в виде системы параллельных и одинаково ориентированных постоянных магнитов, а затем заменить их прямоугольными призмами, по поверхностям граней которых протекают поверхностные токи, и рассчитывать эти усилия. При этом возникают силы, которые можно заменить силами взаимодействия от полей поверхностных токов, возникающих на поверхности каждой шихтованной пластины. Циркуляция происходит вокруг осей, которые ориентированы вдоль одного определенного направления и создают внешнее поле. Взаимодействие между соседними шихтованными пластинами равномерно, аналогично распределению давления в жидкости. В особом положении находятся крайние листы сердечников, как просто шихтованных, так и проклеенных, [50, 74].

Поверхностные токи формируются в плоскостях, направленных перпендикулярно направлению намагничивания x . Плотность тока не зависит от x и определяется интенсивностью намагниченности M , рис. 36.

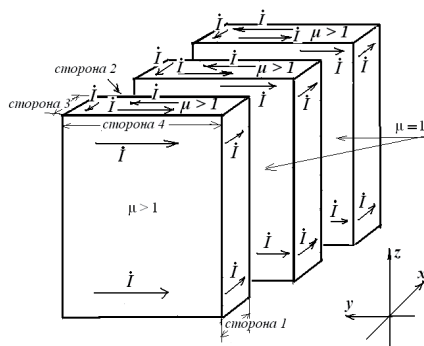


Рисунок 36 – Модель анализируемой системы

Вектор-потенциал поля, создаваемого заданной намагниченностью M , выражается:

$$A_M = -\frac{\mu_v}{4\pi} \cdot \int_v \frac{M \times r}{r^3} \cdot dv = \frac{\mu_v}{4\pi} \cdot \int_v \frac{\nabla \times M}{r} \cdot dv + \frac{\mu_v}{4\pi} \cdot \int_s \frac{M \times n}{r} \cdot dS \quad (3.8)$$

где объемные интегралы берутся по всему объему магнита, а поверхностные - по его поверхности.

Для равномерно намагниченной области, т.е. области, где намагниченность M постоянна по величине и направлению, интеграл по объему в выражении (3.8) равен нулю. Рассмотрим интеграл по поверхности. Предположим, что намагниченность M направлена по оси x , т.е. $M = i \cdot M$. Пусть θ - угол между i и n , а dx и ds — ортогональные векторы, лежащие на поверхности магнита (dS нормально к i и n).

Тогда

$$(M \times n) \cdot dS = M \cdot \sin \theta \cdot dS = M \cdot dx \cdot ds, \\ A = \frac{\mu_0}{4\pi} \cdot \iint \frac{M \cdot dx}{r} \cdot dS \quad (3.9)$$

Магнитный поток в зазоре формируется двумя группами токов:

- 1) токи, параллельные оси x ;
- 2) токи, параллельные оси y .

Рассмотрим группу токов, параллельных оси x . При $\delta \ll b_F$ величину магнитной индукции B_z в плоскости $z = 0$ можно считать зависящей только от потока по оси y (рис. 37). Выделим из шихтованного пакета одну пластину, рис. 38.

Запишем значения индукции от эквивалентной пленки тока по поверхности различных граней одной пластины зубца:

- 1) для стороны 1 (рис. 38) можно записать

$$B_{1Z}(Y_N) = \frac{\mu \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \frac{I}{c_F} \cdot \int_{-c_F}^0 \frac{Y_N \cdot dz}{(Y_N^2 + z^2)} = \frac{\mu \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \frac{I}{c_F} \cdot \arctg \frac{z}{Y_N} \Big|_{c_F}^0 = \\ = \frac{\mu \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \frac{I}{b_F} \cdot \arctg \frac{c_F}{Y_N}, \text{ Тл}$$

где Y_N – точка наблюдения.

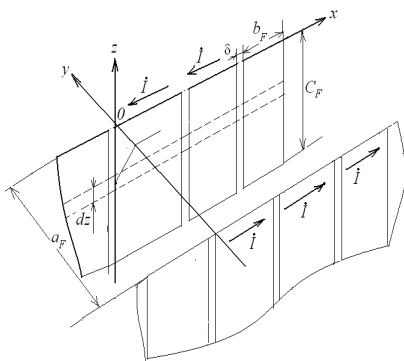


Рисунок 37 - Модель к расчету магнитной индукции B_z

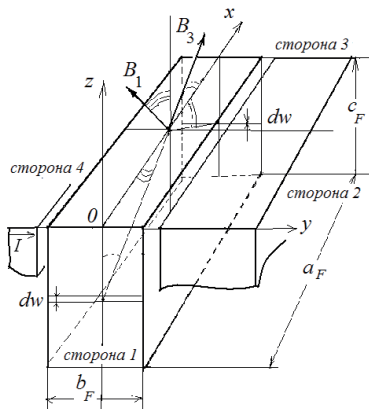


Рисунок 38 – Распределение магнитных полей в пластине зубца сердечника

2) Для стороны 3 (рис. 38) аналогично можно записать:

$$B_{3z}(Y_N) = \frac{\mu \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \frac{I}{c_F} \cdot \int_{-c_F}^0 \frac{(a_F - Y_N) \cdot dz}{(a_F^2 - Y_N^2) + z^2} = \frac{\mu \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \frac{I}{c_F} \cdot \arctg \frac{z}{(a_F - Y_N)} \Big|_{-c_F}^0 =$$

$$= \frac{\mu \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \frac{I}{b_F} \cdot \arctg \frac{c_F}{(a_F - Y_N)}, \text{ Тл}$$

Учитывая, что $V = Y_N z$, z -составляющую магнитного потока через торец пластины, определяемую токами, параллельными оси x , можно вычислить:

$$\Phi_{1-3} = \int_0^{a_F} c_F \cdot (B_{1z}(y) + B_{3z}(y)) \cdot dy =$$

$$= \frac{\mu \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \frac{I}{c_F} \cdot \int_0^{a_F} \left(\arctg \frac{c_F}{y} + \arctg \frac{c_F}{(a_F - y)} \right) \cdot dy, \text{ Вб.}$$

С достаточной точностью можно считать, что

$$\Phi_{1-3} \approx \frac{\mu \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot b_F \cdot a_F \cdot \frac{I}{c_F} \approx 0.$$

Для сторон 2 и 4 (рис. 39) значения индукций магнитного поля можно записать, как и для сторон 1 и 3, считая $\mu=1$, для интервала $(-\delta/2 < U_N < \delta/2)$, Тл:

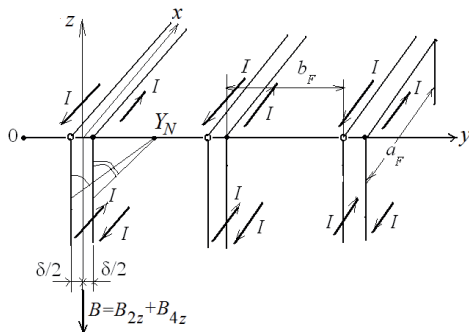


Рисунок 39 - Распределение магнитных полей в пластине зубца статора вдоль сторон 2 и 4

$$B_{2z}(z) = -\frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \frac{I}{c_F} \cdot \operatorname{arctg} \frac{c_F}{c_F - \frac{\delta}{2}},$$

$$B_{4z}(x) = -\frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \frac{I}{c_F} \cdot \operatorname{arctg} \frac{c_F}{c_F + \frac{\delta}{2}};$$

- значение потока (для зазора между пластинами), Вб:

$$\begin{aligned} \Phi_{2,4} &= \int_{-\frac{\delta}{2}}^{+\frac{\delta}{2}} a_F \cdot (B_{2z}(x) + B_{4z}(x)) \cdot dx = \\ &= -\frac{\mu_0}{2\pi} \cdot \frac{I}{c_F} \cdot a_F \cdot \int_{-\frac{\delta}{2}}^{+\frac{\delta}{2}} \left(\operatorname{arctg} \frac{c_F}{(x - \frac{\delta}{2})} + \operatorname{arctg} \frac{c_F}{(x + \frac{\delta}{2})} \right) dx. \end{aligned}$$

Учитывая реальные численные значения μ и отношения δ/b_F в ТГ, можно сделать вывод, что величина магнитного потока между зубцами сердечника статора в середине пакета по высоте зубца пренебрежимо мала:

$$\frac{\Phi_{2-4}}{\Phi_{1-3}} = \frac{\delta}{\mu \cdot b_F} \approx 0.$$

Проведенные исследования подтверждают, что потоками, создаваемыми пленочными токами по сторонам 2 и 4, их взаимным влиянием (отталкиванием) между соседними пластинами можно пренебречь. Все это справедливо для любых пластин, кроме крайней, у которой нет соседней пластины с одной стороны. Поэтому рассмотрим значение индукции для крайней пластины на интервале $\delta/2 < Y_N$ и $Y_N < -\delta/2$, (см. рис. 36), Тл:

$$B_{4z}(x) = \frac{\mu \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \frac{I}{c_F} \cdot \int_{-c_F}^0 \frac{x \cdot dx}{x^2 + \frac{\delta^2}{4}} =$$

$$= \frac{\mu \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \frac{I}{c_F} \cdot \arctg \frac{z}{x - \frac{\delta}{2}} \Big|_{-c_F}^0 = \frac{\mu \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \frac{I}{c_F} \cdot \arctg \frac{c_F}{Y_N}.$$

С достаточной точностью для крайней пластины поверхностный ток можно записать, А:

$$I = \frac{B_z \cdot c_F}{4\mu \cdot \mu_0 \cdot \arctg \frac{2c_F}{a_F}}.$$

Тогда удельное давление на пластину по ширине c_F , Н/м²:

$$p_{magn} = \frac{2\pi \cdot I^2}{c_F^2}.$$

Сила, действующая на зубец крайней пластины площадью $(a_F \cdot c_F)$, Н:

$$F = p_{magn} \cdot (a_F \cdot c_F).$$

И, соответственно, момент, который действует на крайнюю пластину, Н·м:

$$M = F \cdot \frac{c_F}{2}.$$

Т.о., линейный ток по грани пластины зависит от потока в зазоре Φ , магнитной проницаемости стали μ и размеров a_F , b_F , c_F и δ .

На основании проведенных расчетов, выполненных на базе данных турбогенератора ТГВ 325-2У3, получены графические зависимости указанных величин от индукции в воздушном зазоре: $p_{magn}(B_\delta)$, $F(B_\delta)$, $M(B_\delta)$ для разной ширины зубцов статора (20–50 мм), рис. 40 и рис. 41.

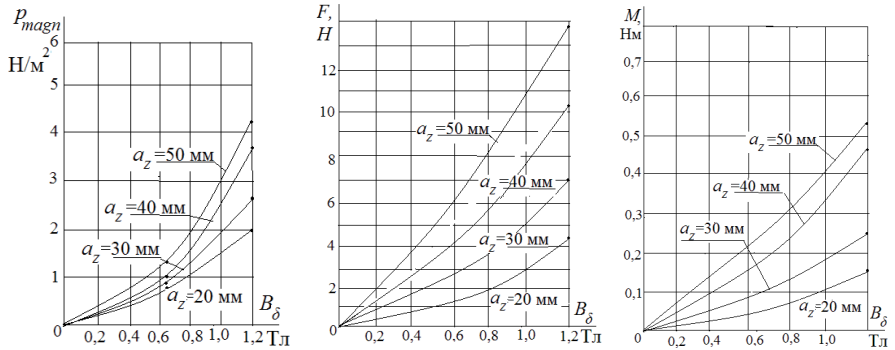


Рисунок 40 – Зависимости давления, силы и момента, действующих на крайний зубец шихтованного пакета сердечника статора, от значения индукции в воздушном зазоре ТГ при разных значениях ширины зубца и длине шихтованного пакета между вентиляционными каналами 110 мм

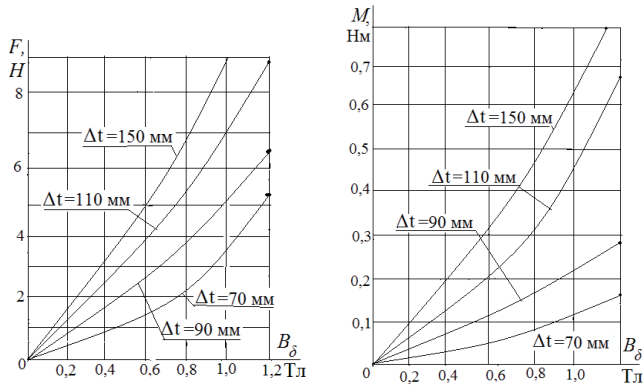


Рисунок 41 – Зависимости силы и момента, действующих на крайний зубец шихтованного пакета сердечника статора, от значения индукции в воздушном зазоре ТГ при разных значениях длин шихтованного пакета между вентиляционными каналами, при ширине зубца $a_F = 30$ мм

При проведении расчетов было принято:

- толщина шихтовочной пластины 0,5 мм;
- длина шихтованного пакета между вентиляционными каналами 90 –150 мм;

- магнитная проницаемость электротехнической стали изменяется в пределах $\mu=1000-6500$.

Полученные данные расчетов позволяют сделать вывод, что силами взаимодействия между соседними пластинами в середине шихтованного пакета можно пренебречь. Их действие следует учитывать только для крайних листов в пакетах, ограниченных вентиляционными или крайними нажимными «пальцами».

Значения давления, сил и моментов, действующих на крайние листы в пакетах, зависят:

- от марки электротехнической стали (от значения магнитной проницаемости стали);
- от толщины шихтованных листов и от длины пакетов, на которые разбит сердечник каналами радиальной вентиляции;
- от ширины и высоты зубцов сердечника статора;
- от значения индукции в воздушном зазоре.

Снижение качества стали (уменьшение значения магнитной проницаемости стали), расширение зубца и углубление паза, увеличение индукции в воздушном зазоре, удлинение пакетов сердечника приводит к усилению влияния эффекта намагничивания зубцов и увеличению давления, сил и моментов.

При достаточном сечении нажимных пальцев на крайних пакетах эти силы не могут быть основной причиной разрушения зубцовой зоны ТГ, а только сопутствующим фактором. Анализ геометрии нажимных пальцев четырехполюсных машин, в которых не было отмечено факта распушивания зубцов в торцевых пакетах (ТВВ-1000-4У3), подтверждает этот вывод.

Для полного исследования этого вопроса необходимо учитывать периодичность изменения действия сил и моментов от электромагнитных полей и фактор «усталости» металла, [72].

3.4 Особенности работы современных энергосистем и перспективный выбор электрооборудования

3.4.1 Режимы работы электрооборудования в условиях изменения энергопотребления

При формировании энергосистемы обязательным является обеспечение энергосбережения, совершенствование отдельных единиц ЭО, рассмотрение различных источников получения энергии, которые к 2020 г. будут намного разнообразнее: единая энергосеть объединит большие электростанции (ТЭС и АЭС) со станциями от ВИЭ (ветро- и солнечные станции, волновые, приливные, комплексные и т.д.). Также ожидается, что в общую энергосистему определенный вклад будут вносить небольшие энергетические установки индивидуального или общественного пользования. Широко будет использоваться мини- и микроэнергетика: мини- и микро-ГЭС, солнечные станции теплового и фотовольтаического типа, индивидуальные ветро-энергетические установки мощностью 1-5 кВт.

Как уже указывалось, в настоящее время в энергосистеме Украины усилились проблемы с поддержанием нормативных значений напряжения и частоты, что вызвано изменением энергопотребления, режимов работы и типов энергоприемников. Общее снижение величины электропотребления усилило генерацию реактивной мощности малонагруженными ЛЭП 220-500 кВ и обострило недостаточность существующих средств компенсации реактивной мощности. Это поставило задачу пересмотра требований к эксплуатационным характеристикам ТГ на блоках электростанций в режимах, отличных от номинальных, [66, 71, 74]. Потребление турбогенераторами избыточной реактивной мощности из сети позволяет несколько снизить уровни напряжения при «провалах» нагрузки, с другой стороны, эксплуатация с повышенным коэффициентом мощности позволяет обеспечивать покрытие ее «пиков».

Современные ТГ вынуждены работать в энергосистемах в сложных условиях: при изменяющихся значениях частоты и напряжения, при систематических пусках и остановах, при изменяющихся динамических воздействиях на элементы конструк-

ции, что приводит к появлению крутильных колебаний, ударных токов, к неточной синхронизации и т.д., [27, 59].

ОЭС – большая и сложная сеть, которая включает магистральные и распределительные электрические сети, сетевое оборудование, различные виды электростанций, которые рассредоточены по всей территории страны, но связаны в общую систему. В результате этого энергия от электростанций поставляется в любой регион, где она нужна в данный момент времени, и не зависит от территории ее размещения. При этом спрос на электроэнергию всегда разный и различается по времени суток, сезонам и годам: в сутках есть два пика потребления: утро и вечер, когда потребляется наибольшее количество электроэнергии, и ночь - период «провала» энергопотребления. В энергосистеме Украины разница между пиками и «провалами» в течение суток составляет почти 25%, т.е. при минимальном спросе потребляется почти на четверть меньше энергии, чем при максимальном, [4, 40]. В весенне-летний период «провалы» потребления еще более выражены, рис. 42, [52].

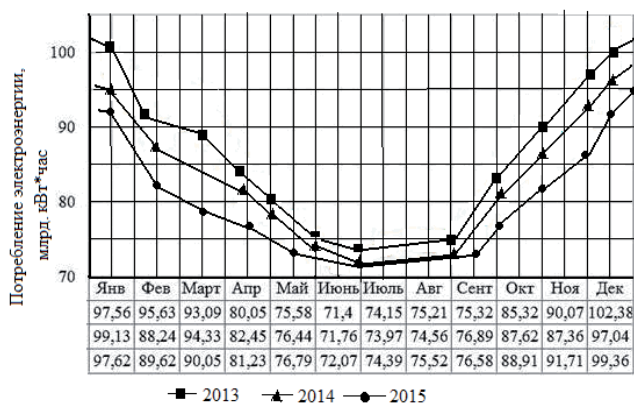


Рисунок 42 - Динамика потребления электроэнергии по месяцам 2013- 2015 г.г.

Для прохождения ночного минимума нагрузки используют снижение выработки электроэнергии турбогенераторами ТЭС, иногда даже на грани минимально-допустимого значения "живучести" станции: до 3-4 блоков мощностью 300 МВт разгружают на 4-6 часов в сутки, иногда с полной остановкой на ночь, т.е. практиче-

ски все базовые блоки ТЭС работают в переменных (пиковых) режимах. В весенне-летний период из-за ночных «провалов» иногда останавливают 10 и более блоков на ТЭС.

Значительное общее снижение потребления электроэнергии в Украине определяется экономическим спадом и политической ситуацией. Так, на рис. 43 представлены данные об изменении (снижении) потреблении электроэнергии в декабре за три последних года. В табл. 16 приведены данные о снижении производства электроэнергии в ОЭС Украины за январь-февраль 2015 и 2016 г.г., [52, 54].

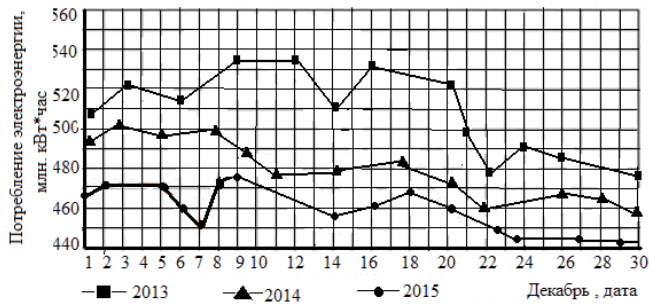


Рисунок 43 - Динамика потребления электроэнергии в декабре 2013- 2015 г.г.

В табл. 17 приведены данные о неравномерности суточных графиков покрытия и указаны диапазоны регулирования выработки электроэнергии ТГ в 2014 году, [67]. Согласно требованиям «Правил оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) Украины», регулирование неравномерности суточных графиков в режиме пуска - останова может осуществлять энергоблоками мощностью не более 200 - 300 МВт.

В некоторых случаях возможны и другие режимы. Так, на энергоблоках Змиевской ТЭС мощностью 200 МВт иногда практикуется работа ТГ в режиме скользящего давления, а на Добротворской ТЭС даже применялся перевод блочных ТГ в режим СК, [64].

Таблица 16 - Производство электроэнергии в ОЭС Украины за январь-февраль 2015 и 2016 г.г.

Производители электроэнергии	Январь, февраль 2015		Январь, февраль 2016		Изменение, млрд. кВт·час	Изменение, %
	млрд. кВт·час	часть от общего производства, %	млрд. кВт·час	часть от общего производства, %		
АЭС	16,198	53,9	15,578	54,5	-0,621	-3,8
ТЭС	8,953	29,8	8,222	28,8	-0,732	-8,2
ТЭЦ	1,848	6,1	1,862	6,5	0,015	0,8
ГЭС и ГАЭС	1,457	4,8	1,142	4,0	-0,315	-21,6
ТЭЦ и блок - станции	1,326	4,4	1,546	5,4	0,220	16,6
ВИЭ	0,259,5	0,9	0,247	0,9	-0,013	-5,0
ВСЕГО	30,041	100,0	28,596	100,0	-1,445	-4,8

Таблица 17 - Неравномерность суточных графиков покрытия и диапазон регулирования выработки электроэнергии турбогенераторами в 2014 году

№ п/п	Показатель	ОЭС Украины
1	Максимальная неравномерность графика, МВт	5651
2	Минимальная неравномерность графика, МВт	3478
3	Средняя неравномерность графика, МВт	4676
4	Средний диапазон регулирования на ГЭС и ГАЭС, МВт	2732
5	Средний диапазон регулирования на ТЭЦ, МВт	238
6	Средний необходимый диапазон регулирования на ТЭС, МВт	1706
7	Резерв на возможную разгрузку, МВт	205
8	Резерв на разгрузку (в % от среднего диапазона регулирования на ТЭС)	12
9	Минимально необходимый диапазон регулирования на ТЭС, МВт	1911
10	Максимальный расчетный диапазон регулирования на ТЭС, в % от минимально необходимого диапазона регулирования (п. 9)	200
11	Максимальный расчетный диапазон регулирования на ТЭС, МВт	3822

Рассматривая работу ОЭС Украины с учетом изменения графиков нагрузки (как суточных, так и сезонных) и обеспечения необходимых резервов мощности различными группами ТГ, необходимо учитывать, что каждый тип станции характеризуется своими, свойственными только ей, режимами работы:

1) согласно «Правилам ОРЭ Украины», именно на ТЭС возлагается основная задача регулирования суточного графика нагрузок. При этом энергоблоки ТЭС не только обеспечивают суточный график потребления, но являются основным источником резервной мощности, источником балансирования производства и потребления электроэнергии, т.е. обеспечивают устойчивый режим работы сети. Они играют ведущую роль в регулировании суточных и сезонных изменений потребления электроэнергии. Так, например, в 2014 г. нагрузка на блоках ТЭС для покрытия пикового максимума потребления изменялась от 4,40 ГВт (в отдельные дни летнего периода) до 15,50 ГВт (в зимний период). В холодное время года для обеспечения устойчивой работы энергосистемы при внеплановых отключениях блоков, (в т.ч. и блоков АЭС), при ремонтах и авариях в сети, а также при погрешностях прогнозов электропотребления были зафиксированы изменения в диапазоне 1,5 – 2,0 ГВт, и они обеспечивались только энергоблоками ТЭС, [52].

Работа блоков ТЭС в переменных режимах приводит к снижению их экономичности, к увеличению удельных затрат топлива на выработку электроэнергии, к повышению расхода тепла и электроэнергии на собственные нужды. Кроме того, работа блоков в переменных режимах сопровождается интенсивным износом паросилового оборудования, регулирующей аппаратуры, а увеличение количества тепловых циклов ускоряет развитие термической усталости металла узлов и деталей ТГ;

2) использовать генераторы других электростанций, как источники маневренных мощностей, не удастся.

Энергоблоки АЭС Украины могут работать только в базовом режиме генерации и не могут обеспечивать регулирование мощности в энергосистеме. Это происходит из-за того, что если при сбросе нагрузки на блоках АЭС практически нет ограничений по скорости, то подъем нагрузки должен выполняться очень медленно, ступенчато, с выдержкой во времени на каждой «ступени» для предотвращения поврежде-

ния ТВЭЛ-ов. Поэтому число изменений режимов работы блоков АЭС очень ограничено и разрешено только для плановых и аварийных сбросов нагрузки или остановов блоков при повреждении оборудования. По информации НАЭК "Энергоатом", в течение года допускается не более 4 (максимально 6) режимных разгрузок блоков АЭС, [60, 64].

Блоки ТЭЦ, подключенные к сети, всегда работают на полную мощность, но их основная задача – выдача теплоты, а электроэнергия является дополнительным продуктом. Мощностей ГЭС (ГАЭС) не хватает для регулирования, хотя запустить/остановить блоки ГЭС или перевести в режим двигателя гидрогенераторы блоков ГАЭС наиболее просто и их энергия самая дешевая. Но общая мощность ГЭС в энергосистеме Украины составляет всего 9 %, и это в самом лучшем случае, когда наполненность рек максимальная (весна, лето). Их мощности используются в ОЭС Украины для покрытия максимальных пиковых нагрузок только в весенне-летний период.

Т.о., основную часть маневренной нагрузки, (а это от 15 до 20% общего потребления) обеспечивают ТЭС. И они участвуют не только в покрытии маневренных и пиковых нагрузок, но являются и одним из двух главных источников, (как и АЭС), обеспечения базовой нагрузки. Но необходимый диапазон регулирования баланса мощности на существующем оборудовании ТЭС обеспечить практически невозможно из-за почти полного износа его электрооборудования.

На рис. 44 представлен годовой график потребления электроэнергии по продолжительности (в часах).

Сформировавшаяся структура генерирующих мощностей ОЭС Украины в настоящее время во всех аналитических отчетах определяется, как неблагоприятная по условиям регулирования нагрузок, т.к. не отвечает тем соотношениям базовых и пиковых мощностей, которые необходимы для обеспечения регулирования частоты, напряжения и внешних перетоков мощности, [5, 16].

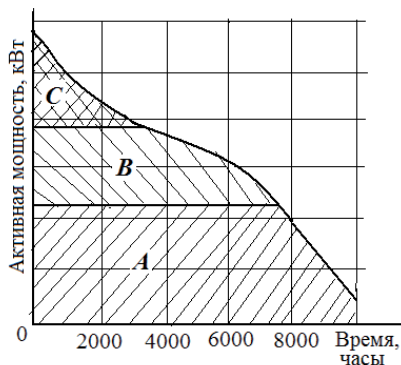


Рисунок 44 - График годовой электрической нагрузки (продолжительности этапов)

A – базовая нагрузка; *B* – промежуточная нагрузка; *C* – пиковая нагрузка

В настоящее время в Правилах ОЭС Украины задекларирована цель объединения на параллельную работу с европейским энергообъединением. Поэтому уже сейчас необходимо проводить подготовку энергооборудования к соответствию требований УСТЕ по обеспечению регулирования и поддержания резервов. Для этого необходимо обеспечить возможность работы установленного на блоках ТЭС электрооборудования в маневренных режимах, т.е. обеспечить устойчивую работу ОЭС при управляемых изменениях в зависимости от спроса.

3.4.2 Применение асинхронизированных турбогенераторов для поддержания устойчивости электрических сетей

На электростанциях ЕЭС параллельно работают сотни ТГ. Все они должны вырабатывать одинаковое напряжение, иначе между машинами появятся «уравнительные токи». Для этого роторы всех генераторов должны вращаться с одинаковой скоростью и занимать в каждый момент одинаковое угловое положение. Тогда энергосистема будет устойчивой. При потере устойчивости происходит массовое отключение ТГ, энергосистема «разваливается». Именно из-за этого 1965 г. в США произошла крупная авария: семь штатов с населением около 30 млн. человек остались без электроэнергии, ущерб превысил 100 млн. долларов, [52].

Чем крупнее ТГ, тем он менее устойчив при параллельной работе. Происходит это потому, что при повышении единичной мощности ТГ масса их роторов повышается непропорционально изменению мощности, т.е. у более мощных ТГ роторы становятся относительно более легкими, малоинерционными и менее устойчивыми в аварийных режимах, табл. 18, [25].

Таблица 18 – Значения масс роторов ТГ мощностью 300÷1200 МВт

Турбогенератор	Мощность, МВт	Масса ротора, тонн	Турбогенератор	Мощность, МВт	Масса ротора, тонн
ТГВ-300-2	300	55,8	ТВВ - 800 - 2У3	800	84,0
ТВМ-300-2	300	50,4	ТВВ- 1000 - 2У3	1000	86,5
ТВВ-320-2У3	320	55,1	ТВВ-1000-2К-У3	1000	86,5
ТГВ-320-2ПУ3	320	51,0	ТВВ-1000-4-У3	1000	170
ТГВ-500-2	500	61,5	ТВВ-1000-4К-У3	1000	170
ТВМ-500-2	500	63,5	ТВВ-1000-2/27-Т3	1000	86,5
ТВВ-500-2Е	500	62,7	ТВВ-1000-2/27-Т3	1000	86,5
ТВВ-500-2ЕК	500	62,7	ТВВ-1000-4/27-Т3	1000	170
ТВВ-800-2Е	800	84,0	ТВВ-1200-2-У3	1200	104

Для подтверждения конкурентоспособности ТГ необходимо подтверждение устойчивости их работы при изменяющихся нагрузках, при регулировании баланса активной и реактивной энергии в электросетях, [5, 17, 69]. В мировой практике для решения подобных задач на блоках работающих электростанций параллельно с классическими турбогенераторами устанавливают асинхронизированные турбогенераторы (АСТГ).

В настоящее время используются две модификации АСТГ: с симметричными (одинаковыми) обмотками возбуждения (ОВ) и с несимметричными (основная и управляющая) ОВ, - которые отличаются допустимым диапазоном регулирования реактивной мощности.

Области допустимых режимов работы АСТГ могут быть проанализированы по $P-Q$ диаграмме, на которой показано в каком диапазоне может изменяться реактив-

ная мощность при фиксированном значении активной. P - Q диаграмма допустимых режимов работы показана на рис. 45 для АСТГ ТЗФАУ-160 и синхронного турбогенератора ТЗФГ-160.

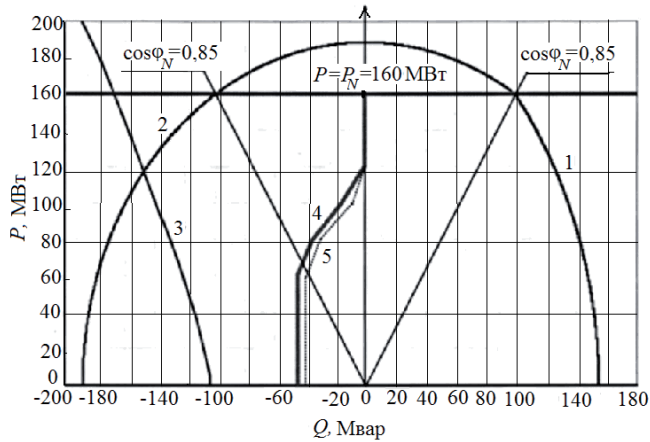


Рисунок 45 - Диаграмма допустимых режимов работы турбогенератора ТЗФГ-160 и АСТГ ТЗФАУ-160 при номинальном напряжении статора

- 1 – ограничение по номинальному току возбуждения; 2 – ограничение по номинальному току статора; 3 – асинхронная характеристика; 4 – граница ограничения минимального возбуждения (ОМВ); 5 – ОМВ турбогенератора ТЗФГ-160.

Как видно из диаграммы, в режимах выдачи реактивной мощности (правая часть диаграммы) ограничением является только номинальный ток ротора (ограничение 1). В этой части диаграммы АСТГ ТЗФАУ-160 и синхронный турбогенератор ТЗФГ-160 обладают одинаковыми свойствами.

В режимах потребления реактивной мощности (левая часть диаграммы) для турбогенератора ТЗФГ-160 по условиям статической и динамической устойчивости вводится ограничение минимального возбуждения (ОМВ) (ограничение 5). Для ТЗФАУ-160 такое ограничение отсутствует, а ограничением в режимах с потребле-

нием реактивной мощности является только номинальный ток статора (ограничение 2).

Таким образом, в режимах потребления реактивной мощности АСТГ обладает более широким диапазоном регулирования. Например, при номинальной активной мощности 160 МВт турбогенератор ТЗФГ-160 может работать только с нулевой реактивной мощностью, а АСТГ ТЗФАУ-160 может потреблять до 100 Мвар реактивной мощности из энергосистемы.

Поскольку регулирование напряжения может осуществляться независимо от электромеханического процесса качаний ротора, то в условиях, когда напряжение возбуждения еще не достигло предельных значений, установкой АСТГ можно повысить качество регулирования общего напряжения на шинах станции. Это повышает динамическую устойчивость параллельно работающим с АСТГ синхронным турбогенераторов, ускоряет восстановление нормального энергоснабжения потребителей. Собственная устойчивость работы АСТГ мало зависит от потребления или выдачи реактивной мощности. Поэтому диапазон допустимого изменения соотношения активной и реактивной мощности у АСТГ выше, чем у синхронных ТГ, которые в режимах потребления реактивной мощности требуют глубокого снижения нагрузки.

3.5 Учет человеческого фактора в обеспечении надежности работы электрооборудования

В вопросе обеспечения надежной работы турбогенераторов и поддержания их конкурентоспособности весомым является учет и совершенствование «человеческого фактора» - уровня профессионализма и качества подготовки производственного и эксплуатационного персонала. В подтверждение можно указать, что аварийные остановы блоков АЭС в 30 % случаев происходят из-за ошибок персонала, [14, 26, 47].

Обеспечение надежности функционирования человека-оператора остается центральной проблемой инженерной психологии. Необходимо осуществлять наблюдения за индивидуальной склонностью человека к пребыванию в условиях профессио-

нального влияния, определять степень его готовности к профессиональной деятельности, проводить оценку его работоспособности и степени готовности к выполнению работы в конкретно сформированных условиях.

На этапе эксплуатации необходимо создание у персонала нужных приоритетов, формирование особой ментальности человека-оператора, умение грамотно оценивать им ситуацию на всех этапах обслуживания ЭО. Необходимо учитывать информационные способности человеческого мозга, которые не безграничны, при решении задач оценки проблемной ситуации и связей между происходящими событиями.

Ошибочно считать, что на этапе эксплуатации существует полное понимание персоналом повышенной важности соблюдения требований безопасности и исключения рисков. Усложняющим фактором является то, что основной обслуживающий персонал блоков ТЭС и АЭС – мужчины, у которых ради экономической выгоды может быть снижено чувство самосохранения, развитие своеобразной «смелости», потеря границ допустимого риска, [14, 26, 47].

Можно выделить такие проблемы кадрового обеспечения секторов промышленности:

- несовершенство системы формирования прогноза на подготовку и спрос специалистов конкретной специализации;
- падение престижа инженерных специальностей;
- недостаточное качество подготовки специалистов, несоответствие уровня их подготовки требованиям работодателей.

Для создания конкурентоспособных ТГ необходима специальная подготовка инженерного корпуса заводов-изготовителей. Современный уровень информационной структуры предъявляет более высокие требования к интеллектуальному потенциалу специалистов. Поэтому необходимо вносить изменения в систему образования, [14, 26, 47].

Образование, как область социальной деятельности, должно опережать в своем развитии другие формы деятельности людей, включая их хозяйственную деятельность. Необходимо внедрять «опережающее» образование путем использования инновационных технологий и методик обучения, усиления их действенности по разви-

тию творческого мышления. Большее значение для успешной профессиональной деятельности приобретают не разрозненные знания, а обобщенные навыки, проявляющиеся в умении решать практические профессиональные задачи на базе глубоких теоретических знаний. В связи с этим необходим новый подход к инновационному инженерному образованию на основе комплексной подготовки специалистов разных компетентностных уровней, способных самостоятельно участвовать в исследовательской, производственно - технической и технологической деятельности.

Для достижения успеха развития предприятия необходим постоянный кадровый прогресс, т.е. необходимы человеческие ресурсы, которые легко ориентируются в новой ситуации, могут не только понимать все ее преимущества, но использовать ее в своей деятельности. Успешное предприятие должно отвечать этим новшествами, соответствовать новым стратегиям.

Это общемировые требования, поэтому национальной высшей школе в сфере формирования профессиональной квалификации рабочих и инженеров следует ориентироваться на международные стандарты, [14, 47, 65].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для поддержания конкурентоспособности отечественных ТГ необходимо решать проблемы, которые в настоящее время определяют их отставание от аналогичных конструкций мировых аналогов:

1) при решении задач электроэнергетики, при проведении анализа состояния и установления направлений развития необходимо учитывать ее свойства в зависимости от уровня поставленной задачи, использовать системный подход, учитывать цикличность мирового развития, внедрять новые решения. В энергетических комплексах предполагается одновременное использование различных источников получения энергии, но в настоящее время все остальные системы выработки электроэнергии могут быть только добавляющими к электроэнергии, получаемой на АЭС и ТЭС. Реализация системного подхода к созданию энергетических комплексов проявляется в интеграции и взаимодействии материальных, финансовых и информационных потоков, в учете особенностей производства энергии - в требовании синхронности процесса производства и потребления энергии из-за технической невозможности создания ее запасов;

2) применение теории цикличного развития предполагает возможность существенного расширения направлений прогнозирования развития электроэнергетики, которые соответствуют закономерностям «длинных волн» Кондратьева. Это снижает вероятность ошибочного прогнозирования, связанного с ограниченным периодом анализа, необходимостью учитывать различные факторы, отсутствием достаточной статистической базы;

3) совершенствование конструкций и параметров ТГ, оценка возможности использования новых типов машин актуальна при прогнозировании развития электроэнергетики любой страны, по любому сценарию. Характеристики и качество мощных ТГ определяют энергетическую безопасность страны, обеспечивают выработку необходимого объема электроэнергии и конкурентоспособность отечественной продукции;

4) для промышленно развитых стран в ближайшие 50–70 лет базовой будет по-прежнему единая силовая энергосистема («моноэнергетика»), которая включает ТЭС и АЭС, основными генерирующими мощностями которых будут ТГ большой мощности. Необходимо наращивать их мощность в единице исполнения, выполнять расчеты, готовить конструкторскую и технологическую документацию, создавать технологическое оборудование для изготовления ТГ предельной мощности;

5) в современной энергосистеме Украины существует проблема поддержания нормативных значений напряжения и частоты из-за снижения загрузки линий и изменения типов энергоприемников. Это определило необходимость пересмотра требований к эксплуатационным характеристикам ТГ на блоках электростанций, особенно при их работе в ненормальных режимах, при систематических пусках и остановках, при изменяющихся динамических воздействиях на элементы конструкции, что вызывает их ускоренный износ и приводит к аварийным отключениям, т.к. серийные ТГ не рассчитаны на эти режимы;

6) регулирование параметров энергосистемы возможно и целесообразно только за счет изменения режим эксплуатации турбогенераторов ТЭС, которые должны обеспечивать не только базовую, но и необходимую маневренную мощность в системе с учетом изменения графиков нагрузки;

7) для перспективного развития турбогенераторостроения необходимо постоянно внедрять новые открытия на базе научных достижений. Для этого необходимо решать следующие задачи:

- перспективным направлением является использование в ТГ воздушного охлаждения с ориентировочной верхней границей мощности, согласно заявленным мировым показателям, в 500 МВт. На основе анализа мирового опыта и результатов исследований следует разрабатывать, теоретически и экспериментально обосновывать оптимальные схемы компоновки ТГ с воздухоохладителями. Одновременно следует увеличивать мощность ТГ в установленном габарите путем использования новых материалов и технологий;

- продолжать работы по модернизации ТГ с целью снижения массогабаритных показателей (кг/кВт). Исследовать свойства конструкций и узлов ТГ нового поколе-

ния, заниматься вопросами их модернизации (в том числе, с воздушным охлаждением), особенно их неактивной зоны. И, в первую очередь, следует заниматься вопросами модернизации корпуса статора, приставных коробов и воздухоохладителей;

- в ТГ с водородными и водородно-водяными системами охлаждения существует избыточный запас в 20-25 % по превышению температуры допустимого нагрева при используемых классах нагревостойкости изоляции. Поэтому возможно проектировать новые ТГ с воздушным охлаждением с прежними (или большими) значениями мощности в том же габарите;

8) необходимо вести исследования и работы по перспективному производству и установке на блоках работающих электростанций АСТГ для поддержания устойчивости работы энергосистемы;

9) Оценка надежности работы ЭО электростанций должна вестись в системном контексте оценки энергетических комплексов. Существенным элементом этой системы является «человеческий фактор», система профессиональной подготовки обслуживающего персонала станций и сотрудников заводов-изготовителей;

10) При выборе инженерно-технических решений необходимо учитывать экономические факторы, которые являются определяющими при выборе путей развития электроэнергетики, выборе очередности включения и загрузки ТГ в энергосистеме. При оценке экономичности эксплуатации блоков необходимо учитывать расходы на обслуживание и ремонт.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Аварійність на об'єктах електроенергетики України у 2005 році. Огляд / С. В. Юрчишин, Б. В. Дядько, П. О. Гут та ін. – Київ: Енергія. - 2006. – 101 с.
2. Акаев А. А. Современный финансово-экономический кризис в свете теории инновационно - технологического развития экономики и управления инновационным процессом [Текст] / А. А. Акаев // Системный мониторинг. Глобальное и региональное развитие. - М.: УРСС, 2009. - С. 141—162.
3. Алексеев Б. А. Определение состояний (диагностика) крупных турбогенераторов / Б. А. Алексеев - М.: ЭНАС, 2001. - 152 с.
4. Алексеев П. Н. Требования к атомным станциям XXI в. [Текст] / П. Н. Алексеев, А. Ю. Гагаринский, Н. Н. Пономарев-Степной // Москва: Атомная энергия. - 2000. - Т. 88. - Вып. 1. - С. 3-14.
5. Аналитический портал на базе украинской и мировой экономической статистики. Информационно-аналитическое агентство «Статинформконсалтинг». Статистика Украины и мира. Информационно-аналитические решения для энергетической отрасли. – 2015. Gateway to Ukraine. // Режим доступа: <http://gateway-ukraine.com/Demo/>
6. Варшавский Г. Я. Влияние сегментовки и шихтовки статорного железа на магнитную вибрацию электрических машин переменного тока [Текст] / Г. Я. Варшавский // Санкт-Петербург: Сб. «Электросила». - 1989. - № 37. - С. 42-45.
7. Васильев В. С. Опыт и проекты глубокой модернизации конструкции статоров мощных турбогенераторов в условиях электростанций [Текст] / В. С. Васильев, В. И. Иогансен // Санкт-Петербург, Электросила. - Электросервис-2003: Тезисы докладов конференции. - 2003. - С. 9-12.
8. Васьковский Ю. Н. Анализ вибровозмущающих осевых сил в сердечнике статора мощного турбогенератора [Текст] / Ю. Н. Васьковский, Ю. А. Шумилов, А. В. Штогрин // Харків: НТУ «ХПІ». - Електротехніка і електромеханіка. – 2009. – № 2. – С. 21 – 26.
9. Геллер Р. Л. Показатели прочности склеенных пакетов активной стали статора турбогенератора [Текст] / Р. Л. Геллер, А. М. Бураков, С. Л. Синаюк // Москва: Сб. ВНИИЭ «Динамика и прочность мощных турбо- и гидрогенераторов» - 1987. - С. 9-14.
10. Голоднова О. С. Анализ и мероприятия по предупреждению повреждений сердечников статоров турбогенераторов [Текст] / О. С. Голоднова, Г. В. Ростик // Санкт-Петербург: Сб. «Электросила». - 2004. - № 43. - С. 56-64.
11. Горелин А. Х. Состояние и развитие диагностического обеспечения энергоблоков ТЭС Украины [Текст] / А. Х. Горелин, М. А. Дуэль // Київ: Енергетика та електрифікація. - 2008. - № 12. - С. 6 - 12.
12. Горюнов А.И. Метод структурного и параметрического синтеза и анализа энергоустановок [Текст] / А. И. Горюнов, Р. Р. Ямалиев, Д. А. Ахмедзянов // Москва: Молодой ученый. - 2011. - №2. - Т. 1. - С. 16-19.
13. Дабагян А.В. Оптимальное проектирование машин сложных устройств / А. В. Дабагян – М.: Машиностроение, 1979. – 280 с.

14. Дворина Г. М. Надежность технологических систем в системной ментальности "человеческого фактора". [Текст] / Г. М. Дворина // Москва: Энергия: экономика, техника, экология. – 2002. - № 8. - С. 54-56.

15. Езовит Г. П. Современная система диагностического контроля технического состояния основных узлов мощного турбогенератора [Текст] / Г. П. Езовит, В. П. Угляренко // Київ: Електроенергетика та електрифікація. - 2010 - №10 - С. 9-12.

16. Енергетична стратегія України на період до 2030 року: [Електронний ресурс]. – Режим доступа: <http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/doccatalog/document-id=50372>

17. Загреддинов И. Ш. Обеспечение надежной и безопасной эксплуатации тепловых электрических станций [Текст] / И. Ш. Загреддинов // Москва: Электрические станции. - 2004. - № 10. - С. 17-21.

18. Зозулин Ю. В. Оптимизация требований к режимам работы турбогенераторов при их реабилитации на энергоблоках ТЭС и АЭС [Текст] / Ю. В. Зозулин, В. В. Кузьмин, А. Л. Лившиц // Київ: Гідроенергетика України. – 2011. – № 2. – С. 21–24.

19. Инструкция по перевозке негабаритных и тяжеловесных грузов железными дорогами Украины”, утвержденной Министерством Транспорта и Связи Украины № 1640/10239 от 24.01.2004. – № ІД 0055 /

Режим доступа: <http://mg-trans.com.ua/perevozki-negabaritov/>

20. Иогансен В. И. Расчет механических характеристик склеенных пакетов электротехнической стали [Текст] / В. И. Иогансен, В. Д. Сторожев // Ленинград: Сборник «Электросила». - 1976. - № 31. - С. 102-105.

21. Кади-Оглы И. А. Проблема повышения эффективности воздушного охлаждения турбогенераторов [Текст] / И. А. Кади-Оглы, Т. Н. Карташова, В. Г. Шалаев // Санкт-Петербург: Сб. «Электросила». - 2000. - № 39. - С. 22-26.

22. Кондратьев Н. Д. Проблемы экономической динамики. / Н. Д. Кондратьев - М.: Экономика, 1989. – 417 с.

23. Кузнецов Д. В. Дефекты турбогенераторов и методы их диагностики на начальной стадии появления [Текст] / Д. В. Кузнецов, В. В. Маелов, В. А. Пиккульский и др. // Москва: Электрические станции. - 2004. - № 8. - С. 11-14.

24. Кузьмин В.В. Об оптимальном использовании материалов и снижении массогабаритных показателей торцевой зоны неактивных частей турбогенераторов [Текст] / В.В. Кузьмин, В.В. Шевченко, А.Н. Минко // Харьков: НТУ «ХПИ». - Вестник НТУ «ХПИ». Энергетические и теплотехнические процессы и оборудование. – 2011. - № 6. - С. 106 – 112.

25. Кузьмин В. В. Оптимизация массогабаритных параметров неактивных частей турбогенераторов: монография / В. В. Кузьмин, В. В. Шевченко, А. Н. Минко - Харьков: Монограф СПДФД Чальцев А.В. - 2012. – 246 с.

26. Кузьмин В. В. Роль человеческого фактора в обеспечении надежности работы АЭС в Украине [Текст] / В. В. Кузьмин, В. В. Шевченко // Москва: Электрика. – 2012. - № 3. - С. 38 – 43.

27. Кузьмин В. В. Энергетика Украины в третьем тысячелетии – пути преодоления кризиса и задачи научных исследований [Текст] / В. В. Кузьмин // Киев: Региональный европейский форум WEC "Киев-2000". Доклады. –2000. - С. 135-140.

28. Ляпин А. Г. Комплексный подход к диагностике и оценке технического состояния энергетического оборудования [Текст] / А. Г. Ляпин, Б. Г. Певчев, А. А. Тимошин // Москва: Электрические станции. - 2005. - № 8. - С. 64-67.

29. Махова В. А. Основные задачи и перспективы развития ядерной энергетики в XXI веке [Текст] / В. А. Махова, Л. Б. Преображенская, В. В. Кудинов // Москва: Энергетика за рубежом. - 2002. - № 5. - С. 3-21.

30. Меньшиков С. Ю. Длинные волны в экономике. / С. Ю. Меньшиков, А. А. Клименко. - М.: Междунар. отношения, 1989. - 312 с.

31. Милых В. И. Особенности силовых взаимодействий в магнитопроводах электрических машин [Текст] / В. И. Милых, В. С. Шпатенко // Харьков: НТУ "ХПИ". - Вестник НТУ "ХПИ": сб. науч. тр. Проблемы совершенствования электрических машин и аппаратов. - 2011. - № 4. - С. 45-48.

32. Милых В. И. Причины повреждения склеенных пакетов сердечников статоров крупных турбогенераторов / В. И. Милых, В. С. Шпатенко, В. В. Кузьмин // Харьков: Вестник НТУ "ХПИ": сб. науч. тр. - Проблемы усовершенствования электрических машин и аппаратов. Теория и практика. - 2011. - № 60. - С. 63-66.

33. Минко А. Н. Математическая модель теплообменника для турбогенераторов с воздушной системой охлаждения [Текст] / А. Н. Минко, В. Ю. Гордиенко // Київ: Энергетика та електрифікація. - 2012. - № 11. - С. 23-25.

34. Минко А. Н. Методика экспериментального исследования функциональных параметров физической модели воздухоохладителей для турбогенераторов [Текст] / А. Н. Минко // Харків: Харківський університет повітряних сил. - Системи обробки інформації. - 2012. - № 7(105). - С. 123 - 126.

35. Минко А. Н. Оценка параметрических связей массогабаритных параметров турбогенераторов с уровнем трудоемкости их производства [Текст] / А. Н. Минко, В. В. Кузьмин, В. В. Шевченко // Харьков: Вестник НТУ «ХПИ». - 2012. - № 7. - С. 165-169.

36. Минко А. Н. Турбогенераторы с оптимальными массогабаритными параметрами взамен отработавших свой ресурс без разрушения исходного фундамента [Текст] / А. Н. Минко, В. Ю. Гордиенко // Київ: Энергетика та електрифікація. - 2011. - № 6. - С. 37-42.

37. Пикульский В. А. Возможность обеспечения надежной эксплуатации турбогенераторов с длительным сроком службы [Текст] / В. А. Пикульский, Ф. А. Поляков // Москва: Электрические станции. - 2006. - № 4. - С. 51 - 54.

38. Пикульский В. А. Методика расчета вибрационного состояния лобовой дуги обмотки статора турбогенератора [Текст] / В. А. Пикульский // Москва: Электротехника. - 1977. - № 2. - С. 18-21.

39. Пустоваров В. Е. Эффективность применения ветроэнергетических установок в условиях Украины [Текст] / В. Е. Пустоваров, В. В. Шевченко, О. В. Фарафонова // Харків: Харківський університет повітряних сил. - Системи обробки інформації. - 2004. - Вип. 4. - С. 170-174.

40. Титко А. И. Оценка состояния статора турбогенератора по показаниям штатных вибродатчиков [Текст] / А. И. Титко, В. Л. Ахременко, В. А. Титко // Київ: Энергетика та електрифікація. - 2011. - № 1(329). - С. 36 - 40.

40. Титко В. А. Методика решения задач поиска оптимальной стратегии модернизации, замены и ремонта оборудования в электроэнергетике [Текст] / В. А. Титко // Київ: Технічна електродинаміка. – 2001. – № 4. – С. 45 – 50.

41. Томашов Г. В. Расчет электромагнитного поля в шихтованном магнитопроводе электромашины при наличии локальной распрессовки [Текст] / Г. В. Томашов, В. А. Титко // Харьков: НТУ «ХПИ». – Вестник НТУ «ХПИ». – 2001. – № 16. – С. 155-157.

42. Федоренко Г. М. Анализ достоверности показаний датчиков системы штатного турбогенератора, диагностика и прогнозирование развития дефектов [Текст] / Г. М. Федоренко, О. Г. Кенсницкий // Київ: Новини енергетики. – 1998. – № 7. – С. 25 – 32.

43. Шевченко В. В. Виды дефектов и оценка ущерба от отказов турбогенераторов на блоках станций / В. В. Шевченко // II Всеукраинская НПК молодых ученых, специалистов, аспирантов «Проблемы энергоресурсосбережения в промышленном регионе. Наука и практика» 11-12 мая 2016, г. Мариуполь: сборник науч. трудов - Приазовский государственный технический университет. – 2016. – С. 38-39.

44. Шевченко В. В. К вопросу обеспечения конкурентоспособности отечественных турбогенераторов / В. В. Шевченко // Одесса: Электротехнические и компьютерные системы. Спец. выпуск «Электротехнические и компьютерные системы: теория и практика». – 2016 - № 22(98). – С. 226-231.

45. Шевченко В.В. Критерий оптимизации массогабаритных параметров конструкций турбогенераторов [Текст] / В. В. Шевченко, А.Н. Минко // Воронеж: Инновационные технологии в электроэнергетике и электромеханике. Сборник научно-технических трудов международной конференции. – 2013. – С. 138-142.

46. Шевченко В. В. Методы количественной оценки технического состояния электрооборудования для установления необходимости его реабилитации или замены [Текст] / В. В. Шевченко // Донецк: Сборник материалов МНПК «Современные тенденции ТООР. Диагностика оборудования горно-металлургического и энергетического комплексов», 10-12 сентября 2015 г. – С. 39-42.

47. Шевченко В. В. Неисправности электрооборудования АЭС и действия оперативного персонала по их ликвидации / В. В. Шевченко, В. И. Милых // Москва: Электрика. – 2014. – № 1. – С. 2-5.

48. Шевченко В. В. Структурно-логическая схема снижения массогабаритных параметров турбогенераторов [Текст] / В. В. Шевченко, А. М. Масленников // Мариуполь: Вестник Приазовского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2015. – Выпуск №30. – Том №2. – С. 137-144

49. Шевченко В.В. Развитие систем охлаждения турбогенераторов и теория длинных волн Кондратьева [Текст] / В.В. Шевченко // Харків: Вісник НТУ «ХПІ». – 2012. – № 61(967). – С. 44-50.

50. Шевченко В. В. Определение сил, действующих в сердечнике статора турбогенератора / В.В. Шевченко // Воронеж: Электротехника и электромеханика: сборник научно-технических трудов Международной научной конференции. – НОУ ВПО «Международный институт компьютерных технологий», 2015. – С.52-56.

51. Шевченко В. В. Определение технического состояния турбогенераторов для установления необходимости их реабилитации или замены [Текст] / В. В. Шевченко,

И. Я. Лизан // Харків: Харківський університет повітряних сил. - Системи озброєння і військова техніка. - 2015. - № 2(42). - С. 145-150.

52. Шевченко В. В. Основные задачи, проблемы и направления развития отечественного турбогенераторостроения [Текст] / В. В. Шевченко // Київ: Енергетика та електрифікація. - 2012. - № 10. - С. 33-39.

53. Шевченко В. В. Оптимизация массогабаритных размеров газоохладителей турбогенераторов при реконструкции и техническом перевооружении электростанций [Текст] / В. В. Шевченко, А. Н. Минко // Москва: Энергетик. - 2016. - № 2. - С. 52-55.

54. Шевченко В. В. Оценка технической и экологической перспективы развития энергетики Украины [Текст] / В. В. Шевченко // Харьков: УИПА. - Качество технологий и образования. Сборник научных трудов. - 2011. - № 2. - С. 19-25.

55. Шевченко В. В. Перспективная оценка совершенствования энергетической системы Украины [Текст] / В. В. Шевченко // Москва: Электрика. - 2012. - № 9. - С. 10-15.

56. Шевченко В. В. Предложения по модернизации конструкций турбогенераторов, отработавших технический ресурс / В. В. Шевченко, А. Н. Минко, С. А. Лукьянчикова С. А. [Текст] // Москва: Электрика. - 2015. - № 3. - С. 8-13.

57. Шевченко В. В. Проблемы и основные направления развития электроэнергетики в Украине [Текст] / В. В. Шевченко // Киев: Энергетика и электрификация. - 2007. - № 7(287). - С. 11 - 16.

58. Шевченко В. В. Проблемы, перспективы и основные направления развития экологически чистых источников электроэнергии в Украине [Текст] / В. В. Шевченко, И. Я. Лизан // Харків: УИПА. - Международная научно-практическая конференция «Якість технологій та освіти». Збірник наук. праць. - 2011. - Вип. 1. - С. 77-87.

59. Шевченко В. В. Прогнозирование эксплуатационного состояния турбогенераторов [Текст] / В. В. Шевченко // Москва: Электрика. - 2015. - № 1. - С. 3-7.

60. Шевченко В. В. Пути повышения мощности турбогенераторов при проведении работ по их реабилитации [Текст] / В. В. Шевченко // Харків: Харківський університет повітряних сил. - Системи обробки інформації. - 2012 - Вип. 7(105). - С. 152-155.

61. Шевченко В. В. Пути преодоления возможного энергокризиса в энергосистеме Украины [Текст] / В. В. Шевченко // Донецк: Сборник научных работ Донецкого института железнодорожного транспорта. - 2012. - № 29. - С. 77-81.

62. Шевченко В. В. Развитие систем охлаждения и оптимизация конструкций турбогенераторов. / В. В. Шевченко, А. Н. Минко. - Харьков: Издатель Иванченко И. С. - 2013. - 242 с.

63. Шевченко В. В. Роль кризисов в динамике развития мировой энергетики и теория циклического развития [Текст] / В. В. Шевченко, С. Н. Лутай // Донецк: Научные труды Донецкого национального технического университета. Всеукраинский научный сборник. - 2013. - №2(15). - С. 266-272.

64. Шевченко В. В. Режимы эксплуатации турбогенераторов с учетом требований устойчивости работы энергосистемы [Текст] / В. В. Шевченко, А. В. Строкоус // Харьков: Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит - 2016. - № 02(145). - С. 33-42.

65. Шевченко В. В. Системный подход к вопросам оценки технического состояния электрооборудования энергосистем Украины [Текст] / В. В. Шевченко // Москва: Электрика - 2013 - № 1. – С. 6–11.
66. Шевченко В. В. Современное состояние и перспективы применения сверхпроводников в электроэнергетике [Текст] / В. В. Шевченко, А. Ю. Гавриш // Харків: Харківський університет повітряних сил. - Системи обробки інформації. – 2005. - № 5(45). - С. 194-204.
67. Шевченко В. В. Способы предупреждения и снижения вероятности развития дефектов элементов конструкций турбогенераторов [Текст] / В. В. Шевченко // Мариуполь: Вестник Приазовского государственного технического университета. Серия «Технические науки». – 2016. – Вып. 32. – С. 172-180.
68. Шевченко В. В. Сравнительная оценка массогабаритных параметров турбогенераторов с воздушной и водородной системами охлаждения [Текст] / В. В. Шевченко, А. Н. Минко [Текст] // Харьков: НТУ «ХПИ». - Вестник НТУ «ХПИ». - 2010. - № 3. - С. 108–112.
69. Шевченко В.В. Энергосбережение в энергосистемах. Анализ, проблемы, перспективы [Текст] / В. В. Шевченко // Кременчук: Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету ім. М. Остроградського. – 2009. - Вип. 3(56). – Част. 1. – С. 161-166.
70. Шумпетер Й. Капитализм, социализм и демократия. / Й. Шумпетер – М.: Экономика, 1995. – 540 с.
71. Klempner G. Operation and Maintenance of Large Turbo-Generators [Text] / G. Klempner // IEEE power & energy magazine. - July/august 2005. - P.p. 60-62
72. Maljkovic Z. Limits of turbine generator's underexcited operation [Text] / Z. Maljkovic // XVII International Conference on Electrical Machines ICEM-2006. - Chania–Greece. - 2006. – P.p. 69-33.
73. Rabinowitz M. Cryogenic Power Generation / M. Rabinowitz // New-York: Cryogenics.- 1977.- Vol. 17. – P.p. 319-330.
74. Shevchenko V. V. Influence of manufacturing quality of laminated core on a turbogenerator exploitation term [Text] / V. V. Shevchenko // Kharkov: NTU «KPI». - Journal "Electrical engineering & Electromechanics" - 2016. - № 4. – P.p. 28-33.
75. William G. Moore. Inspection, repair and rewind experience on large air-cooled high voltage generators [Text] / G. William // National Electric Coil. - USA. – CIGRE. – A1_213_2010. - P.p. 1-13.

Люблю книги
ljubljuknigi.ru



yes
I want more books!

Покупайте Ваши книги быстро и без посредников он-лайн - в одном из самых быстрорастущих книжных он-лайн магазинов!
Мы используем экологически безопасную технологию "Печать-на-Заказ".

Покупайте Ваши книги на
www.ljubljuknigi.ru

Buy your books fast and straightforward online - at one of the world's fastest growing online book stores! Environmentally sound due to Print-on-Demand technologies.

Buy your books online at
www.ljubljuknigi.ru

OmniScriptum Marketing DEU GmbH
Bahnhofstr. 28
D - 66111 Saarbrücken
Telefax: +49 681 93 81 567-9

info@omniscryptum.com
www.omniscryptum.com

OMNIScriptum



