

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования

«Национальный исследовательский
Томский политехнический университет»
Энергетический институт

МАТЕРИАЛЫ ДОКЛАДОВ

**«Энергосбережение – теория и
практика»**

**Международная молодёжная
научная школа**

11 – 12 сентября 2012 г.



Томск

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ

**Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Национальный исследовательский
Томский политехнический университет»**

Энергетический институт

Международная молодежная научная школа
«Энергосбережение – теория и практика» организована и
проведена в рамках Федеральной целевой программы
«Научные и научно-педагогические кадры инновационной
России» на 2009-2013 годы
(мероприятия 2.1 – VIII очередь)

МЕЖДУНАРОДНАЯ МОЛОДЁЖНАЯ НАУЧНАЯ ШКОЛА «ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ – ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА»



11 – 12 сентября 2012 г.

Томск – 2012

УДК 620.9+(621.311+621.039):504

Энергосбережение – теория и практика: материалы Международной молодёжной научной школы / Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ООО «СПБ Графика», 2012. - 209 с.

Настоящий сборник содержит материалы Международной научной школы «Энергосбережение – теория и практика», проведённой на базе ФГБОУ ВПО НИ ТПУ. В пленарных и секционных докладах и дискуссиях на круглых столах обсуждаются проблемы энергосбережения и повышения энергетической эффективности на всех этапах жизненного цикла энергоресурсов: от добычи до потребления в производстве и быту конечного продукта их преобразований – электрической и тепловой энергии. Значительное внимание уделено вопросам обеспечения энергетической безопасности не только за счет энергосбережения, но и за счет энергозамещения – использования нетрадиционных первичных энергоресурсов и альтернативных способов получения электрической и тепловой энергии.

Редакционная коллегия:

Ушаков Василий Яковлевич (председатель), д.т.н., профессор НИ ТПУ

Лавринович Валерий Александрович, д.т.н., профессор НИ ТПУ

Краснятов Юрий Александрович, к.т.н., доцент НИ ТПУ

Волков Михаил Валерьевич, ведущий электроник НИ ТПУ

Богданова Елена Васильевна, ведущий инженер НИ ТПУ

Международная молодёжная научная школа проведена в рамках Федеральной целевой программы «Научные и педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 гг. (мероприятия 2.1 – VIII очередь).

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ 1. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЙ В ПРОМЫШЛЕННОМ И КОММУНАЛЬНОМ СЕКТОРЕ.

Уголь: ресурсы, добыча, место в энергетике <i>Т.В. Обливальная, Д.С. Артемов</i>	7
Нефть: ресурсы, добыча, перспективы <i>Д.О. Дмитриев</i>	11
Нефть: запасы, добыча и перспективы <i>Д.В. Трусов, А.К. Джусупов</i>	15
Метод эффективной утилизации стоков энергетических предприятий <i>К.Ю. Афанасьев,</i>	18
Разработка методики токовой диагностики асинхронных двигателей по осциллограммам нестационарных режимов работы <i>А.В. Козимиров, А.Д. Ленский</i>	22
Современные энергоэффективные здания <i>Чэнь Лина</i>	25
Об использовании вентиляционного метана угольных шахт <i>М.В. Коробейникова</i>	27
Сырьевая база атомной энергетики <i>А.Ю. Показцкий</i>	31
Разработка виртуальных лабораторных работ по курсу «энергосбережение и энергоаудит» <i>Г.Н. Климова, Е.Ж. Сарсикеев</i>	35
Система энерго - и водоснабжения предприятий добычи и подготовки к транспорту природного газа и информационно-аналитическое сопровождение оптимизации ее структуры и параметров <i>И.В. Долотовский, А.В. Ленькова</i>	39
Эффективность распределение и транспортировки электрической энергии в России <i>А.Т. Янгибаева, Н.Т. Илебаева</i>	43
Разработка учебно-экспериментального комплекса по управлению электротехническим оборудованием и осветительной нагрузкой на базе микроконтроллера Arduino 328 <i>М.С. Айтжанов, М.Е. Реймхен</i>	46
Сверхлегкие керамические бронезащитные материалы, получаемые с применением наноструктурных механоактивированных порошков карбида бора <i>У.К. Тентиев</i>	49
Прогнозирование потребления электроэнергии насосной станцией третьего подъема <i>Д.Е. Бабинович</i>	52

Влияние температуры уходящих газов котла-утилизатора на характеристики парогазовой установки при использовании дополнительного газводяного теплообменника	
<i>Малков Е.С.</i>	56
Влияние величины начальных параметров на энергоэффективность процесса термической очистки жидких отходов химических производств	
<i>Ю.А. Чащина</i>	61
Прогнозирование показателей энергоэффективности в образовательных учреждениях	
<i>Р.И. Чебукин</i>	64
Энергоэффективные технологии индукционного нагрева	
<i>А.М. Щелочкова</i>	67
Эффективное использование природных ресурсов в системе городского водоснабжения	
<i>Р.С. Федюк</i>	70
Влияние планирования потребления электроэнергии на энергосбережение на промышленном предприятии	
<i>Т.Н. Кирилова</i>	73
Повышение энергоэффективности очистки поверхности конструкционных сталей электроискровой обработкой	
<i>М. В. Журавлев, Шутько Ю. В.</i>	76
СЕКЦИЯ 2. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА И ТРАНСПОРТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.	
Газотурбинные и газопоршневые установки	
<i>Т.С. Абдыкадыров, О.А. Савельева</i>	79
Структура и статус атомной энергетики в современной России	
<i>А.А. Сагачёв</i>	83
Реакторы на быстрых нейтронах	
<i>С. В. Павлов</i>	86
Когенерация	
<i>Д.А. Кондратьев</i>	90
Использование градиента температур океанических вод для производства электроэнергии	
<i>К. А. Плехов</i>	93
Оперативная диагностика повреждений и релейная защита электропривода тракта топливо подачи угольных электростанций	
<i>А.Р. Акалаев</i>	97
Технологии повышения КПД преобразователей (ФЭП)	
<i>Ж.М. Кунеев</i>	100
Крупные гидроэлектростанции и их особенности	
<i>Т.Р. Курбанов</i>	103
Водородная энергетика	
<i>Г.З. Курманова</i>	106

Когенерация – путь улучшения российской энергетики	
<i>О. А. Ласенко</i>	108
Модификации метода ньютона для уравнений установившихся режимов эс в форме балансов узловых мощностей	
<i>В.В. Бондарь, С.Г. Слюсаренко</i>	110
Разработка технологии контроля состояния активных частей силовых трансформаторов	
<i>М.В. Барвинок, Ю. М. Клюева</i>	114
Накопители энергии в «большой» энергетике	
<i>М.В. Громова</i>	117
Крупные гэс	
<i>Д.Е. Николаев, С.А. Фалилеева, И.О. Федоров</i>	119
Применение функций чувствительности к энергетическим задачам	
<i>С.В. Шмидт, Д.Ю. Белова,</i>	121
АЭС с урановым топливным циклом	
<i>А.С. Шеломенцев, И.А. Боровский</i>	125
Питание трехфазного асинхронного гиromотора от однофазной сети	
<i>Нгуен Чонг Иен, Ву Доан Кет</i>	129
КРУГЛЫЙ СТОЛ 1.ЭФФЕКТИВНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ ТРАНСПОРТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	
Энергетический баланс, как инструмент определения потенциала энергосбережения	
<i>Климова Г.Н</i>	132
Исследование режимов работы электрических сетей 500/220 кВ омской энергосистемы в связи с вводом подстанции «восход» и строительством линии «Пс Восход – Пс Ишим»	
<i>Т. С. Абдыкадыров</i>	136
Вставки постоянного тока как средство повышения эффективности работы энергосистем	
<i>Т. С. Абдыкадыров</i>	139
Исследование и разработка методов и устройств непрерывного контроля изоляции в цепях оперативного тока	
<i>А.В. Ткаченко</i>	143
Выбросы загрязняющих веществ, аварии и катастрофы на объектах ТЭК	
<i>Д.С. Пономарев, Н.Л. Акимов.</i>	147
Использование статических тиристорных компенсаторов для регулирования напряжения в сети	
<i>Е.В. Лу-Юн, И.В. Малков, М.В. Алексеев</i>	149
Перспективы и возможности развития концепции Smart Grid в российской электроэнергетике	
<i>Д.Е.Вахрушев, В.Н.Абрамова, Н.А.Ионина</i>	152
Транспорт нефти на внешние и внутренние рынки	
<i>А.А. Зюбина , Е.Е. Клипацкая</i>	156

Транспортировка газа на внутренний и внешний рынки	
<i>Н.М. Чекмарева, Г.А. Нагорных</i>	159
Исследование эффективности применения устройства электрического торможения для повышения динамической устойчивости южной части вьетнамской энергосистемы	
<i>Хоанг Чан Тхе</i>	163
Критерий технической эффективности дистанционной релейной защиты линий и рекомендации для настройки её на основе этого критерия	
<i>Чан Хоанг Куанг Минь</i>	168
Крепление герконов для токопроводов напряжением 6÷35 кВ	
<i>А.Б. Жантлесова</i>	173
КРУГЛЫЙ СТОЛ 2.НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ.	
Экономический анализ использования солнечной/ветровой энергетики	
<i>М.Г. Лихачева, В.Д. Никитин</i>	175
Место автономной энергетики в энергобезопасности регионов России	
<i>В.Л. Матюшев, О.М. Матюшева</i>	179
Энергосбережение как способ защиты окружающей среды при производстве, передаче и распределении электрической и тепловой энергии.	
<i>А.А. Крашенинников, Р.А. Нунумете</i>	183
Рыночный сектор российской электроэнергетики	
<i>А.Л. Морозов</i>	187
Уменьшение ущерба природе и человеку при добыче и транспортировке минеральных энергоресурсов	
<i>А.К. Озубеков</i>	191
Проблемы внедрения и использования компактных люминесцентных ламп в бытовых условиях	
<i>А.В. Печатнов</i>	194
Анализ мирового рынка углеводородов	
<i>А.А. Филонов, А.С. Иванов</i>	197
Повышение эффективности и экологичности сжигания топлива	
<i>Д.С. Лазуткин</i>	201
Значение топливно-энергетического комплекса для современной России	
<i>Т.А. Федченко, Р.В. Алдышев</i>	204
Мировой рынок электроэнергии	
<i>О.А. Алдажаров, Г.А. Алмамбетова,</i>	207

УГОЛЬ: РЕСУРСЫ, ДОБЫЧА, МЕСТО В ЭНЕРГЕТИКЕ

Т.В. Обливальная, магистрант, Д.С. Артемов, магистрант
Научный руководитель: Ю.В. Хрущев, д.т.н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия
Tanyushka-29@sibmail.com

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) - сложная межотраслевая система добычи и производства топлива и энергии, их транспортировки, раздела и использования. В его строение входят топливная промышленность (нефтяная, газовая, угольная, сланцевая, торфяная) и электроэнергетика, тесно связаны со всеми отраслями народного хозяйства.

На современном этапе экономического развития важнейшая - топливо-энергетическая проблема. Успешное её решение отмечает возможности, темпы и направления экономического и социального развития. Значение топлива для экономики любой страны огромное: без него не возможен производственный процесс, работа промышленности, сельского хозяйства и транспорта [1].

Основными первичными источниками в современности является нефть, уголь, природный газ, а также быстро растёт значение атомной энергии. Часть остальных источников (дрова, торф, энергия солнца, ветра) в общем энергетическом потреблении составляет всего несколько процентов. В отдельных странах она имеет частичное значение для энергетических поставок: например в Финляндии - дрова, в Исландии - горячие термальные источники.

Топливо-энергетический баланс - баланс производства, преобразования и использования всех видов энергии: минеральной, солнечной, ветряной, волновой.

Структура топливо-энергетического баланса мира:

нефть - 40 %, природный газ - 23, уголь - 31, другие виды топлива - 1, атомная энергия - 2, гидроэнергия - 3 % [2].

Угольная промышленность занимается добычей и первичной переработкой (обогащением) каменного и бурого угля и является самой крупной отраслью топливной промышленности по численности рабочих и стоимости производственных основных фондов.

Россия располагает разнообразными типами углей — бурыми, каменными, антрацитами — и по запасам занимает одно из ведущих мест в мире. Общие геологические запасы угля составляют 6421 млрд. т, из них кондиционные — 5334 млрд. т. Свыше 2/3 общих запасов приходится на каменные угли. Технологическое топливо — коксующиеся угли — составляют 1/10 от общего количества каменных углей [3].

Распределение углей по территории страны крайне неравномерно. 95 % запасов приходится на восточные регионы, из них более 60 % — на Сибирь. Основная часть общегеологических запасов угля сосредоточена в Тунгусском и Ленском бассейнах. По промышленным запасам угля выделяются Канско-Ачинский и Кузнецкий бассейны.

По объемам добычи угля Россия занимает пятое место в мире (после Китая, США, Индии и Австралии), 3/4 добываемого угля используется для производства энергии и тепла, 1/4 — в металлургии и химической промышленности. На экспорт идет небольшая часть, в основном в Японию и Республику Корея.

Открытая добыча угля в России составляет 2/3 общего объема. Этот способ добычи считается наиболее производительным и дешевым. Однако при этом не учитываются связанные с ним сильные нарушения природы — создание глубоких карьеров и обширных отвалов вскрышных пород. Шахтная добыча дороже и отличается высокой аварийностью, что во многом определяется изношенностью горного оборудования (40 % его устарело и требует срочной модернизации) [3].

Роль того или иного угольного бассейна в территориальном разделении труда зависит от качества углей, размера запасов, технико-экономических показателей добычи, степени

подготовленности запасов для промышленной эксплуатации, размеров добычи, особенностей транспортно-географического положения. По совокупности этих условий резко выделяются межрайонные угольные базы — Кузнецкий и Канско-Ачинский бассейны, на которые суммарно приходится 70 % добычи угля в России, а также Печорский, Донецкий, Иркутско-Черемховский и Южно-Якутский бассейны [3].

В период значительного и резкого увеличения мирового промышленного производства, имеющего места в последнее время, правительства многих стран задаются вопросом перспективного обеспечения энергоресурсами собственных экономик. Соответственно на уголь, ввиду его значительных мировых запасов и большей доступности, чем другие виды углеводородного топлива, стали обращать повышенное внимание.

Результатом этого стал рост объемов мирового производства угля в период 2000 - 2006 гг. выросли практически в полтора раза (рис. 1).

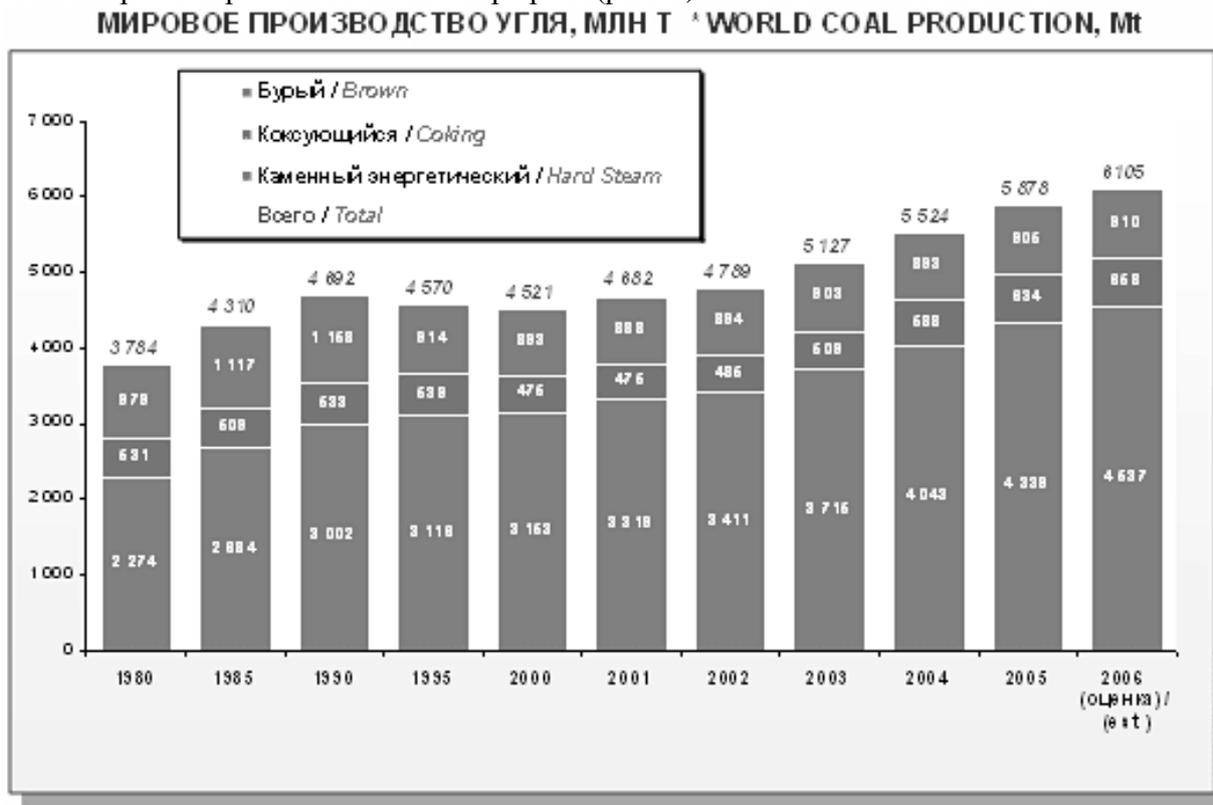


Рисунок 1. Динамика мирового производства угля за период с 1980 по 2006 гг. [1]

Технологическое состояние мировой энергетики и развитие угольной промышленности свидетельствует о том, что в ближайшие 20 лет доля угля в энергетике и соответственно его добыча, особенно энергетического направления использования, будет расти.

Сейчас Россия занимает пятое место среди угледобывающих держав мира и третье место, после Австралии и Индонезии, в международной торговле углем. Сложившиеся тенденции говорят о том, что на международном рынке спрос на российские высококачественные угли, скорее всего, будет расти и в будущем.

По базовому и максимальному вариантам сценария развития энергетики (см. рис. 2), с учетом импорта, потребление угля на российских электростанциях в 2020 г составит 165 и 225 млн т у.т., а темп роста по отношению к 2006 г. соответственно составит 218 и 297 % [4].

ПРОГНОЗ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЭР НА ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ ^А
FORECAST OF FUEL CONSUMPTION BY POWER STATIONS



Рисунок 2. Прогноз спроса на энергетический уголь (а) и структура потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) теплоэлектростанциями России (б) на период с 2005 по 2020 г. [4]

В зависимости от сценария развития энергетики к 2020 г. доля газа планируется снизить до 50,0-56,7 %, а угольную составляющую увеличить до 38,5-45,9 % (см. рис. 2, б).

В перспективе до 2020 г. внутренний спрос на уголь со стороны электроэнергетики может утроиться. Значительный рост прогнозных потребностей российской энергетики в российском угле – с 98,4 млн т до 342 млн т в 2020 г. (по максимальному варианту), стимулируют угольщиков к наращиванию угледобычи более высокими темпами. [4]

Для удовлетворения прогнозируемого спроса на уголь внутреннего и внешних рынков у России имеется огромный ресурсный потенциал Сибири и Дальнего Востока, являющийся предметом гордости россиян.

По-прежнему, базовыми, в обеспечении всех потребностей в российских углях, остаются Кузнецкий и Канско-Ачинский бассейны Сибири. Также необходимо отметить, что возможность освоения перспективного Элегестского месторождения коксующихся углей Улуг-Хемского угольного бассейна в Тыве будет зависеть от непосредственного участия государства в строительстве железной дороги Курагино-Кызыл.

Большие планы связаны и с Эльгинским угольным месторождением в Якутии. Однако его перспективы освоения в основном также зависят от строительства железнодорожной ветки до месторождения.

Планы строительства железных дорог уже в ближайшее время приобретут реальные очертания и будут выстроены на принципах частно-государственного партнерства.

Экспортный потенциал угольной промышленности, кроме запасов угля, напрямую связан с развитием углеперевалочных портовых мощностей. В России продолжается работа по развитию и укреплению производственной базы морских угольных терминалов. И российские угольные организации расширяют свою деятельность в данном направлении. Аффилированные с крупнейшими угольными компаниями организации управляют морскими портами, а также имеют планы по созданию собственного флота сухогрузов. [3]

Весьма перспективными для российских угольщиков являются угольные терминалы портов Мурманск, Усть-Луга – северо-западного направления поставок. На восточном

направлении следует особо сказать о грандиозных и вполне реальных планах по сооружению угольных терминалов в бухте Мучка. Через десять лет здесь будет создан крупнейший портовый комплекс Ванино. Продолжит свое развитие порт Восточный. В южном направлении ключевым портом станет Ейск.

Весьма вероятно, что после утверждения закона «О внесении изменений в некоторые законодательные акты РФ в части создания портовых особых экономических зон» на базе Усть-Лужского порта и одного из Дальневосточных портов (Восточный или Ванино) будут созданы особые экономические портовые зоны, что положительно скажется на притоке инвестиций в эту сферу, и соответственно улучшатся перевалочные возможности по углю.

Обстановка, в которой функционирует мировая и российская угольная промышленность, определяет новые подходы к развитию угольного бизнеса, расширению взаимовыгодного сотрудничества отечественных производителей и потребителей угля как в России, так и за рубежом.[1]

Мировая экономика стоит на пороге резкого увеличения потребности в электроэнергии, и без угля здесь не обойтись. Мировое сообщество это уже давно осознало. Россия, имеющая огромные запасы угля, не будет исключением.

Список литературы:

1. «Угольная промышленность» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.grandars.ru/shkola/geografiya/ugolnaya-promyshlennost.html>
2. «Все о минерально-сырьевом комплексе России и мира» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.mineral.ru/Facts/russia/131/297/index.html>
3. Журнал «Горная Промышленность» специально для РИА «Горная Промышленность» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.miningexpo.ru/articles/332>
4. Топливо-энергетические ресурсы: состояние, динамика освоения, обеспеченность. Часть 1: МИР. Н.П. Лаверов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://aftershock-2.livejournal.com/72258.html>

НЕФТЬ: РЕСУРСЫ, ДОБЫЧА, ПЕРСПЕКТИВЫ

Д.О. Дмитриев, магистрант
Научный руководитель: В.Я. Ушаков, д.т.н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г.Томск, Россия
teps@sibmail.com

2010 год для российской нефтедобывающей отрасли отмечен положительной динамикой производства и новым рекордом, чему способствовали эксплуатация восточно-сибирских месторождений (полгода не облагавшихся экспортными пошлинами), стабильный внутренний спрос и высокие цены мирового рынка.

В числе основных событий года в отрасли отметим закрытие сделки по приобретению РуссНефти компанией АФК Система и выигранный компанией Башнефть конкурс за освоение месторождения Требса, а также довольно большой прирост добычи нефти этой компанией по итогам года. Также 2010 год стал первым полноценным годом работы восточного экспортного коридора за счет пуска в эксплуатацию ветки ВСТО-1. Кроме того, в конце года было завершено строительства отвода нефтепровода Восточная Сибирь – Дальний Восток на Китай.

Из новых месторождений, введенных в эксплуатацию в 2010 году, следует выделить месторождение им. Корчагина (осваивает ЛУКОЙЛ) и Тямкинское месторождение в Западной Сибири (ТНК-ВР). Так же напомним, что с 1 июля 2010 года вступил в действие таможенный кодекс и единый таможенный тариф Таможенного союза Белоруссии, России и Казахстана. Результатом этого события для нефтедобывающей отрасли стала отмена экспортных пошлин на нефть в рамках Единого экономического пространства, что отчасти компенсируется экспортными пошлинами на нефтепродукты, экспортируемыми за пределы Таможенного союза.

Нефтедобыча продолжает оставаться ведущей отраслью российской экономики, что подтверждается высокой долей доходов от продажи нефти за рубеж в общем объеме российского экспорта, суммой налоговых выплат отраслевых компаний в федеральный бюджет и сохраняющейся зависимостью объема ВВП РФ от цены нефти на мировом рынке (рис. 1 и 2).

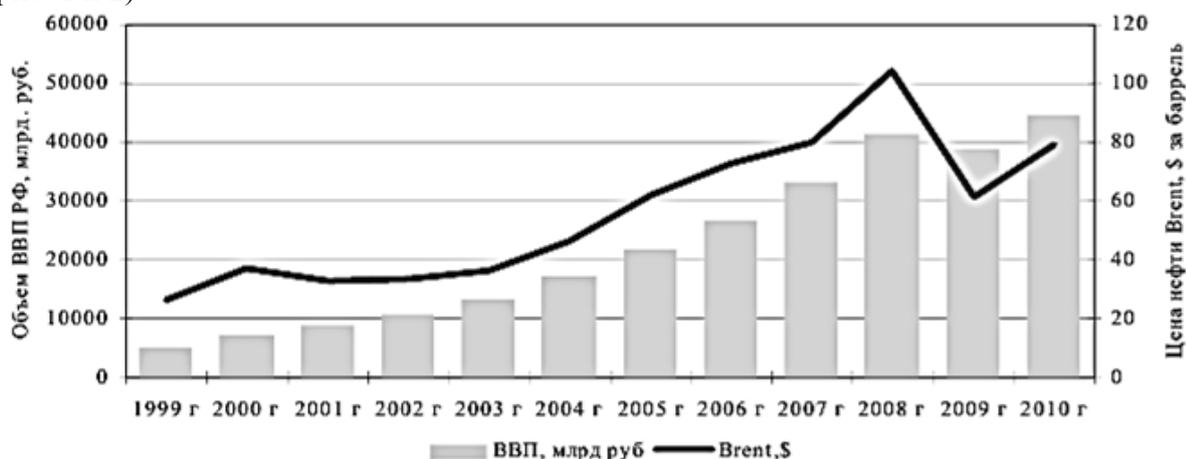


Рисунок 1. Среднегодовая цена нефти марки Brent и объемы ВВП РФ

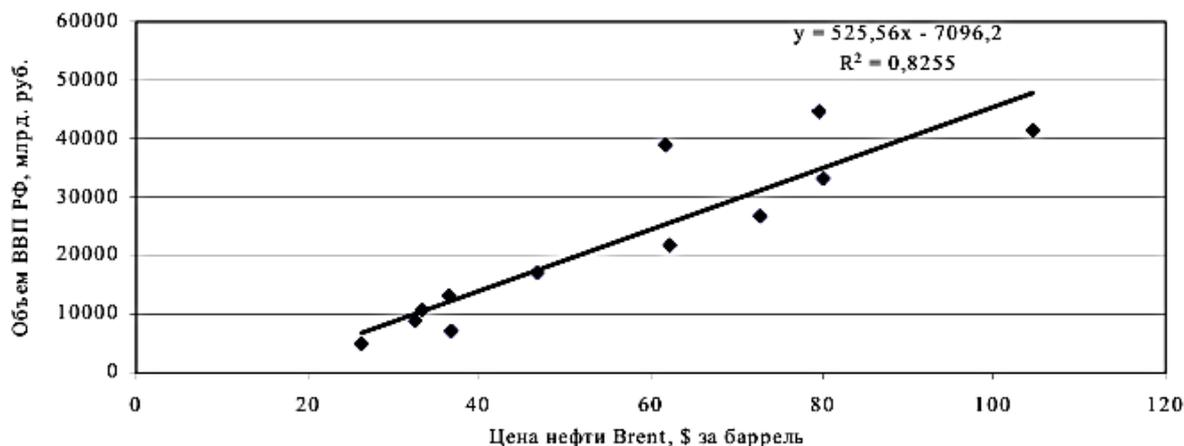


Рисунок 2. Зависимость ВВП от среднегодовой цены на нефть

В 2010 году Россия продемонстрировала положительную динамику добычи – второй год подряд (рис. 3). При этом объем добычи достиг рекордного значения и вместе с тем соблюден докризисный темп роста.

Впервые в истории новейшей России объем добычи превысил уровень 500 млн. т. По данным Росстата, объем добычи в 2010 году составил 505 млн. т (прирост к 2009 году 2.1 %). По данным Минэнерго – 505.130 млн. т (прирост 2.2 %). Это превышает прогноз Минэнерго, сделанный в начале года, когда прогнозировался рост добычи до 495 млн. тонн.

Отметим, что в 2010 году отечественная нефтедобыча превысила знаковый рубеж не только в тоннаже, но и баррелях. Впервые в новейшей истории ее добыча была выше 10 млн. баррелей в день (10.14 млн. баррелей в день). Правда при этом ее доля в общемировой добыче немного снизилась (рис. 4).

Положительной динамики добычи удалось достичь за счет запущенных в последнее время новых месторождений, а также за счет интенсификации добычи на некоторых старых месторождениях. Во многом этому содействовали налоговые льготы для новых месторождений восточной Сибири, а также для выработанных месторождений.

В 2010 году российская нефтедобывающая отрасль в целом работала в условиях относительно высоких мировых цен на нефть и повышенных налоговых нагрузках (рост экспортной пошлины и рост НДС).

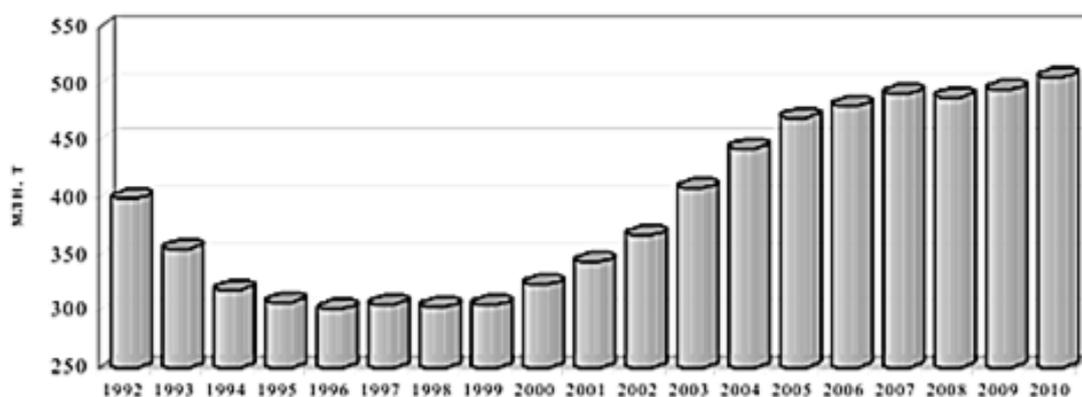


Рисунок 3. Добыча нефти в России

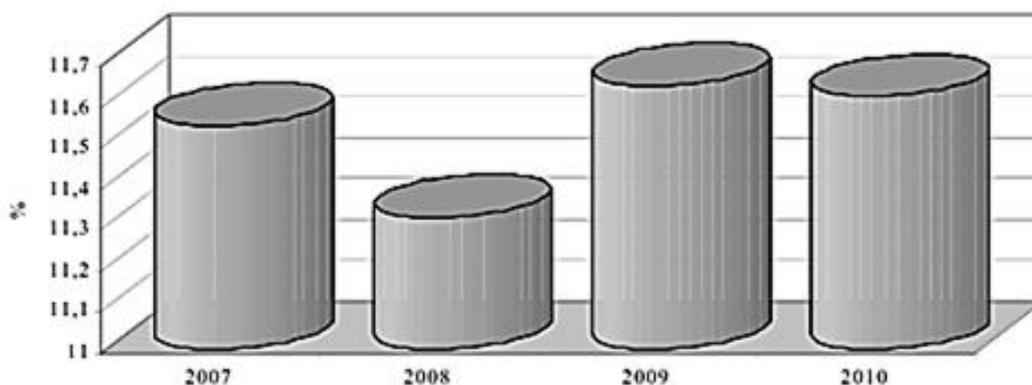
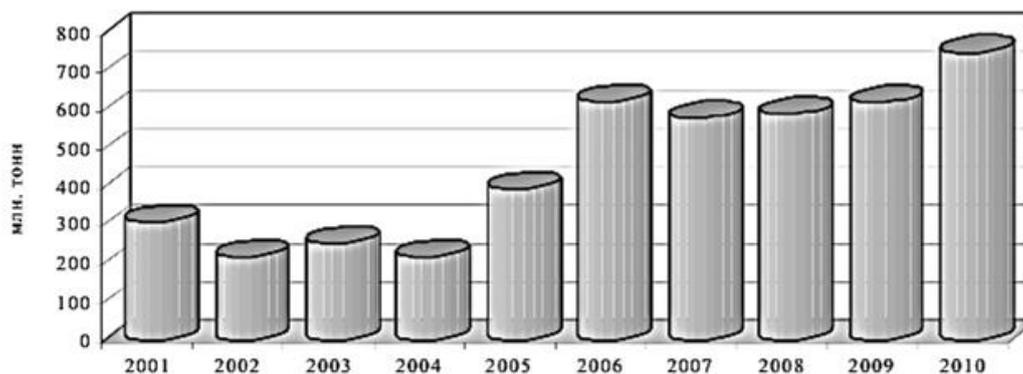


Рисунок 4. Доля России в общемировой добыче нефти

В 2010 году в РФ зафиксирован рекордный прирост разведанных запасов нефти – 750 млн. т. При этом пятый год подряд прирост запасов превышал объем добычи. Как сообщил министр природных ресурсов и экологии РФ Юрий Трутнев, в основном открыты средние и мелкие месторождения – в Иркутской области, Ямало-Ненецком АО. Всего открыто 45 месторождений углеводородного сырья (включая газ и газоконденсат).



Источник: Министерство природных ресурсов и экологии РФ, ИАЦ «Минерал»

Рисунок 5. Прирост запасов нефти

В основном нефтедобывающем регионе – Ханты-Мансийском АО добыча нефти сокращается второй год подряд (табл. 1). Согласно данным Научно-аналитического центра рационального недропользования им. В. И. Шпильмана, прирост добычи нефти в ХМАО по сравнению с 2009 годом был отмечен только у двух нефтяных компаний – Газпром нефти (на 12.4 % до 12.3 млн. тонн) и Салым Петролеум Девелопмент (на 8.1 %, до 8.3 млн. тонн). Остальные компании добычу нефти в округе сократили: ЛУКОЙЛ – на 3.5 % до 49.7 млн. тонн; Сургутнефтегаз – на 2.8 % до 56.2 млн. тонн, Роснефть – на 0.4 %, до 69 млн. тонн; РуссНефть – на 1.4 %, до 6.9 млн. тонн, ТНК-ВР – на 5 % до 43.4 млн. тонн, Славнефть – на 2.8 % до 18.3 млн. тонн, Башнефть – на 12.4 % до 485 тыс. тонн.

Также в 2010 году наблюдалось увеличение добычи в некоторых традиционных для этой отрасли регионах. В частности, в Оренбургской и Самарской областях, в Республике Башкортостан. Это обусловлено увеличением объемов бурения в этих регионах, а также применением различных методов увеличения нефтеотдачи. Особенно впечатляют результаты Башкортостана. Здесь до 2009 года на протяжении нескольких лет добыча либо снижалась, либо росла на десятые доли процента. После смены собственника компании Башнефть и изменения ее производственной стратегии, добыча нефти в республике стала быстро расти.

Таблица 1.

Добыча нефти в регионах России

Регион	Добыча нефти,	2010/2009,	2009/2008,	2008/2007,	2007/2006,
	2010, млн. т	%	%	%	%
Ханты-Мансийский АО	266.0	98.3	96.4	100.0	100.7
Ямало-Ненецкий АО	35.7	94.9	100.7	90.2	92.9
Республика Татарстан	32.4	99.9	100.7	100.9	102.0
Оренбургская обл.	22.4	108.2	106.5	102.4	102.1
Ненецкий АО	17.9	95.3	128.1	104.8	103.7
Сахалинская обл.	14.8	95.7	119.7	86.7	В 2.4 р.
Самарская обл.	13.8	104.6	110.3	104.0	103.7
Республика Коми	13.1	97.3	99.8	108.3	106.3
Пермский край	12.5	103.8	104.1	104.2	103.2
Республика Башкортостан	13.4	117.0	104.6	100.1	99.5
Удмуртская Республика	10.5	102.2	98.9	100.4	102.5
Красноярский край	12.9	в 3.4 р.	в 28.0 р.	-	-
Томская обл.	11.1	105.1	100.6	101.9	100.6
Тюменская область (без учета ХМАО и ЯНАО)	5.2	165.0	168.8	80.3	150.0
Астраханская обл.	4.2	125.6	79.6	99.5	100.6
Волгоградская обл.	3.4	99.9	93.9	100.2	99.3
Республика Якутия (Саха)	3.5	180.3	в 2.7 р.	в 2.0 р.	92.0
Иркутская обл.	3.2	в 2.0 р.	в 3.0 р.	-	-

Список литературы:

1. Кокурин Д., Мелкумов Г. Участники мирового рынка нефти//Российский Экономический Журнал. – 2003. - № 9.
2. Аналитический бюллетень //Нефтедобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность :тенденции и прогнозы // выпуск 1 №1 итоги 2010.

НЕФТЬ. ЗАПАСЫ, ДОБЫЧА И ПЕРСПЕКТИВЫ

Д.В. Трусов, магистрант, А.К. Джусупов, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
tdv_pvl@rambler.ru

Нефть была, есть и в обозримом будущем останется основным источником первичной энергии, потребление которой неуклонно расширяется в связи с дальнейшим развитием мировой экономики. Одновременно растет использование нефти и нефтепродуктов в качестве сырья для химической промышленности, что, как известно, экономически более оправданно и эффективно по сравнению с прямым энергетическим использованием углеводородов [1].

Нефтяные запасы распределены между странами не равномерно, к примеру у Саудовской Аравии, имеется больше 25 % мировых запасов нефти, а у Андорры всего 2 %. Соответственно производство по потреблению в странах различается, США при производстве нефти в 12 %, потребляет ее в 2 раза больше.

Добыча нефти в мировой экономике возросла с 2270 млн т в 1970 г. до 3760 млн т в 2006 г., или в 1,6 раз. Ожидается, что в ближайшей перспективе нефтедобыча может расти в бассейнах Персидского залива, Каспийского моря, на Аляске, в ряде стран Африки, а в более отдаленном будущем – в Восточной Сибири.

В начале XXI в. в мире насчитывается примерно 700 нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) общей мощностью по первичной переработке в 3,7 млрд т, в том числе 50 % мощностей сосредоточено в развитых странах, 17 % - в странах с переходной экономикой и 33 % - в развивающихся странах. Такое соотношение сложилось потому, что считалось более выгодным ввозить сырую нефть и перерабатывать ее на месте потребления.

Растет доля трудноизвлекаемых запасов, требующих высоких затрат на освоение. На поддержание необходимого уровня нефтедобычи, к примеру в России, в нынешнем году требовалось 2,2 млрд долл. инвестиций, через 5 лет эта сумма должна будет увеличиться в 7 раз, а в 2020 г. составить уже 43 млрд [2].

Проблема истощения нефтяных ресурсов для России тем более актуальна, поскольку они обеспечивают работу существенной части энергетического комплекса и дают весомую часть экспортной выручки. Россия, в общем, занимает второе место в мире по разведанным запасам (13 %), но учитывая, что геологические изыскания не коснулись огромных перспективных территорий, эта цифра может достигать и до 30 %.

В современных условиях, нефтедобывающие предприятия в условиях истощающихся нефтяных ресурсов активизируют производственно-хозяйственную деятельность на сохранение высоких уровней добычи нефти, опираясь главным образом на внутренние резервы. В то же время значительная выработка активных запасов нефти, длительная эксплуатация материально-производственных ресурсов накладывают вполне определенные ограничения. В рыночных условиях особенно важным становится определение организационных и экономических резервов, стимулирующих инновационно-инвестиционную деятельность предприятий в сфере нефтедобычи [3].

Сегодня нефтедобывающая отрасль вполне располагает технологиями научно-технического прогресса и резервами модернизации, совершенствование уровня которых и массовое применение смогут кардинально повысить эффективность освоения остаточных запасов нефти.

Реализация передовых технологий и методов повышения эффективности нефтедобычи требует значительных капитальных вложений. Особое значение имеют интенсивные факторы повышения эффективности нефтедобывающего производства. Использование таких факторов осуществляется по следующим направлениям (рис. 1).

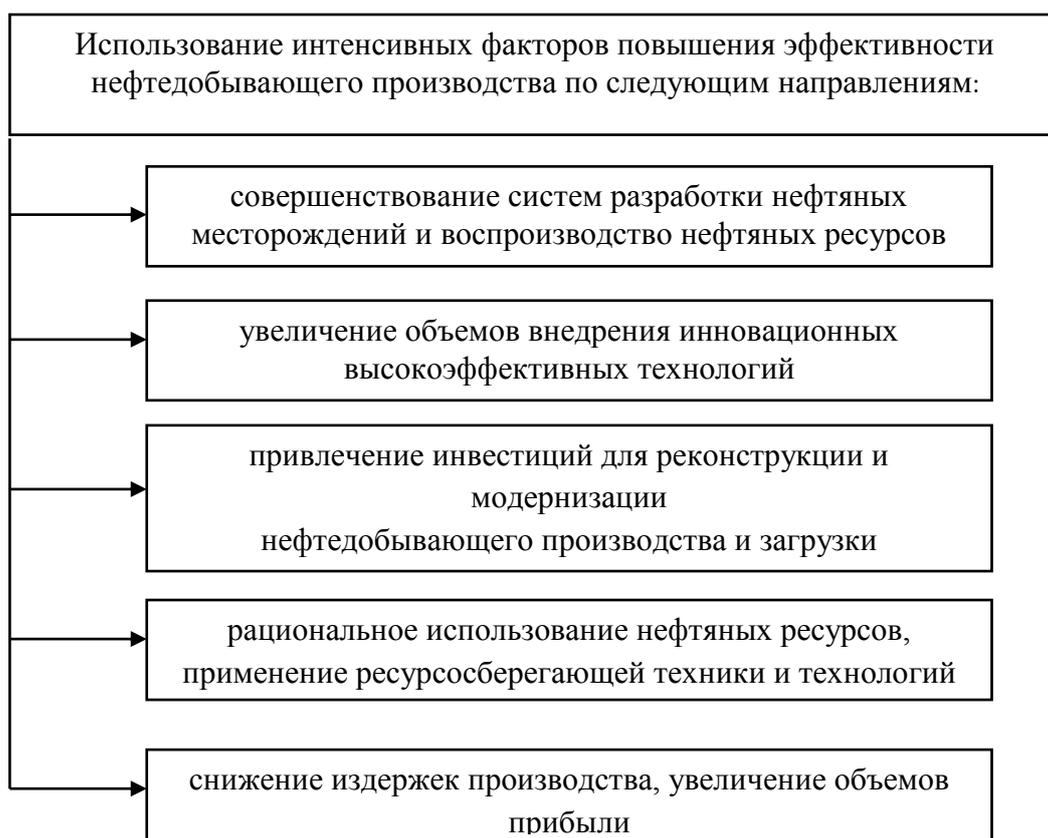


Рисунок 1. Основные направления использования интенсивных факторов повышения эффективности нефтедобывающего производства

Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов на истощающихся нефтяных месторождениях показывает, что эффективность деятельности нефтедобывающего предприятия зависит от того, насколько выбранный метод, запроектированная система размещения скважин и реализованная технология процесса учитывали реальное состояние и природный фактор остаточных запасов нефти. Сегодня повышение коэффициента извлечения нефти на истощающихся месторождениях до 0,65-0,7 за счет внедрения МУН равноценно открытию и освоению новых богатых нефтяных месторождений [4].

Выделяются методы повышения эффективности нефтедобычи (рис.2)



Рисунок 2. Классификация методов повышения эффективности нефтедобычи

Во второй половине XX в. В структуре потребления топлива и энергии произошли большие изменения. В 50-60-х гг. на смену угольному этапу в истории мировой энергетики пришел нефтегазовый. Но начиная с 70-х гг. доля угля, нефти и газа в структуре первичного потребления энергоресурсов мало меняется.

Правда, согласно прогнозу, доля этих главных энергоносителей будет немного снижаться – до 76 % к 2020 г. Снижение доли указанных энергоносителей происходит за счет роста в энергопотреблении доли атомной и гидроэнергии.

Таблица 1. Структура первичного энергопотребления по видам энергоносителей в мире, %

Энергоноситель	1970г.	1980г.	1990г.	2006г.
Уголь	25,32	24,04	23,85	24,43
Нефть	37,97	38,46	39,23	33,46
Природный газ	21,52	19,23	21,54	24,26
Атомная энергия	0,5	2,88	3,85	6,53
Гидроэнергия	3,3	4,81	3,85	6,3
прочие	11,39	10,58	7,68	5,02

Нефть, несмотря на некоторое снижение своего удельного веса в энергобалансе, остается и в начале XXI в. Ведущим энергоносителем. Нарастание доли нефти в структуре потребления энергоресурсов происходило вплоть до начала 80-х гг. Однако впоследствии эта доля постепенно снижалась, и в перспективе до 2020 г. можно ожидать ее дальнейшее снижение в структуре потребления энергоресурсов [5].

В перспективе первой четверти XXI в. Можно прогнозировать, что в структуре потребления энергоресурсов могут наблюдаться следующие черты:

- увеличение потребления энергии в мировой экономике более чем в полтора раза до 2030г., причем почти две трети ожидаемого прироста придется на Китай и развивающиеся страны;
- сохраняющееся преобладание углеводородного топлива (нефть и газ) в структуре энергопотребления;
- наиболее высокие темпы потребления природного газа по сравнению с другими видами энергоресурсов;
- доминирующая роль транспорта в приросте потребления нефти при весьма умеренном увеличении потребления другими отраслями.

Список литературы:

1. Мировая Экономика / под ред.доктора экономических наук, профессора А.С. Булатова/ 2007г.
2. Экономика / под ред. доктора экономических наук, профессора А.С. Булатова/ 2007г.
3. Журнал «Практический маркетинг» №10 2004
4. www.oil-resources.info/archives/191
5. www.ereport.ru/articles/commod/rusoil.htm

МЕТОД ЭФФЕКТИВНОЙ УТИЛИЗАЦИИ СТОКОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

К.Ю. Афанасьев, магистрант

Научный руководитель: Л.И. Молодежникова, ст. преподаватель
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
afalina1@sibmail.com

Решение задач в сферах энергоресурсосбережения и экологии промышленных предприятий затрагивает множество проблем, которые присутствуют в данной отрасли. Одной из таких проблем на протяжении долгих лет является эффективная утилизация отходов энергетических станций.

Вместе с тем, стоит отметить, что природоохранная проблематика отходов, в частности сточных вод энергетических предприятий, неразрывно связана с задачами ресурсосбережения, поскольку значительный объем отходов представляет собой потенциальные вторичные ресурсы. Таким образом, основными векторами развития энергоресурсосбережения стоит считать создания бессточных технологических производств; а также разработку и внедрение систем переработки отходов производства во вторичные материальные ресурсы [1].

Политика энерго- и ресурсосбережения ставит перед собой такие цели как:

- эффективное и рациональное использование топливно-энергетических ресурсов;
- максимальное использование вторичных энергоресурсов, которые в дальнейшем могут быть использованы для получения энергии или другой экономической выгоды;
- эффективное использование территории промышленных объектов без неконтролируемого разрастания полигонов для отходов производства;
- рациональное использование водных ресурсов.

Одними из наиболее неблагоприятных сточных вод энергетических станций стоит считать стоки водоподготовительных установок вследствие высокого содержания солей, в частности сульфата натрия, в настоящее время сливаемые на большинстве ТЭЦ в пруды-накопители шлама.

Непосредственный сброс сточных вод водоподготовительных установок в водоемы невозможен из-за резкопеременных значений рН, выходящих за пределы 6,5-8,5, оптимальных для воды в водоемах, а также высокого содержания в них грубодисперсных примесей и солей.

Удаление грубодисперсных примесей и регулирование рН не представляют труда, но снижение концентрации истинно-растворенных примесей должно сводиться к повторному проведению тех же самых процессов, которые использовались на водоподготовительных установках. Это, в конечном счете, приведет к резкому возрастанию количества сбрасываемых солей со значительным увеличением суммарных затрат на очистку воды [2].

Рассматривая проблемы энергоресурсосбережения и экологии в едином ракурсе, возникает вопрос о выборе наиболее эффективного метода утилизации сточных вод водоподготовительной установки ТЭЦ.

Из проведенного анализа стало ясно, что при обессоливании сточных вод, в которых содержание анионов сильных кислот превышает 5 мг экв/кг, термическое обессоливание экономически выгоднее химического [3]. Зависимость можно увидеть на рисунке 1.

Наиболее подходящие для выпаривания сточных вод испарительные установки условно можно разделить на те, в которых раствор контактирует и не контактирует с поверхностью нагрева. В установках первого типа образуются отложения солей с соответствующим снижением плотности теплового потока и производительности установок. При этом неизбежны периодические остановки на чистку поверхности нагрева, снижающие

технико-экономические показатели и усложняющие эксплуатацию установок. Степень концентрирования в них существенно ограничена из-за резкого увеличения отложений с ростом концентрации раствора [4]. В установках второго типа, к которым относятся аппараты погружного горения (АПГ), данные проблемы отсутствуют.

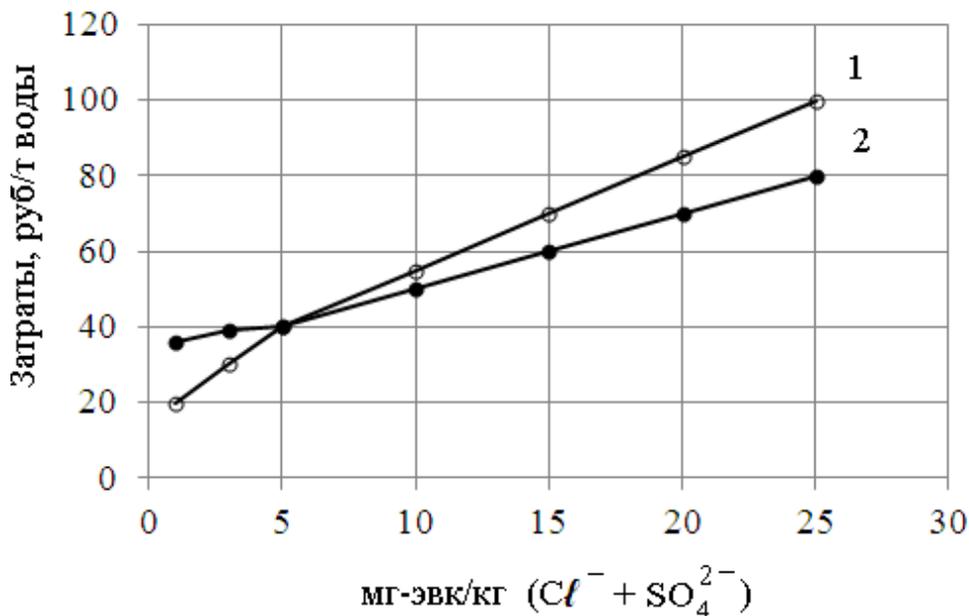


Рисунок.1. Сравнение затрат на химическое(1) и термическое (2) обессоливание

Выбор метода термического обессоливания также может быть проведен на основе графоаналитического метода. Из графика на рисунке 2 видно, что выбор того или иного выпарного аппарата зависит от той концентрации раствора, которую мы хотим получить и от конечного содержания воды в растворе, соответственно, эффективно и экономично получить высококонцентрированный насыщенный продукт можно только в аппарате погружного горения с последующей сушкой, также стоит отметить возможную эффективность применения установок мгновенного испарения для концентрирования раствора до 10-15 %, учитывая, что работать они могут на низкотемпературных вторичных энергоресурсах.

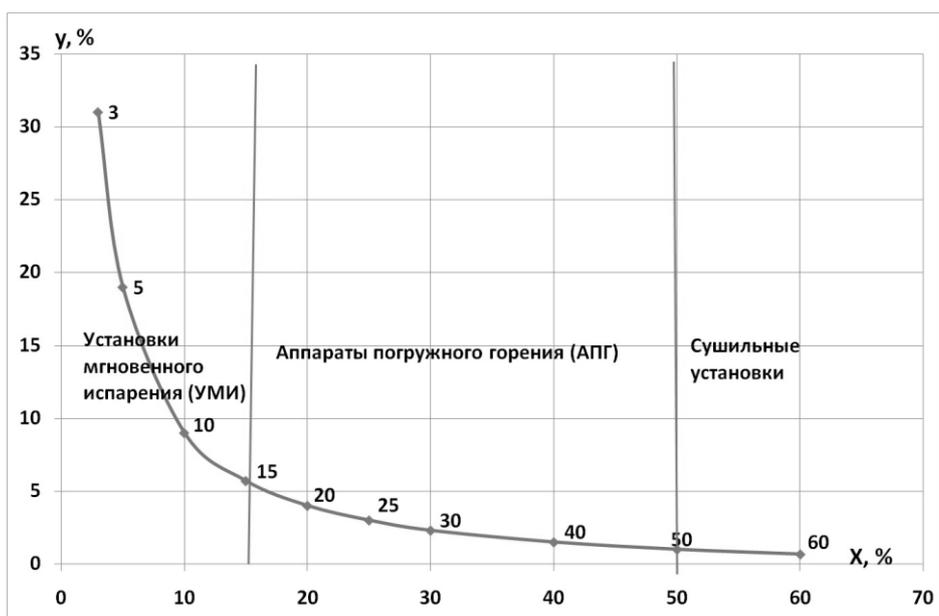


Рисунок. 2. График определения областей использования выпарных установок

В ходе работы были разработаны и проанализированы четыре схемы для упаривания сточных вод, образующихся после регенерации и обмывки катионитных и анионитных фильтров водоподготовительной установки ТЭЦ.

Рассмотренные схемы представлены на рисунке 3.

Недостатком первой схемы является ее замкнутость, т.е. происходит постоянное неравномерное изменение содержания солей без вывода очищенной воды. Также нет сушильной установки. Соответственно отсутствует возможность получения очищенной воды и конечного высококонцентрированного сульфата натрия.

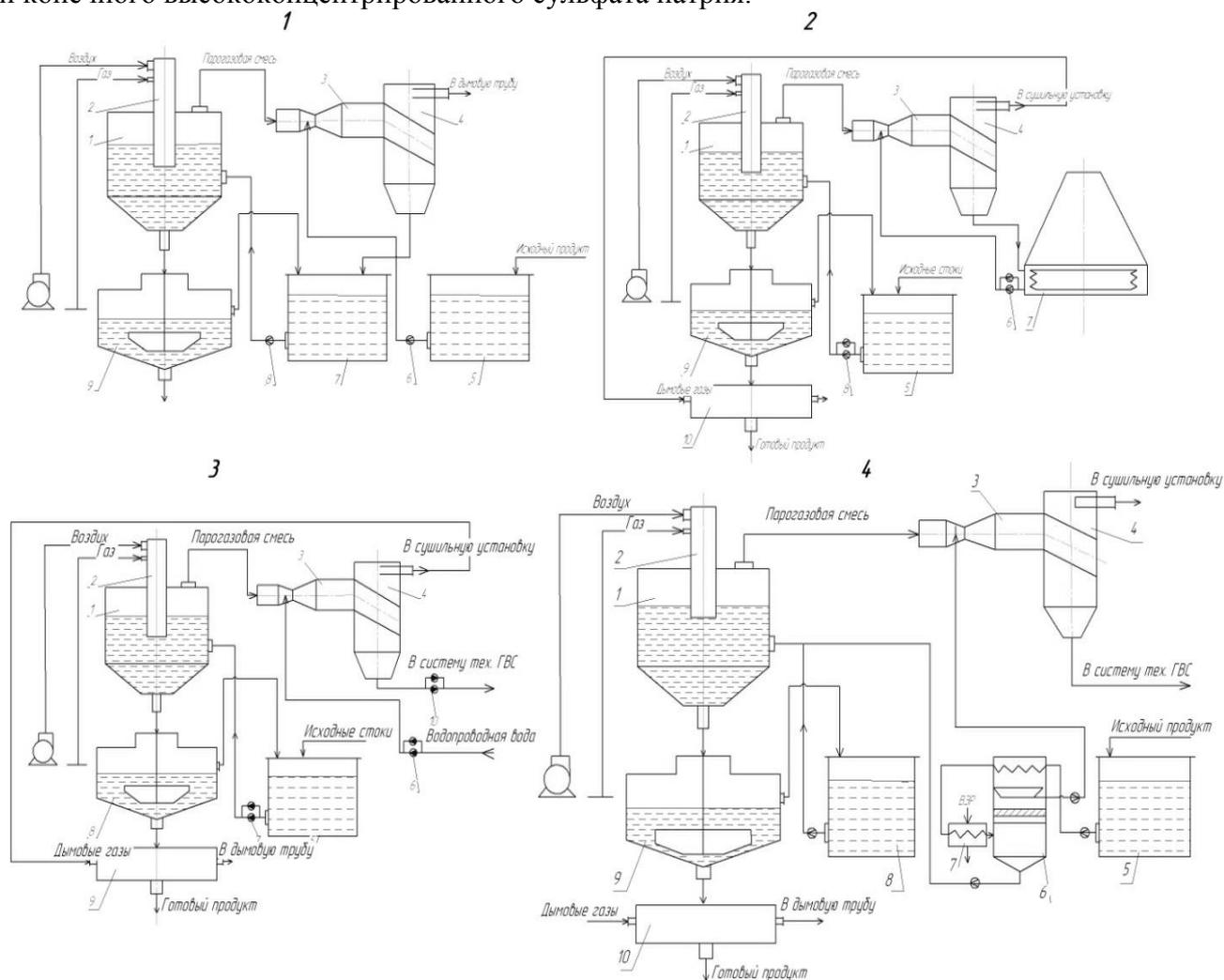


Рисунок. 3. Схемы утилизации сточных вод с применением АПГ

К минусам второй схемы можно отнести не использование теплоты уходящей парогазовой смеси, использование которой позволило бы нагревать воду для ГВС, а значит – снизить потребление природного газа. В схеме уже присутствует сушильная установка для получения готового порошкообразного сульфата натрия.

В третьей схеме был устранен недостаток предыдущей, и теплота уходящей парогазовой смеси используется для нагрева воды в системе ГВС. При этом недостатком всех трех схем является большой расход природного газа в АПГ.

Отличительной особенностью четвертой схемы является использование на первой степени упаривания установки мгновенного испарения (УМИ). Экономично упаривать в УМИ возможно до концентрации 5-15 %, соответственно расход природного газа на АПГ снижается более чем в 3 раза.

Таким образом, используя четвертую схему, будет создана малоотходная технология за счет максимального концентрирования стоков, получен вторичный материальный ресурс, а также эффективно использованы водные ресурсы, вторичные энергетические ресурсы и

территория ТЭЦ, что приведет к повышению технико-экономических и экологических показателей станции.

Список литературы:

1. Защита биосферы от промышленных выбросов: учебное пособие / А. И. Родионов, Ю. П. Кузнецов, Г. С. Соловьев. — М.: КолосС: Химия, 2005. — 387 с.
2. Охрана водного и воздушного бассейнов от выбросов тепловых электростанций: учебное пособие / Л. А. Рихтер, Э. П. Волков, В. Н. Покровский. — М.: Энергоиздат, 1981. — 295 с.
3. Вихрев В. Ф. Водоподготовка: учебное пособие / В. Ф. Вихрев, М. С. Шкроб. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергия, 1973. — 416 с.
4. Таубман Е.И. Термическое обезвреживание минерализованных промышленных сточных вод. — Л.: Химия, 1975. — 208 с.
5. Афанасьев К.Ю. Вариант термического обезвреживания сточных вод водоподготовительной установки АЭС. // Известия вузов. Физика. 2012. №2/2. С. 150 – 152.
6. Афанасьев К.Ю. Сравнительный анализ методов обессоливания стоков водоподготовительной установки ТЭЦ // Современные техника и технологии: Тр. XVIII Междунар. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. Т. 3 / Томск: ТПУ, 2012. С. 155 – 156.
7. Аппараты погружного горения: учебное пособие для вузов / А. Н. Алабовский, П. Г. Удыма. М.: Изд-во МЭИ, 1994. – 255 с.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ТОКОВОЙ ДИАГНОСТИКИ АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПО ОСЦИЛЛОГРАММАМ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ

А.В. Козимиров, магистрант, А.Д. Ленский, магистрант
Научный руководитель: А.В. Мытников, к.т.н., доцент
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия,
gioplo@mail.ru

Известно, что долговременная и надежная работа электрооборудования на производстве в большинстве случаев определяет эффективность всех технологических процессов, одну из важнейших ролей в которых играют электрические двигатели. Особые требования к надежности электродвигателей выдвигаются в связи с тем, что их выход из строя приводит к нарушению взаимосвязанных производственных циклов, полной или частичной остановке технологического оборудования и механизмов. В итоге, наносимый предприятию ущерб связан не только с ремонтом и заменой вышедших из строя двигателей, но и с браком и недовыпуском продукции.

Среди узлов двигателей наибольшее количество отказов приходится на обмотку статора, подшипники, систему охлаждения ротора и статора, железо статора, вал ротора. Основная часть отказов асинхронных двигателей связана с пробоем изоляции обмотки статора из-за снижения ее электрической прочности. Главными причинами повреждения изоляции обмотки являются: старение, недостатки эксплуатации, дефекты изготовления или ремонта, механические повреждения изоляции и витковые замыкания.

Все существующие в настоящее время методы диагностики, контроля и оценки состояния изоляции можно разделить на две большие группы:

- разрушающие методы
- неразрушающие методы.

К группе разрушающих методов оценки состояния изоляции относятся испытания изоляции импульсным напряжением, повышенным переменным напряжением промышленной частоты и выпрямленным напряжением.

Разрушающие методы диагностики дают возможность получить наиболее полную информацию о состоянии изоляции. Но применение этих методов в реальных условиях эксплуатации электродвигателей сопряжены с определенными трудностями. Во-первых, разрушающие методы диагностики дорогостоящи по применяемой аппаратуре, во-вторых, двигатель после испытаний теряет работоспособность и к дальнейшей эксплуатации не пригоден. Поэтому эти методы используются в основном на предприятиях, выпускающих электрические машины.

Более приемлемы для применения в условиях реального производства неразрушающие методы диагностики, которые состоят из двух групп:

- неэлектрические;
- электрические.

Неэлектрические методы, основанные на использовании физико-химических свойств изоляции, применяются, главным образом, для диагностики турбогенераторов и других мощных электрических машин. Для реализации этих методов необходимы специальные лаборатории и соответствующее оборудование.

Для диагностики состояния электрической изоляции асинхронных электродвигателей непосредственно на производстве, в условиях реальной эксплуатации, применяются методы, основанные на воздействии электрического тока.

К основным электрическим методам диагностики состояния изоляции относятся методы, основанные на оценке следующих показателей:

- проводимости изоляции;
- абсорбции;
- поляризация изоляции и саморазряда;
- диэлектрические потери;
- резонансных свойств контура;
- электрической емкости.

Однако, данные методы не получили широкого распространения ни в промышленности, ни в сельском хозяйстве. Одной из основных причин этого является то, что все они не позволяют адекватно оценить состояние междувитковой изоляции обмоток. Кроме того, технические средства, реализующие вышеперечисленные методы диагностики, либо громоздки и дорогостоящие, либо имеют низкую точность измерения и неудобны для использования в реальных производственных условиях. Это является еще одной немаловажной причиной, сдерживающей внедрение методов и средств диагностики в производство. Поэтому поиск новых методик и устройств по выявлению дефектов на первых этапах их развития является актуальной задачей.

В свою очередь, данный метод лишен ранее перечисленных недостатков. Его суть заключается в размещении рядом с двигателем электромагнитного датчика, позволяющего фиксировать внешнее магнитное поле, образующееся вокруг двигателя в процессе его работы, и представляющее собой отголоски мультипликативного поля в магнитном зазоре асинхронного двигателя. Сигнал с датчика поступает на персональный компьютер, где он оцифровывается и записывается. Далее производится спектральный анализ полученного сигнала и по определенным характеристикам полученной картины вычисляется неисправность. При этом, разложение сигнала на гармоники осуществляется по методу «быстрое преобразование Фурье».

Для проведения измерений на двигателе выбираются контрольные точки, количество которых определяется исходя из числа пар полюсов и мощности электродвигателя (выбирать менее 8 точек не целесообразно), их положение записывается или отмечается непосредственно на корпусе двигателя. Точки должны располагаться в плоскости одного листа электротехнической стали, из которой собран статор.

В выбранных точках производятся замеры напряженности внешнего магнитного поля. По их значениям строится картина напряженностей вокруг двигателя. В идеальном двигателе внешнее магнитное поле однородно и симметрично. При появлении дефектов симметрия нарушается, что сказывается на картине поля.

Опыты с моделированием дефекта проводятся на двигателях с различной мощностью. Результаты показывают, что от мощности зависит только амплитуда внешнего магнитного поля, при этом характер гармонического состава остается тот же.

На данном этапе необходимо получить аналитическую зависимость между видом, степенью развития дефекта и формой спектра внешнего магнитного поля, которые лягут в основу разрабатываемой системы оценки технического состояния и прогноза вероятности безотказной работы асинхронных двигателей, эксплуатирующихся в неблагоприятных условиях.

Каждый дефект и неисправность вносят в картину процесса электропотребления свои особенности, а именно изменения основных характеристик сигналов. Действительно, любые «возмущения» по состоянию электрической и механической части электродвигателя приводят к изменениям магнитного потока в зазоре электрической машины и, следовательно, к модуляции потребляемого тока. Таким образом, наличие в спектре тока двигателя характерных (и несовпадающих) частот определенной величины свидетельствует о наличии или появлении отмеченных выше дефектов.

Преобразование Фурье, как известно, позволяет осуществить гармонический анализ стационарных режимов, удовлетворяющих условиям Дирихле. При этом для достоверного

диагностирования состояния электродвигателя необходимо осуществлять экспресс-обработку осциллограмм статорного тока относительно большой длительности при постоянной частоте и слабо меняющейся нагрузке. Для двигателей, постоянно работающих в динамических режимах (частые пуски и торможения), данный метод непригоден. Поэтому целесообразно усовершенствовать данный метод, включив в него и акустические сигналы.

Для распознавания повреждений будет создана библиотека признаков той или иной неисправности на основе математической обработки осциллограмм статорного тока и акустических сигналов.

В итоге данный метод позволит осуществить расчет мгновенной картины магнитного поля по заведомо известным значениям плотностей тока в пазах статора и ротора. В этой связи представляет интерес разработка модели асинхронного двигателя, позволяющая непосредственно рассчитывать значения плотностей токов в каждый момент времени, исходя из динамически меняющейся картины магнитного поля, мгновенные значения которого, в свою очередь, зависят от значений плотностей тока в каждый конкретный момент времени.

Данный метод может быть положен в основу диагностики повреждений ротора по осциллограмме пускового тока двигателя. Предлагаемая методика компьютерных исследований на основе моделей, позволяющих реализовать в своем составе различные неисправности, дает возможность создать в конечном итоге библиотеку вейвлетных спектров по каждому виду неисправностей, определяемых в динамических режимах, и создать на этой основе современные компьютеризированные системы диагностирования электродвигателей.

Список литературы:

1. <http://www.news.elteh.ru/arh/2008/49/10.php>
2. <http://www.news.elteh.ru/proect/neuron.php>

СОВРЕМЕННЫЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ЗДАНИЯ

Чэнь Лина магистрант
Китай

Энергоэффективными называются такие здания, при проектировании которых был предусмотрен комплекс архитектурных и инженерных мероприятий, обеспечивающих существенное снижение затрат энергии на теплоснабжение этих зданий по сравнению с обычными (типовыми) зданиями при одновременном повышении комфортности микроклимата в помещениях.

«Энергоэффективные здания», как новое направление в экспериментальном строительстве, появились после мирового энергетического кризиса 1974 года. Уже более 30 лет здания с высокой энергетической эффективностью демонстрируются по всему миру. Следует отметить, что тема использования возобновляемых источников энергии в домостроении стала рассматриваться относительно давно, так первый дом с солнечным коллектором был построен ещё в 1947 году (дом MIT-I).

В Германии стандартными считаются здания с удельным расходом тепловой энергии на отопление около 220 кВт ч/м² в год, в России – до 400-600 кВт ч/м². Стоимость 1 м² энергоэффективного дома на 8-10 % больше средних показателей для обычного здания.

В основе концепции проектирования современных зданий лежит идея того, что качество окружающей нас среды оказывает непосредственное влияние на качество нашей жизни дома, на рабочем месте или в местах общего пользования, составляющих основу наших городов. Такое выделение социальных аспектов является признанием того, что архитектура и строительство развиваются на основе потребностей людей – как духовных, так и материальных. Главная идея для архитектуры и строительства XXI века – природа не пассивный фон нашей деятельности: в результате нашей деятельности может быть создана новая природная среда, обладающая более высокими комфортными показателями для градостроительства и являющаяся в то же время энергетическим источником для систем климатизации зданий.

Современные энергоэффективные здания подразделяют на следующие типы:

- пассивный дом;
- дом с нулевым энергопотреблением;
- энергогенерирующий дом;
- вращающийся “солнечный” дом;
- Liter-Haus.

Пассивный дом (passiv house) – это здание с минимальным потреблением электрической и тепловой энергии, а в идеале возможен практически нулевой расход тепла на отопление. Система пассивного дома предъявляет требования к воздухопроницаемости и теплоизоляции здания, энергоэффективности окон и системе механической приточно-вытяжной вентиляции. Расходы на возведение пассивного дома к настоящему времени стали сравнимы со стоимостью стандартного дома благодаря освоению технологий массовой застройки, совершенствованию инженерного оборудования и более дешевых кредитов на реконструкцию или строительство.

Энергоэффективные дома становятся всё более популярными. Происходит изменение массового сознания людей: при возведении жилищ они начинают считать не только стоимость строительства 1 м², но и эксплуатационные расходы на его возведение. Но полученный опыт показывает, что улучшение энергоэффективности зданий достигается практически без дополнительных затрат.

Как найти баланс между мерами по обеспечению энергосбережения и решениями по получению энергии от возобновляемых источников (солнечная энергия, энергия ветра, энергия земли)? Сформировалось неверное мнение, что здания с нулевым потреблением энергии – это строения с распределенной системой энергосбережения от возобновляемых источников энергии. Такой подход реализует только выработку энергии без её сбережения и не введет к снижению вредного воздействия на окружающую среду.

«Автономный дом» - это «энергонезависимый дом», с системой жизнеобеспечения замкнутого цикла. «Энергонезависимый дом» с дополнительными функциями и оборудованием. К таким дополнительным функциям относятся:

- а) использование накопления дождевой воды в хозяйственных целях;
- б) наличие теплицы, в которой выращивают фрукты и овощи в неурожайное время года, она же выполняет так же функции гелиотеплицы;
- в) наличие прудов для выращивания аквакультуры (рыб и/или водорослей) или небольшое фермерское хозяйство;
- г) системы экономии воды, вторичного её использования и системы переработки бытовых стоков.

Здания с нулевым энергопотреблением обладают рядом значительных преимуществ и недостатков. Одним из потенциальных недостатков таких зданий является небольшое количество профессионалов на рынке, обладающих навыками и опытом строительства зданий с нулевым энергетическим потенциалом.

Мультикомфортный дом предоставляет большие возможности при проектировании зданий в зависимости от национальных традиций и географического месторасположения, однако, ничего фундаментально отличающегося от обычного строительства нет. С экономической точки зрения реализация такого проекта требует увеличения капитальных затрат на строительство на 5–8 %, однако, эти вложения окупаются экономией энергии и, соответственно, снижением эксплуатационных затрат и обеспечением комфортных условий проживания.

Международный опыт показывает, что направление на разработку новых технологий в области энергосбережения, выплата льготных кредитов населению для проведения мероприятий по снижению энергопотребления дает возможность существенного и безболезненного сокращения энергозатрат, повышения энергоэффективности и одновременно удешевления технологий по использованию альтернативных источников энергии.

Снижение энергопотребления возможно только при условии строгого контроля и регулирования поступления и расхода энергии в зданиях, которые определяются необходимостью создания и поддержки требуемого микроклимата в помещениях в зависимости от климатических характеристик среды.

Список литературы:

1. Вольфганг Файст Основные положения по проектированию пассивных домов: Пер. с нем. – М.: АСВ, 2008 – 144с.
2. Журнал «Новый дом» № 3-4 - М. – 2009 г.
3. И. Габриэль, Х. Реконструкция зданий по стандартам энергоэффективного дома: Пер. с нем. – Санкт-Петербург: «БХВ-Петербург», 2011 – 440 с.
4. П.В. Монастырев, С.Б. Сборщиков Энергосбережение в реконструируемых зданиях: Науч. изд. – М.: АСВ, 2008. – 208 с.

ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ВЕНТИЛЯЦИОННОГО МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ШАХТ

М.В. Коробейникова, магистрант
Научный руководитель: В.Я. Ушаков, д.т.н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
taya2020@yandex.ru

В последние годы почти еженедельно в мире и в нашей стране проводятся различные энергетические форумы, конференции, семинары, "круглые столы", посвященные проблемам ограниченности первичных энергоресурсов. В многочисленных журнальных статьях, научных трудах конференций и особенно в газетных публикациях, на радио и телевидении звучат пугающие общество предостережения о скором исчерпании привычных природных топливно-энергетических ресурсов. Одновременно предсказывается возможность их быстрой замены новыми альтернативными источниками энергии. Таким образом, проблема использования рассматриваемого типа ресурсов особо актуальна уже несколько лет и будет таковой до более активного внедрения данного топлива в современный процесс производства.

Ввиду вышесказанного, для выяснения реального положения дел в сфере ресурсного обеспечения целью работы стал общий анализ методов использования шахтного метана и определение их возможности и эффективности в настоящий момент.

Шахтный метан – газ, выделяющийся из угля или содержащих его пород. Бесцветен, не имеет запаха, с воздухом образует взрывоопасные смеси. Принадлежит к группе парниковых газов, по своему влиянию на глобальное потепление в двадцать три раза превосходит углекислый газ. Мировые запасы метана угольных пластов по состоянию на 2011 год превышают запасы природного газа и оцениваются в 240 триллионов кубических метров.

Шахтный метан давно используется во всем мире, превращаясь из проблемы, связанной с безопасностью, в ценный источник энергии. По состоянию на конец 2006 года только в Рурском угольном бассейне ФРГ работали более 130 контейнерных ТЭС на шахтном газе с установленной мощностью более 200 МВт. Таким образом, в ФРГ шахтный газ используется уже в больших промышленных масштабах и Киотский протокол уже действует в рамках ЕС [1].

Ярчайшим примером полезного использования шахтного метана является крупный украинский проект стоимостью 150 миллионов долларов, реализованный в 2003–2005 годах на шахте им. А. Ф. Засядько. Компания «Синапс» спроектировала и ввела в эксплуатацию первую очередь когенерационной электростанции, общей мощностью 131 МВт, что сделало ее самой большой в мире станцией, работающей на шахтном метане. Сейчас шахта полностью обеспечивает себя электричеством и теплом, на метане работает и автотранспорт, а ежегодное количество выбросов парниковых газов снизилось на 2,5 миллиона тонн. Это позволило шахте продать австрийцам и японцам квоты на выбросы парникового газа на 2,5 миллионов евро.

Однако на шахтах территории постсоветского пространства для столь неограниченного использования газа существует ряд ограничений. Прежде всего, это связано с устаревшими системами дегазации или их отсутствием. В СССР её проектировали на выброс полученного метана за пределы горной выработки, не учитывая перспектив использования этого газа в качестве топлива. В системе дегазации до сих пор используются ржавеющие металлические трубы, а также насосные станции с водокольцевыми насосами, что приводит к попаданию в извлекаемый газ значительного количества воды. Из-за плохой герметичности в метан также проникают воздух, а ввиду отсутствия подземной системы фильтрации – угольная пыль. В итоге, получаемый метан сложно использовать для выработки электричества, его нужно дополнительно очищать. Поэтому зарубежным

специалистам, которые предлагают развивать технологии утилизации по европейскому сценарию, придется потратить дополнительное время на создание адекватных технологий подготовки газа. На данный момент средств для полной замены оборудования в системе дегазации у большинства шахт постсоветского пространства нет. Поэтому в лучшем случае шахты могут установить котельную, работающую на извлеченном газе.

По мнению исследователей, ждать, пока у шахт появятся средства, не имеет смысла. Полезную утилизацию шахтного метана можно финансировать за счет привлечения средств от реализации Киотского протокола, как это происходит в ФРГ. Эту возможность открывает один из его механизмов – проекты совместного осуществления. Снизив выбросы парниковых газов, впоследствии предприятия смогут продать полученные единицы сокращения выбросов (ЕСВ) на международном рынке. По различным оценкам, ежегодно под отдельные проекты этот механизм позволит привлекать от 1,5 до 50 миллионов евро. На шахте с высоким выходом газа на эти деньги можно построить когенерационную станцию. Затем, чтобы улучшить качество извлекаемого метана, вложить средства в модернизацию системы дегазации, а после этого вполне можно увеличить мощность станции, что опять-таки принесет дополнительные средства от желающих купить ЕСВ. Но вся эта схема будет работать только при условии, что на начальном этапе реализации появится инвестор.

Опираясь на пример ФРГ, можно выделить две основные позиции по интенсификации использования метана угольных пластов:

1. наличие закона о возобновляемых видах энергии, гарантирующего начальную дотацию на реализацию описанной программы и передачу энергии в сеть;
2. наличие указаний об использовании установок на шахтном газе, позволяющих использовать его при любой концентрации метана, если содержание кислорода меньше 6%, что наблюдается практически на всех шахтах.

На территории России особое внимание рассматриваемой проблеме уделяется на территории Кузбасса. В вентиляционных выбросах местных угольных шахт содержится малоцентрированный шахтный метан в количестве 0,5...2% от вентиляционного воздуха. Метан с такой концентрацией можно использовать в системах подачи воздуха в топочных устройствах. Достаточно обоснованных предложений по сжиганию вентиляционного метана не существует.

Силами ученых Института теплофизики СО РАН и Института экономики и организации промышленного производства (г. Новосибирск) был проведен ряд исследований. По их мнению, прямое сжигание метана в Кузбассе практически невозможно и наиболее приемлемый путь – совместное сжигание с другими видами топлива и, прежде всего, с углем в котлах «малой» и «большой» энергетики [2].

Предлагаемая технология на данный момент не реализована и поэтому должна разрабатываться по трем направлениям:

- для улучшения горения рядового угля в традиционных угольных котлах;
- для совместного сжигания в газомазутных котлах с углем ультрамелкого помола;
- для совместного сжигания в котлах «большой энергетики» – подача воздуха с вентиляционным метаном в пылеугольную топку.

Каждое из направлений требует отработки технологии и технико-экономического обоснования её эффективности применительно к конкретным условиям. На укрупненном теплоэнергетическом стенде проведены эксперименты по совместному сжиганию газа и угля микропомола. Эффективность совместного использования низкоконцентрированного шахтного метана в современных экономических условиях просматривается для энергетических объектов, удаленных от шахты на расстоянии, не превышающем 3 км [2].

Одним из выходов в данной ситуации является использование когенерационных установок небольшой мощности. Рассмотрим это на примере использования такой установки. Технология совместной выработки электричества и тепла позволяет получить 1,3

МВт энергии на установках, мощностью 1МВт. Упрощенная схема использования метана угольных пластов с применением блочной газопоршневой установки приведена на (рис. 1).



Рисунок 1. Схема использования вентиляционного метана угольных шахт

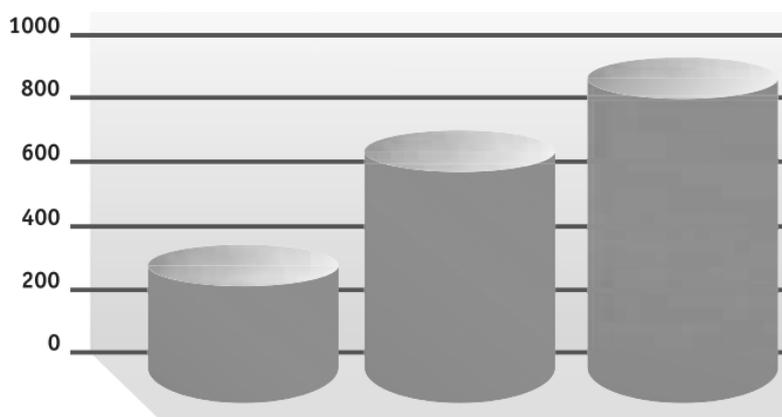


Рисунок 2. Величина капитальных вложений (в долларах) на 1 кВт мощности установки в зависимости от комплектации (при минимальной, расширенной и наиболее расширенной комплектациях соответственно)

По некоторым данным, потенциальные объемы использования метана шахт Кузбасса составляют 52, 6 млн. м³/год, что в переводе составляет 0,0375 млн. тонн/год. На данный момент стоимость единицы свободных выбросов (ЕСВ/ERU), согласно Киотскому соглашению, – 4 евро/тонну. Таким образом, используя это количество метана для когенерации и, тем самым, продавая ЕСВ на эту же величину, можно привлечь в бюджет порядка 150 тысяч евро/год.

Помимо этого, за счет отказа от покупки электричества и тепла у сбытовых компаний, станет возможным экономия средств в размере 10,69 млн. рублей/год. С точностью, достаточной для оценки экономической эффективности, был рассчитан срок окупаемости данного проекта. Даже при усредненных параметрах (коэффициент загрузки – 0,8) и сроках работы агрегата (4000 ч/год) срок окупаемости составит всего 4,5 года (гарантируемый срок эксплуатации до первого капитального ремонта – 15 лет). Процесс и результаты расчета отражены в (табл. 1-3).

Таблица 1. Расчет капитальных затрат на внедрение газопоршневой установки

Удельные ка. вложения, долл./кВт [3]	Установленная мощность, кВт	Суммарные кап. вложения, млн. евро
700	2000	1,86

Таблица 2. Расчет экономии от реализации проекта по внедрению газопоршневой установки

Объем исп-я метана, млн. тонн/год	Стоимость ЕСВ, евро/тонну	Затраты на производство 1 кВт·ч энергии при внедрении газопоршневой установки, руб/кВт·ч	Число часов работы в год	Годовой затраты на производство энергии (мощность установки 2000 кВт), рублей	Приобретение эквивалентного количества энергии в сбытовых компаниях, рублей
0,0375	4	1,33	4000	8512000	19968000
Средства, ежегодно привлечённые в бюджет от продажи ЕСВ, млн. евро		Ежегодная экономия, млн. рублей/млн. евро			
0,15		11,456/0,287			

Таблица 3. Расчет экономической эффективности проекта по внедрению энергоустановки

Год экспл-ии	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Кап. вложения, млн. евро	1,86	0	0	0	0	0	0
Выручка от продажи ЕСВ, млн. евро	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Экономия, млн. евро	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287	0,287
Выгода нарастающим итогом, млн. евро	0,437	0,874	1,311	1,748	2,185	2,622	3,059
Прибыль, млн. евро	-1,423	-0,986	-0,549	-0,112	0,325	0,762	1,199

Подводя итог всему вышесказанному, следует отметить, что при совместном сжигании вентиляционного метана с углем в ныне существующих котлах энергетики неоспоримым являются три положительных эффекта:

- *экологический эффект*: сократятся прямые выбросы метана в атмосферу и при замещении им угля в котлах снизятся выбросы загрязняющих веществ;
- *энергетический эффект*: улучшатся энергетические характеристики горения угля за счет поддува воздуха с дополнительным высококалорийным топливом;
- *экономический эффект*: в зависимости от концентрации вентиляционного метана может снизиться расход основного топлива до 20%, ущерб за счёт улучшения структуры топливно-энергетического баланса региона, топливная составляющая в тарифе за счет использования «бросового» энергоресурса.

Для использования шахтного метана в качестве самостоятельного топлива в тексте статьи также доказаны бесспорные экологический и экономический эффекты.

Таким образом, при благоприятных условиях шахтный метан может не только отнимать жизни шахтеров. Если государство создаст условия для освоения инвестиций, а отрасль воспользуется выгодами Киотского протокола, его использование принесет угольным предприятиям миллионы евро.

Список литературы:

1. Опыт утилизации шахтного метана в Рурском бассейне ФРГ. Материалы междунар. конф. 19–26 июня 2009 г. / В.А. Безпфлюг. Кемерово. 2006. С. 56.
2. Технология энергетического использования вентиляционного метана угольных шахт Кузбасса. Материалы междунар. конф. 19–26 июня 2006 г. / А.Бурдуков, В. Чурашев и др. Кемерово. 2009. С. 39.
3. Возобновляемая энергия. Газопоршневые энергетические установки. / Рекламный буклет Caterpillar, 2011.

СЫРЬЕВАЯ БАЗА АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

А.Ю. Покацкий, магистрант
Научный руководитель: В.Я. Ушаков, д.т.н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
Onyx_Snoopy@hotmail.com

В энергетическую отрасль в нашей стране входит огромное количество организаций и предприятий различной направленности (более двухсот), а также научных и технических институтов. Над выполнением поставленных задач в этой сфере трудятся более чем 300 тыс. человек. Структура атомной энергетики страны основывается на четырех китах-комплексах: ядерно-топливном, ядерно-оружейном, научно-исследовательском и атомных предприятиях [1]. Подробно будет рассмотрен первый комплекс – ядерно-топливный.

В 1970-х уран всё больше и больше становится коммерческим ресурсом для выработки ядерной энергии, ситуация начала изменяться: рынок развивался – теперь правительства стран больше не были единственными заказчиками урана – были установлены экологические стандарты для добывающей промышленности. С концом Холодной войны большая потребность в добыче урана исчезла, так как вторичные ресурсы, запасы сырья или материал для ядерной бомбы стали доступными для гражданского использования. В настоящее время вторичными ресурсами снабжают почти половину ядерной индустрии, и это оставляет шанс на выживание только самым экономичным шахтам по добыче урана.

Актуальность рассмотрения данного раздела атомной энергетики – сырьевой базы заключается в том, что из-за быстрого исчерпания вторичных ресурсов и предложений о расширении производства ядерной энергии, сделанных в нескольких странах, ситуация меняется снова: уран может еще раз стать редким ресурсом, который будет добываться по высокой (экологической) стоимости.

В последнее время мировой урановый рынок значительно оживился. Многие страны, в том числе Россия, заявили о планах по развитию атомной энергетики. Растущий дефицит уранового сырья и благоприятная ценовая конъюнктура определяют стремление ведущих мировых уранодобывающих компаний активизировать геологоразведочные работы и увеличивать добычу урана.

В 2006 году в мире было добыто 39,7 тыс. тонн урана (на 5 % меньше, чем в 2005 году), что составляет около 60 % от ежегодных суммарных потребностей атомной отрасли. До 1990 года производство урана значительно превышало его потребление в мирных целях. Начиная с 1991 года потребление стало превышать производство урана (рис. 1). Суммарный дефицит с 1991 по 2007 гг. достиг почти 370 тыс. тонн и был компенсирован ураном из ранее накопленных вторичных источников (складские запасы, ВОУ, облученное ядерное и МОКС топливо, хвосты изотопного обогащения) [2].

По оценкам МАГАТЭ, к середине двадцатых годов доля вторичных источников снизится до 10 % и менее. Это обстоятельство, вместе с исчерпанием складских запасов, потребует обеспечения мировой атомной энергетики с 2020-2025 гг. вновь произведенным природным ураном на уровне 90-95 %. В условиях отсутствия конкурентоспособного альтернативного сырья, природный уран в обозримом будущем будет оставаться основным источником для производства ядерного топлива. С учетом прогнозируемого умеренного роста атомной энергетики годовая добыча природного урана уже к 2030 году должна увеличиться примерно в два раза: до 80 тыс. тонн в год (рис. 2) [2].

В списке крупнейших производителей урана Россия занимает пятое место. В 2006 году на трех российских предприятиях ОАО «ППГХО», ЗАО «Далур» и ОАО «Хиагда» было добыто 3 190 тонн урана, что составило порядка 8 % от его мирового производства (рис. 3) [2].



Рисунок 1. Развитие производства урана и рост потребностей АЭС

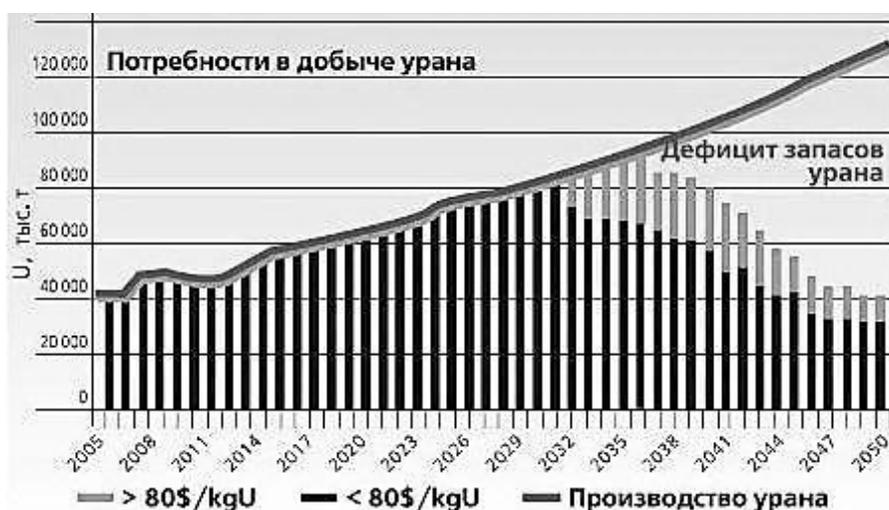


Рисунок 2. Прогноз обеспечения потребностей в добыче урана разведанными запасами различных стоимостных категорий (данные МАГАТЭ)

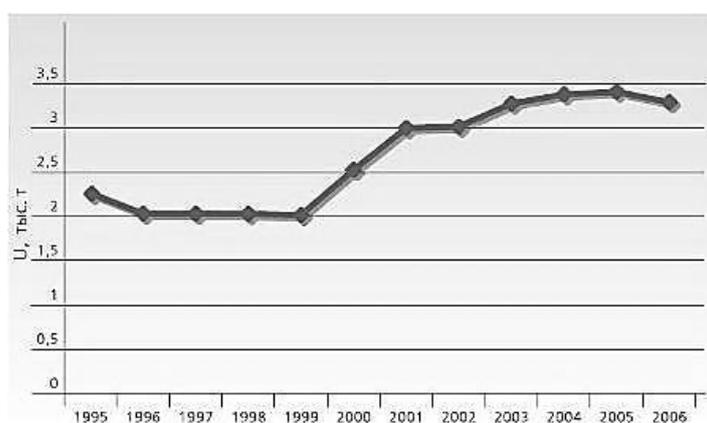


Рисунок 3. Динамика производства урана в России, тыс. тонн

Россия, как один из мировых лидеров в продукции ядерно-топливного цикла, планирует развивать собственную минерально-сырьевую базу, гарантирующую независимое и устойчивое развитие атомной отрасли.

Что касается мировых исследований в области ядерного топлива, то преуспел Китай со своей новой технологией повторного использования топлива. Данная технология была

разработана государственной компанией China National Nuclear Corp. Она позволит повторно использовать ядерное топливо. Испытания прошли в пустыне Гоби, в удаленной провинции Гансу. Выяснилось, что, то же количество топлива, можно использовать в 60 раз больше. "Доказанные месторождения урана в Китае иссякнут через 50-70 лет, но благодаря этой новой технологии, они могут использоваться в течение 3000 лет", - заявили они. Китай увеличил инвестиции в ядерную энергию, с целью уменьшить выброс углекислоты и зависимость страны от угля, на долю которого выпадает более 70 процентов энергетического рынка страны. Китай, также как и Франция, Соединенное Королевство и Россия активно внедряет переработку использованного радиоактивного материала, что позволяет создавать ядерное топливо для повторного использования. Но независимые исследователи заявляли, что коммерческое применение такой переработки невыгодно из-за вопросов цены, технологий и безопасности. Китай на данный момент является второй по величине экономикой в мире, обогнав Японию в 2010. Страна стремится получать 15 процентов необходимой энергии из возобновляемой энергии к 2020 году [7].

В заключении можно отметить, что быстро меняющаяся ценовая ситуация на энергетических рынках повлияла и на рынок урана. За последние годы, текущие цены на оптовом рынке увеличились почти в пятнадцать раз. По темпам повышения цен уран оставил позади самые ходовые товары, в том числе нефть и золото. Серьезные изменения цен на энергетические ресурсы влияют на традиционное соотношение затрат в экономике АЭС, где на сегодняшний день доля капитальных затрат в себестоимости электроэнергии составляет примерно 80 %, а текущие расходы около 20 (в тепловой энергетике соотношение обратное) [3].

Ресурсы природного рентабельно извлекаемого из недр урана ограничены. При доминирующей сегодня практике "сжигания" урана в тепловых реакторах эти ресурсы будут исчерпаны уже в следующем веке, как в России, так и в мире в целом. Переработка отработавшего топлива при рецикле Pu (МОКС-топливо) в тепловых реакторах может лишь ненамного продлить эти сроки, увеличивая затраты и снижая возможность последующего развития на быстрых реакторах. Если нагрузка на энергетический рынок увеличится, то, скорее всего, в разных странах мира заявки на развитие атомной энергетики будут пересмотрены в сторону увеличения. В этом случае проблемы с дефицитом природного урана наступят раньше [4].

Несомненно, это приведет к росту цен на природный уран. Цена на уран будет сильно зависеть не только от того, как будет развиваться реальная атомная энергетика, но и от заявленных разными странами масштабов ее развития.

Рост оптовых цен на природный уран обусловлен объективными причинами, связанными с выравниванием прибыли между участниками атомного сектора производства энергии.

Потенциал роста цен до предела конкурентоспособности АЭС имеет большой резерв (примерно в 10 раз) даже в той ситуации, если цены на органические ресурсы больше не будут увеличиваться.

В настоящее время годовые потребности в природном уране составляют около 66 тыс. т (при годовой добыче около 40 тыс. т), что в финансовом эквиваленте даже по последним ценам оптового рынка составляет только около 19 млрд. дол. В то же время годовой объем торговли нефтью составляет около 2 млрд. т или в денежном эквиваленте более 1 трлн. дол. Понятно, что спекуляции на урановом рынке не представляют сложности с точки зрения финансовых ограничений, и, конечно, они будут присутствовать [5].

Мировой спрос на уран постоянно увеличивается. Работающие в мире в настоящее время реакторы ежегодно потребляют 77 тыс. тонн урана (U_3O_8). По прогнозам МАГАТЭ, при средних темпах развития атомной энергетики к 2050-му годовая потребность в этом топливе вырастет до 170–180 тыс. тонн. Начиная с 1991 года, мировой дефицит в сырье для ядерного топлива компенсируется имеющимися запасами урана, поскольку после развала Советского Союза и прекращения военной гонки две противоборствующие державы – СССР

и США – выбросили на мировой рынок запасы оружейного урана. Однако уже к середине 2020–х годов эти резервы исчерпаются [6].

Масштабное развитие атомной энергетики связано с практической реализацией топливного цикла, в котором уже не только изотоп уран-235 является энергетическим ресурсом, но и уран-238 после превращения в плутоний становится новым делящимся изотопом. Таким образом, сырьевой ресурс топлива увеличивается в десятки раз. А если принять во внимание, что при такой эффективности топливного цикла и более дорогие ресурсы природного урана, а в последствие и тория, становятся рентабельными, то можно говорить о практической неисчерпаемости ресурсной базы атомной энергетики при любых мыслимых масштабах ее развития [8].

Список литературы:

1. <http://geo-ecology.ru/>. География и экология.
2. «Вестник Атомпрома» №7, ноябрь-декабрь 2007 года.
3. <http://www.ng.ru/energy/>. Независимая газета.
4. <http://www.infprom.ru/>. Топливо и его виды.
5. <http://www.minatom.ru/> Пресс-центр атомной энергетики и промышленности.
6. <http://www.russianatom.ru>. Институт проблем безопасного развития атомной энегетики РАН.
7. <http://globalscience.ru/>. научно-популярные новости и статьи.
8. Митенков Ф.М. Перспективы развития быстрых реакторов-размножителей // Атомная энергия, июнь 2002. Т. 92. Вып. 6. С. 423-432.

РАЗРАБОТКА ВИРТУАЛЬНЫХ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ ПО КУРСУ «ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОАУДИТ»

Г.Н. Климова, к.т.н., доцент, Е.Ж. Сарсикеев, ассистент кафедры ЭПП,
М.А. Садыров, магистрант
Научный руководитель: Г.Н. Климова, к.т.н., доцент
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
sadyrof@mail.ru

Генеральная Ассамблея ООН объявила 2012 год Международным годом устойчивой энергетики, что представляет собой ценную возможность для повышения уровня информированности о важности расширения устойчивого доступа к энергоресурсам, энергоэффективности и возобновляемым источникам энергии. Основным фактором, который сдерживает социально-экономическое развитие, и развитие человеческого потенциала является ограниченный доступ к экологически чистым, недорогим и надежным источникам энергии. И это является основным препятствием на пути достижения целей, сформулированных в Декларации тысячелетия. «ООН-энергетика», возглавляемая Генеральным секретарем ООН Пан Ги Мун, координационная группа в составе 20 учреждений системы ООН, осуществляет новую глобальную инициативу. Эта инициатива под названием «Устойчивая энергетика для всех» направлена на достижение к 2030 году трех основных целей: обеспечение всеобщего доступа к современным энергетическим услугам; снижение интенсивности мирового энергопотребления на 40 процентов; увеличение доли возобновляемых источников энергии в мире до 30 процентов [1].

Энергосбережение это реализация правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное использование и экономное расходование топливно-энергетических ресурсов и на вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии, позволяющие решить важную задачу по сохранению природных ресурсов [2]. Россия одна из первых стран, выдвинувших вопросы энергосбережения и энергетической безопасности на международный уровень. Ключевыми документами, способствующими реализации энергосбережения на территории РФ, являются: Указ Президента РФ от 04.06.2008 №889 «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики», Федеральный закон РФ от 23 ноября 2009 года №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности». Цель государственной политики в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности сводится к снижению энергоемкости ВВП на 40 % к 2020 году. В данной проблеме значительное место отводится гуманитарной составляющей, а именно формированию энергосберегающего образа жизни [3]. В этом плане внедрение учебных курсов «Энергосбережение» в нашем университете является отражением выполняемых работ.

Учебный курс «Энергосбережение и энергоаудит» является новым, актуальность которого продиктована сложившейся ситуацией в сфере производства, передачи, распределения, сбыта, потребления и утилизации топливно-энергетических ресурсов. Данный курс охватывает технические вопросы, нормативно-правовую базу энергосбережения и методики оценки экономической эффективности энергосберегающих мероприятий. В нормативно-правовой базе рассматриваются: федеральные законы, постановления правительства, указы президента РФ, а также законы, приказы, постановления местного уровня. Основой для оценки экономической эффективности энергосберегающих мероприятий служат результаты технических расчетов и сопоставлений. Также рассматриваются вопросы показателей качества электрической энергии (ПКЭЭ), так как они напрямую связаны с показателями энергетической эффективности и играют определяющую роль [2].

Для данного курса разработан виртуальный комплекс лабораторных работ по определению показателей качества электрической энергии, реализованный в программном пакете MatLab. Внедрение такого рода работ является откликом на быстро развивающуюся концепцию «виртуальной учебной среды». На сегодняшний день активно изучается и внедряется в образовательный процесс концепция работы в виртуальной учебной среде электронного обучения. До недавнего времени широкое применение данной концепции было проблематичным из-за технических проблем информационно-коммуникационных технологий (ИКТ), низкого уровня подготовки персонала учебного заведения и студентов к работе в сфере ИКТ.

К настоящему моменту сложилось два традиционных направления подготовки студентов в сфере ИКТ.

Первое направление связано с компьютерным ликбезом – освоением ИКТ общего назначения текстовых и графических редакторов, электронных таблиц, сервисов электронной почты, Интернет-браузеров и поисковых систем.

Второе направление подготовки студентов по ИКТ – освоение специализированных ИКТ, овладение системами автоматизации профессиональной деятельности в сфере профессиональной подготовки (например: CAD/CAM/CAE/PDM системы) [4].

Целями разработанного комплекса лабораторных работ являются развитие информационно-коммуникативных компетенций, а также компетенций анализа и обобщения данных, как отдельных элементов, так и системы в целом.

Поставленные цели достигаются решением следующих задач: моделированием систем электроснабжения (СЭС) в программной среде, определением параметров элементов СЭС а также, ПКЭЭ и проведением технических мероприятий по их улучшению в соответствии с требованиями регламентированными ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения». В ходе работ разработаны методические указания по построению модели СЭС в среде приложения Simulink программного пакета MatLab, предназначенные для интерактивного моделирования нелинейных динамических систем. Среда визуального моделирования Simulink содержит большое количество блоков, которые представляют собой математические модели различных устройств, а также блоки, реализующие типовые звенья, применяемые в технических системах. Объединения стандартных блоков, соответствующие отдельным элементам динамической системы, позволяют моделировать поведение системы во времени. Кроме того, в среде Simulink содержатся блоки, которые позволяют визуализировать процессы моделирования и формировать различные сигналы задания [5].

В разработанном методическом указании подробно описан порядок действий по построению модели СЭС на основе типовой схемы СЭС. В качестве примера приведена типовая схема СЭС построенная в Simulink (рис. 1).

В данной лабораторной работе определяются три основных ПКЭЭ: установившееся отклонение напряжения, несимметрия напряжения и несинусоидальность напряжения.

Отклонение напряжения определяется по формуле [6, 7]:

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100\%$$

Значение усредненного напряжения U_y в киловольтах вычисляется как результат усреднения N наблюдений напряжения $U_{(1)i}$ за интервал времени 1 мин по формуле:

$$U_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N U_i^2}{N}}$$

где U_i - значение напряжения $U_{(1)i}$ или $U_{1(1)i}$ в i -ом наблюдении, кВ.

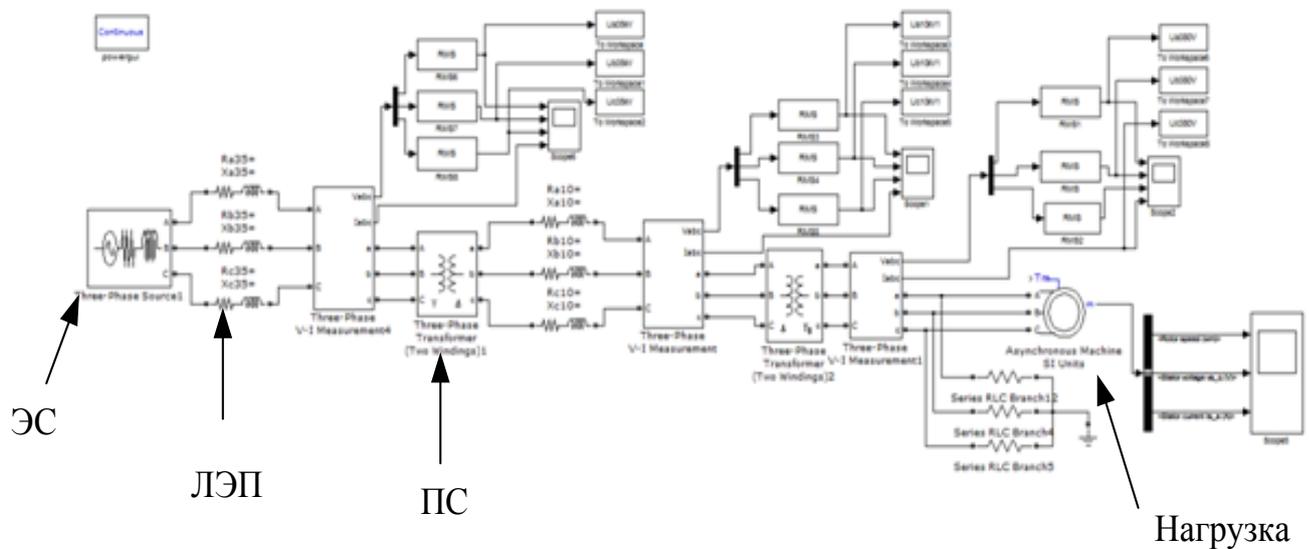


Рисунок 1. Типовая схема СЭС в Simulink

Значение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения K_U в процентах вычисляется как результат усреднения N наблюдений K_{Ui} на интервале времени T , по формуле:

$$K_U = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{Ui}^2}{N}}$$

где K_{Ui} - действующие значения гармонических составляющих напряжения в диапазоне гармоник от 2-й до 40-й, определяется для каждого i -го наблюдения за установленный период времени.

$$K_{Ui} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)i}^2}}{U_{ном}} \cdot 100$$

Значение коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} в процентах вычисляется как результат усреднения N наблюдений K_{2Ui} на интервале времени T , по формуле:

$$K_{2U} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N K_{2Ui}^2}{N}}$$

где K_{2Ui} определяется как:

$$K_{2Ui} = \frac{U_{2(1)i}}{U_{нно}} \cdot 100\%$$

Разработанные лабораторные работы по курсу «Энергосбережение и энергоаудит» позволяют существенно повысить качество данной формы занятий, развить компетенции

работы с инженерно-прикладными программами, компетенции анализа и систематизации данных, а также помочь в решении некоторых технических задач.

Список литературы:

1. Газета «Энергетика и промышленность России», <http://www.eprussia.ru>
2. Г.Н. Климова, А.В. Кабышев. Элементы энергосбережения в электроснабжении промышленных предприятий, учебное пособие, Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2008. – 187с.
3. Материалы из 3-й общероссийской конференции «Государственная политика в области энергетической эффективности и энергосбережения», 26 апреля 2012г., Центр международной торговли, Москва.
4. А.В. Соловов. Подготовка персонала для виртуальных учебных сред. Журнал «Высшее образование в России» №10, 2009.
5. В.П. Дьяконов. MATLAB 7.*/R2006/R2007: Самоучитель. – М.: ДМК Пресс, 2008. – 768 с.
6. Волков Н.Г. Качество электроэнергии в системах электроснабжения: учебное пособие, Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2010. – 152с.
7. ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

СИСТЕМА ЭНЕРГО - И ВОДОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ К ТРАНСПОРТУ ПРИРОДНОГО ГАЗА И ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ ОПТИМИЗАЦИИ ЕЕ СТРУКТУРЫ И ПАРАМЕТРОВ

И.В. Долотовский, к.т.н., с.н.с., А.В. Ленкова, аспирант
Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.
г. Саратов, Россия
dolotowsky@mail.ru

Современная концепция развития энергетического хозяйства предприятий добычи, подготовки к транспорту и переработки углеводородного сырья (ПДТП УВС) базируется на принципах максимального использования вторичных энергетических ресурсов, в том числе горючих отходов, сжигаемых в факельных системах, минимизации водопотребления от внешнего источника и водоотведения основного и вспомогательного процессов путем организации замкнутых технологических циклов в каждый период функционирования предприятия, включая строительство, ввод в эксплуатацию, эксплуатацию, вывод из эксплуатации.

Эти принципы реализованы в разработанной системе тепло- электро- водоснабжения (СТЭВС) ПДТП УВС (рисунок) на основе комплексного решения задачи повышения энергетической эффективности и экологической безопасности с учетом взаимосвязи технологических производств и систем генерации и потребления энергоресурсов, водоснабжения и утилизации горючих отходов и стоков [1]. Предлагаемая система является инновационной альтернативой существующей системе обеспечения ПДТП УВС тепловой и электрической энергией и водой, когда первоначально вводится в эксплуатацию временная система электроснабжения с приводом от двигателей внутреннего сгорания, система водоснабжения от подземных источников и временная водогрейная отопительная котельная. При этом последний источник функционирует только в период ввода в эксплуатацию основного оборудования ПДТП УВС, а в остальное время жизненного цикла предприятия или находится в консервации, или эксплуатируется с минимальными нагрузками в режимах с повышенным удельным потреблением первичных энергоносителей. Этих недостатков нет в разработанной нами системе энерго- водообеспечения, имеющей ряд технологических и аппаратурных преимуществ.

Повышенная энергоэффективность СТЭВС обеспечивается за счет полезного использования теплоты дымовых газов, выходящих из нейтрализатора, для генерации водяного пара в парогенераторе, и за счет использования теплоты высокотемпературного потока выхлопных газов, подаваемых на котел-утилизатор. Использование в качестве топлива на горелках нейтрализатора газовых и жидкофазных горючих отходов, подаваемых на газовый эжектор, обеспечивает снижение удельного потребления топлива на совместную выработку (когенерацию) электрической и тепловой энергии и водоснабжение. За счет термического обезвреживания на нейтрализаторе промстоков дренажа, отсепарированной воды и воды промывки оборудования повышается экологическая безопасность ПДТП УВС, поскольку исключается загрязнение литосферы при подземном захоронении промстоков. Снижение затрат на водоснабжение обеспечивается использованием конденсата водяных паров в качестве рабочего тела паросилового блока, теплоносителя системы теплоснабжения и исходной воды системы хозяйственного водоснабжения ПДТП УВС. Увеличение срока непрерывной работы СТЭВС по сравнению с существующей системой энерго- водообеспечения обусловлено высокой надежностью основного оборудования, комплектуемого СТЭВС, не нуждающегося в замене или выводе в консервацию и используемого на всех этапах жизненного цикла предприятий, от начала строительства объекта до его вывода из эксплуатации.

Следует отметить, что нейтрализатор промстоков и утилизации горючих отходов может являться одним из элементов технологического блока 1 ПДТП УВС, например блока регенерации абсорбента установок осушки газа – патент [2]. Кроме того, технологический блок 2 СТЭВС (газоперекачивающий агрегат с воздушным компрессором, газовой турбиной и камерой сгорания) характерен лишь для предприятий, осуществляющих подачу газа в магистральный газопровод.

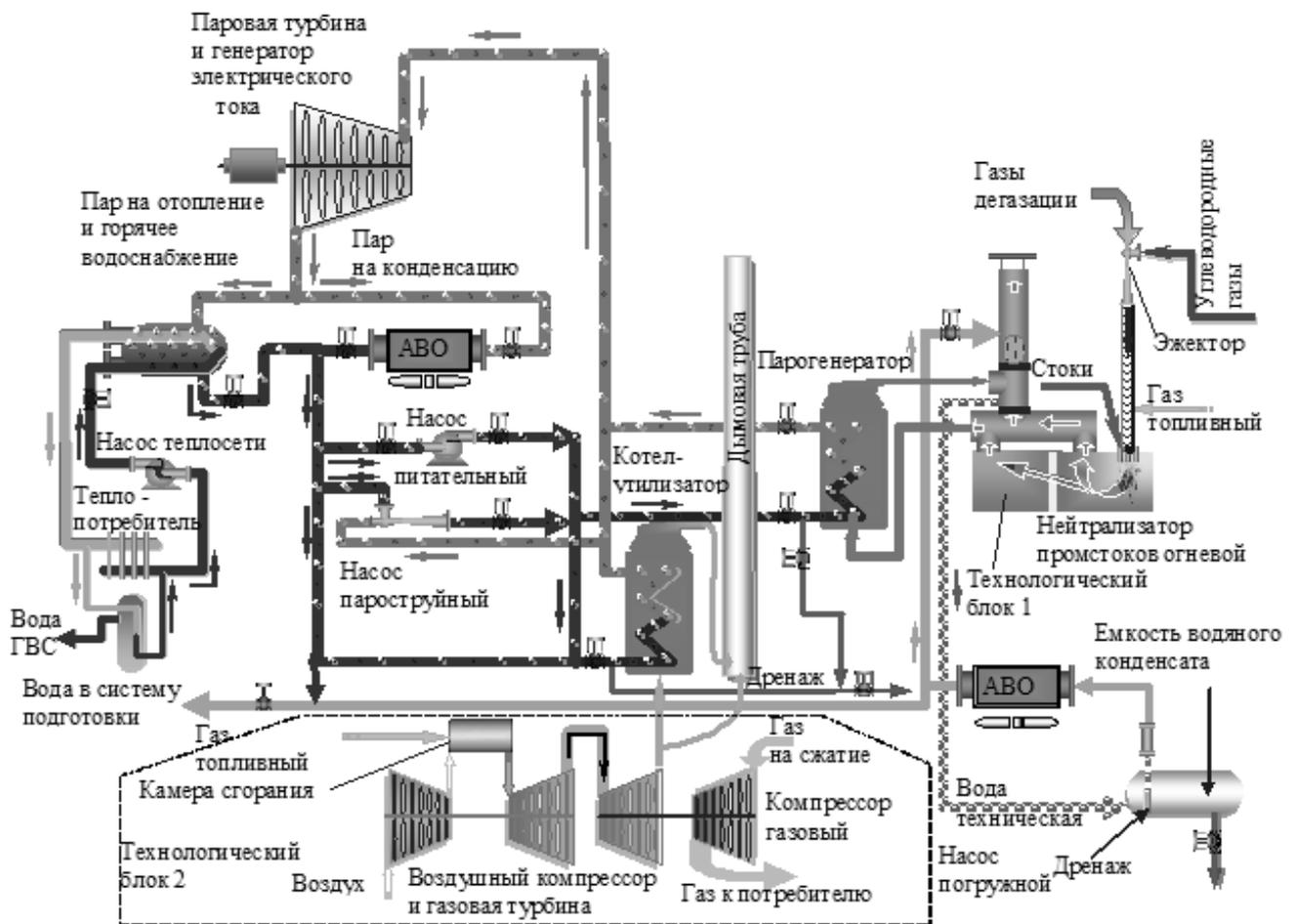


Рисунок 1. Система тепло- электро- водоснабжения ПДТП УВС

Для объектов с отличной технологической структурой этот элемент или отсутствует, или содержит другое оборудование, например, огнетехнические агрегаты. Важным является только то, что на ПДТП УВС имеются горючие низкопотенциальные газы, промышленные стоки и потребители теплоты, электроэнергии и воды на технологические нужды основного и вспомогательного производств.

Для расчета и выбора стандартных аппаратов СТЭВС, проектирования нестандартного оборудования, формирования оптимальной структуры и режимов эксплуатации отдельных аппаратов и системы в целом разработано информационно-аналитическое обеспечение, содержащее совокупность расчетно-информационных блоков, программных модулей [3-5] и реляционную базу данных. Общая эффективность разработанной СТЭВС определена по многокритериальной методике оптимизации сложноструктурированного энергетического комплекса [6] с использованием разработанной информационно-аналитической системы ИАС ТЭР [5], реализующей определение показателей энергетической эффективности ПДТП УВС с любой технологической топологией.

В качестве обобщенного критерия оптимальности СТЭВС принята так называемая функция «полезности» $\langle U \rangle$, включающая ранжированные по степени значимости показатели технологической, энергетической, технико-экономической эффективности

$$U = \sum \beta_i \cdot \bar{u}_i, \quad (1)$$

где \bar{u}_i – относительное значение i -го показателя эффективности, равное отношению технологической, энергетической, технико-экономической характеристики к максимальному или минимальному значению этого показателя в рассматриваемой группе альтернатив объекта; β_i – коэффициенты рангов частных критериев эффективности.

Рассмотрено пять основных показателей эффективности СТЭВС ПДТП УВС. Энерготехнологическая эффективность определялась по трем показателям – коэффициентам рационализации энергоиспользования $\overline{K_{PЭ}}$, водопотребления от внешнего источника $\overline{K_W}$ и водоотведения $\overline{K_S}$

$$K_{PЭ} = 1 - \overline{(E_A/E_T)}; K_W = 1 - \overline{(W_A/W_T)}; K_S = 1 - \overline{(D_A/D_T)} \quad (2)$$

где $E_T, W_T, D_T, E_A, W_A, D_A$ – приведенные удельные энергоемкости, удельное водопотребление от внешнего источника и удельное водоотведение вариантов СТЭВС – традиционного (существующего) и альтернативного (проектируемого).

Технико-экономическая эффективность анализировалась по значениям интегрального эффекта или чистого дисконтированного дохода (ЧДД) и дисконтированному сроку окупаемости инвестиций (T_{OK}).

Результаты расчета характеристик β_i для матрицы парных сравнений пяти критериев эффективности вариантов СТЭВС следующие:

$$\beta_{K_{PЭ}} = 0,417; \beta_{K_W} = 0,263; \beta_{K_S} = 0,160; \beta_{ЧДД} = 0,097; \beta_{T_{OK}} = 0,062.$$

После подстановки β_i в зависимость (1) получаем выражение для функции «полезности» вариантов СТЭВС:

$$U = 0,417 \cdot \overline{K_{PЭ}} + 0,263 \cdot \overline{K_W} + 0,16 \cdot \overline{K_S} + 0,097 \cdot \overline{ЧДД} - 0,062 \cdot \overline{T_{OK}}.$$

Технические решения по аппаратурному оформлению разработанной СТЭВС и режимам эксплуатации оборудования зависят от технологической топологии ПДТП УВС и требуют соответствующих расчетов, адаптированных к конкретным условиям жизненного цикла предприятия.

В качестве примера в таблице приведены результаты анализа вариантов СТЭВС по частным критериям эффективности и функции «полезности» для действующего газоперерабатывающего предприятия при модернизации его энергетического комплекса. В рассмотренных вариантах технологический блок 2 с котлом-утилизатором (см. рисунок) представлен газотурбинными установками (ГТУ) с выработкой электроэнергии для собственных нужд. Варианты отличаются составом тепло- электрогенерирующего оборудования:

- 1 – 3 турбины GT8C2, 3 котла КУ-93, 3 турбины К-6-2,4;
- 2 – 2 турбины V-64.3А и 2 котла КУ-120, 2 турбины К-6-2,4;
- 3 – 4 турбины GTX-100 и 4 котла КУ-60, 2 турбины К-6-2,4.

Таблица – Показатели эффективности вариантов СТЭВС

Показатель, единица измерения	Варианты СТЭВС		
	1	2	3
Коэффициент рационализации: – энергопотребления $K_{PЭ}$	0,255	0,316	0,217
– водопотребления K_W	0,916	0,912	0,902
– водоотведения K_S	0,974	0,973	0,970
ЧДД, млн. руб. (за 10 лет)	5946,808	4805,669	5857,002
Срок окупаемости, T_{OK} , лет	7,8	10,2	8,5
Относительное значение:			
– интегрального эффекта, $\overline{ЧДД}$	1	0,448	0,93
– срока окупаемости, $\overline{T_{OK}}$	0,765	1	0,833
Функция «полезности» U	0,553	0,509	0,522

Сопоставительный анализ показателей рассмотренных вариантов позволяет сделать вывод о целесообразности внедрения в структуру энергетического комплекса предприятия переработки углеводородного сырья СТЭВС с составом оборудования варианта 1.

Аналогичным образом с использованием методики многокритериального анализа и программного обеспечения определяется эффективность внедрения СТЭВС в структуру энергетического хозяйства любого предприятия добычи, подготовки к транспорту и переработки углеводородного сырья.

Реализация предлагаемого проекта СТЭВС осуществляется поэтапно: разработка вариантов технологических схем; режимная и параметрическая оптимизация оборудования и системы; разработка технического задания на проектирование системы; адаптация проекта для различной технологической топологии предприятий.

Список литературы:

1. Патент 118360 РФ, МПК F01K 17/02. Установка электро-тепло-водоснабжения предприятий добычи, транспорта и переработки углеводородного сырья/ И.В. Долотовский. – №2012109097; заявл. 11.03.2012; опубл. 20.07.2012, Бюл. №20.
2. Патент 114424 РФ, МПК B01D 53/96. Установка регенерации абсорбента с термической утилизацией горючих отходов/ И.В. Долотовский, А.В. Ленькова// Открытия. Изобретения. 2011. № 9.
3. Огневой трубный испаритель: программа для ЭВМ №2012612728 / И.В. Долотовский, А.В. Ленькова, Н.В. Долотовская. – №2012610297; заявл. 17.01.2012; зарегистр. 16.03.2012.
4. Программный комплекс «Аппараты воздушного охлаждения»: программа для ЭВМ №2012613267 / И.В. Долотовский, А.В. Ленькова, Н.В. Долотовская. – №2012611239; заявл. 21.02.2012; зарегистр. 06.04.2012.
5. Система «Энергоресурс»: программа для ЭВМ № 2010615353 / Е.А. Ларин, И.В. Долотовский, Н.В. Долотовская. – №2010613798; заявл. 29.06.10; зарегистр. 20.08.10.
6. Концепция системного анализа и многокритериальной оценки эффективности энергетического комплекса предприятий добычи и переработки углеводородного сырья/ И.В. Долотовский, Е.А. Ларин, Н.В. Долотовская // Вестник СГТУ. – 2011. – №1 (54). Выпуск 3. – С. 187-192.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ТРАНСПОРТИРОВКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В РОССИИ

А.Т. Янгибаева, магистрант, Н.Т. Илебаева, магистрант
Научные руководители: С.Г. Обухов, к.т.н., доцент, И.О. Муравлев, к.т.н., доцент
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
isku26@mail.ru

К настоящему времени в сетях обозначился круг проблем, при транспортировке и распределении электроэнергии такие как:

- значительное несоответствие между требованиями потребителей и возможностями РСК в части надежности электроснабжения;
- значительный разрыв в техническом оснащении и уровне распределительных электрических сетей России в сравнении с аналогичными показателями сетей технически развитых стран;
- высокие фактические потери электрической энергии в сетях напряжением 0,4 и 6-10 кВ;
- расширение применение в электрических сетях устройств микропроцессорной техники и электроники, что ведет к повышению требований к электромагнитной совместимости.

Поставлена проблема энергосбережения в электрических сетях России. С позиции этой задачи, вытекающей из указа Президента Российской РФ № 889 – снизить потери электроэнергии к 2020 году на 40 % по сравнению с 2007.

Потоки энергии в ЕНЭС распространяются не только по запланированным линиям, но и по обширным многослойным трассам с десятками линий электропередачи разной пропускной способности. Сетевые трассы потоков, а не отдельные линии, являются фактическими электропередачами от генераторов к центрам нагрузки. Параметры воздушных линий таковы, что для транспортировки предназначены верхние слои сетей, образованные мощными линиями класса 330, 500 или 750 кВ. Распределение энергии призваны выполнять ниже расположенные слои сети, состоящие из среднечастотных и маломощных линий – линий класса 220 и 110 кВ; по мере приближения к режимам максимальных нагрузок все более проявляются сетевые негативные явления в виде системных аварий, внезапных отключений потребителей в районных сетях, значительные сетевые потери и чрезмерные отклонения и колебания напряжения. Одной из объективных причин указанных явлений являются неадекватные потоки активной мощности в сетях 220 и 110 кВ. Так названы значительные составляющие транспортных потоков верхних слоев, ответвляющиеся через автотрансформаторы связи в средние и нижние слои. Перевод неадекватных потоков активной мощности в верхние слои сети уменьшит потери в сетях 220 кВ в два раза – с 4,0 % до 2 %, а в сетях 110 кВ тоже практически в два раза – с 5,0 % до 2,5 %. При этом, естественно, такой перевод потоков несколько увеличит потери в сетях 330–750 кВ, но существенно меньше – с 1,0 % до 1,2 %;

В итоге суммарные потери в сетях 110, 220, 330, 500 и 750 кВ уменьшатся на 40 % . то есть в 1,67 раза. Таким образом, задание по снижению потерь на транспортировку и распределение электроэнергии будет выполнено. Для этого потребуется установить на части подстанций 500/220 кВ порядка 80 кросс-трансформаторов класса 220 кВ, выключатели и разъединители к каждому из них. По предварительным оценкам за счет экономии потерь срок окупаемости каждой из установок составит 1–2 года.

В последние годы для целей исследования потоков в сплошных средах используется хорошо разработанный физиками анализ векторных функции математического поля – векторный анализ. Он позволил однозначно определить оптимальную обобщенную конфигурацию сети, в которой транспортные потоки активной мощности протекают только по верхнему слою сети.

Для эффективного распределения и транспорта электроэнергии необходимо решить ряд существующих проблем таких как снижение технических потерь. Это довольно сложная задача, поскольку в настоящее время потери электроэнергии в сетевом комплексе ЕЭС России составляют 15 % , то есть находятся на уровне электрических сетей таких стран Африки, как Берег Слоновой Кости, Сенегал, Камерун. Чтобы решить аналогичную задачу Германии потребовалось тридцать лет, Японии – двадцать пять лет. Отметим, что указанные данные о потерях нельзя считать исчерпывающими, поскольку не все сетевые компании предоставляют сведения о потерях, а автоматизированные системы коммерческого учета электрической энергии только начинают внедряться. Высокий уровень потерь является индикатором низкого качества электроэнергии в электрических сетях России и так как потери электроэнергии и качество электроэнергии две взаимосвязанные компоненты, определяющих экономику электрической сети, или экономическую эффективность транспортирования электроэнергии от генераторов до потребителей.

Если рассмотреть точные данные технических потерь электроэнергии то, в сетях РСК и ОАО энергетики и электрификации напряжением 220 кВ и ниже потери электроэнергии составляют 78 % от общих потерь, из них в сетях 110-220 кВ - 28%; сетях 35 кВ – 16 % и сетях 10-0,4 кВ – 34 %.

Потери электроэнергии, не зависящие от нагрузки, составляют 24,7%, нагрузочные потери - 75,3 % от общих потерь. В составе нагрузочных потерь 86 % - потери в линиях передачи и 14 % - в трансформаторах. В условно-постоянных потерях электроэнергии 67 % составляют потери холостого хода трансформаторов, собственные нужды подстанций – 11 %, прочие потери – 22 %.

Причинами роста технических потерь являются:

- изношенность электрооборудования;
- использование устаревших видов электрооборудования;
- несоответствие используемого электрооборудования существующим нагрузкам;
- неоптимальные установившиеся режимы в сетях РСК по уровням напряжения и реактивной мощности;
- влияние оптового рынка электроэнергии на режимы сетей.

Принимая во внимание большой уровень технических потерь в сетевых объектах РСК, можно констатировать, что в предстоящий период предстоит большая работа по совершенствованию распределительного электросетевого комплекса. В этой связи необходимо:

- разработать схемы развития распределительных электрических сетей напряжением 220-35 кВ, напряжением 6-10 кВ и 0,4 кВ с учетом планов развития генерирующих источников;
- разработать программы нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения сетей.
- В период до 2015 года подлежит восстановлению или замене:
- более 1,0 млн. км воздушных и кабельных линий;
- около 45 % силовых трансформаторов (~240 тыс. единиц) на подстанциях 6-10/0,4 кВ, почти 60 % масляных выключателей, установленных в распределительных устройствах и секционирующих пунктах, и более 50 % измерительных трансформаторов.

По данным ЕЭС в Российской электроэнергетике в период до 2020 г. будут свойственны те же тенденции, что и мировой, а именно: небольшое изменение структуры первичных энергоресурсов, используемых для производства электроэнергии, дальнейшее развитие Единой электроэнергетической системы страны и ее интеграция с энергосистемами стран СНГ и Западной Европы, усиление процессов автономизации энергоснабжения.

В ближайшие годы потребуются большие инвестиции для стимулирования создания гибких, согласованных и надежных электрических сетей, разработанных в соответствии с новыми архитектурными решениями и с использованием инновационных технологий.

Информационные технологии могут сыграть важную роль в повышении эффективности и надежности систем, поэтому необходимо всячески поддерживать их внедрение на всех участках электрической системы. Необходимо стимулировать улучшение отношений между секторами производства и потребления, а также синергетику с другими сетевыми инфраструктурами Евросоюза.

Список литературы:

1. Положение о технической политике в распределительном электросетевом комплексе(Приложение к Приказу ОАО «МРСК Центра и Северного Кавказа» от 14.11.2006 №228).
2. Злоба дня, д.т.н. Добрусин Л.А.академик АЭН РФ, «Проблема качества электроэнергии и электроснабжении в России.
3. Корпоративный технический журнал АББ 2/2007 «Энергеэффетивность»

РАЗРАБОТКА УЧЕБНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ПО УПРАВЛЕНИЮ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМ ОБОРУДОВАНИЕМ И ОСВЕТИТЕЛЬНОЙ НАГРУЗКОЙ НА БАЗЕ МИКРОКОНТРОЛЛЕРА ARDUINO 328

М.С. Айтжанов, студент, М.Е. Реймхен, студент
Научный руководитель: Е.В. Иванова, д.т.н., профессор
Инновационный Евразийский Университет
г.Павлодар, Казахстан
reimhen_max@mail.ru

Микроконтроллеры вошли во все сферы технического прогресса от управления ядерным реактором до обычных бытовых приборов.

Повышение уровня автоматизации электроэнергетических систем и внедрение интеллектуальных систем управления энергоемкими объектами является одной из актуальных задач современной науки. Такие системы наряду с выполнением в автоматическом режиме заданных функций, обеспечивают экономию электроэнергии, что для многих предприятий является ключевым моментом в принятии решения об автоматизации.

Учебно-экспериментальный комплекс позволяет моделировать автоматические процессы управления, электротехнологическим оборудованием и осветительной нагрузкой.

В процессе разработки учебно-экспериментального комплекса стояла задача реализации полного цикла проектирования, начиная от разработки алгоритма функционирования и заканчивая комплексными испытаниями, а возможно, и сопровождением при эксплуатации.

Одной из главных особенностей систем, делающие возможным создание сложных систем управления на базе микроконтроллеров, является возможность объединять отдельные устройства, управляемые микроконтроллерами в единую сеть, позволяющую отдельным элементам сети обмениваться информацией и влиять на поведение других элементов сети. Это делает возможным, например, объединить в одну сеть несколько контроллеров обрабатывающих данные, поступающие от разнообразных датчиков и других контроллеров. Как результат, дана возможность использовать для создания систем управления набор специализированных микроконтроллеров, объединенных в единую вычислительную сеть, вместо использования одного универсального микроконтроллера, что позволяет снизить стоимость готовой системы. В подобной микроконтроллерной сети каждый отдельный микроконтроллер, отвечает за отдельную функцию системы и управляется отдельной программой, что позволяет упростить разработку сложных систем. Кроме всего прочего, в ряде случаев, распределенные микроконтроллерные управляющие системы обладают большей производительностью и скоростью реакции всей системы в целом, а так же появляется возможность наращивания мощности системы путем добавления новых элементов сети или замены микроконтроллеров, ограничивающих скорость работы системы на более мощные микроконтроллеры без внесения серьезных изменений.

Основной функцией системы управления освещением является управление объектами освещения – автоматическое и оперативное. Автоматическое управление осуществляется по гибко задаваемому расписанию или алгоритму. После ввода расписания на весь календарный год, комплекс может осуществлять автоматическое управление освещением без вмешательства оператора. Дополнительными функциями комплекса являются функции сбора и обработки, визуализации и архивирования состояния сигналов и значений измерений объекта освещения.

Полученные сигналы, связанные с какими-либо событиями (например датчик двери – проникновение на объект) заносятся в протокол событий. Телеизмерения не только избавляет от необходимости объезжать подстанции обслуживающим персоналом для снятия показаний энергии и ручной «бумажной» работы по обработке этих данных, а помогают,

ориентируясь на потребляемый ток вычислять количество не работающих светильников, проводить анализ работы системы освещения и др.

Область применения:

- Городское уличное освещение;
- Наружная световая реклама;
- Освещение территории предприятий;
- Внутреннее освещение крупных энергообъектов;
- Освещение территории жилых домов и коттеджей.

В связи с этим появилась необходимость разработки и создания учебно-экспериментального комплекса для управления электрооборудованием на базе микроконтроллера. В ходе данного проекта были исследованы возможности наглядно и доступно продемонстрировать принципы построения систем автоматического управления.

В процессе разработки учебно-экспериментального комплекса стояла задача реализации полного цикла проектирования, начиная от разработки алгоритма функционирования и заканчивая комплексными испытаниями, а возможно, и сопровождением при эксплуатации. Для учебно-экспериментального был выбран микроконтроллер Arduino atmega 328 так как он подходит по всем техническим требованиям, которые необходимы для полного функционирования учебно-экспериментального комплекса.

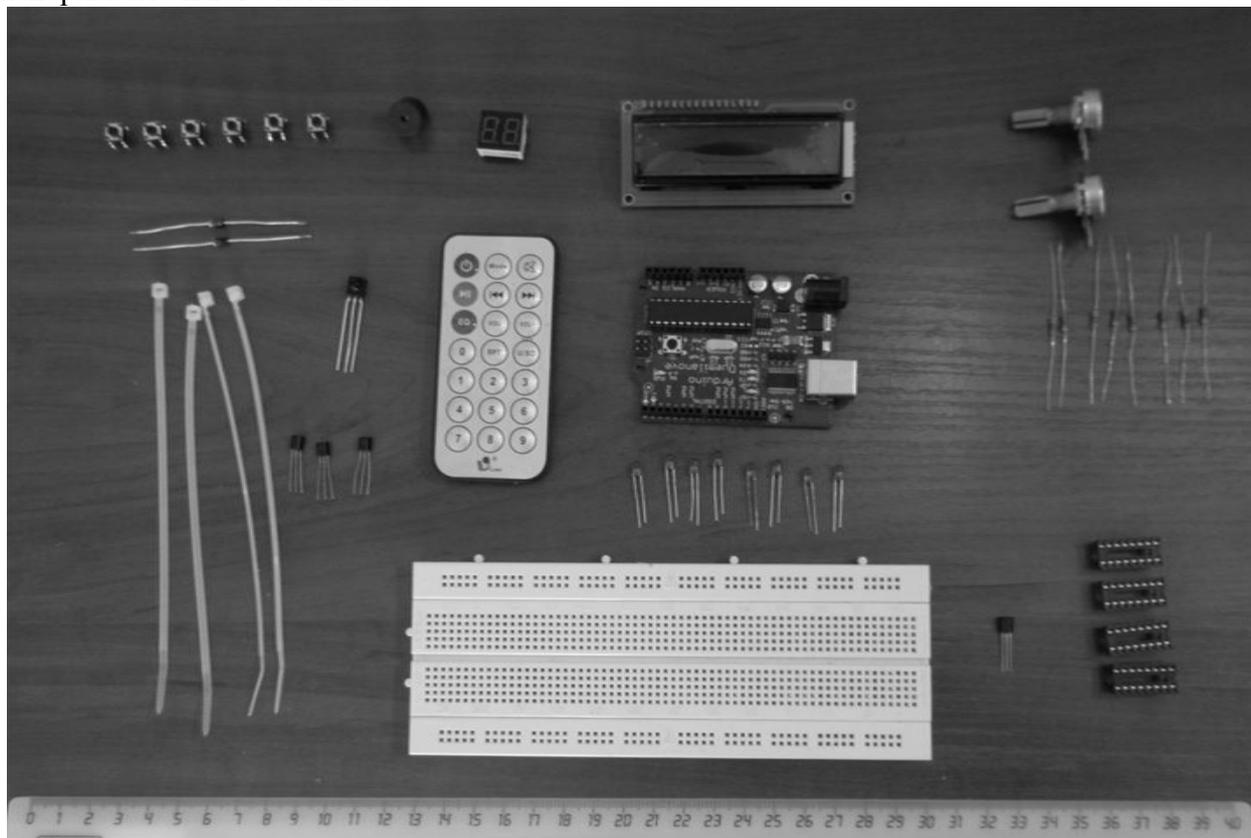


Рисунок 1. Компоненты учебно-экспериментального комплекса

После выбора микроконтроллера составлена структурная схема комплекса, по которой были разработаны принципиальные схемы блоков входящих в состав комплекса. Архитектура комплекса позволяет без больших экономических затрат расширять модельный ряд заменяемых блоков. Принципиальная схема стенда выполнена в виде схем отдельных блоков, представленных на лицевой панели

Концепция учебно-экспериментального комплекса основана на идее физической имитации объекта управления (ОУ). Учебно-экспериментальный комплекс представляет собой законченную установку, включающее визуальную и поведенческую имитацию

технологического объекта, а также средства создания управляющего алгоритма с возможностью запуска его на исполнение.

Учебно-экспериментальный комплекс позволяет моделировать автоматические процессы управления, электротехнологическим оборудованием и осветительной нагрузкой.

Для достижения цели были собраны сведения по созданию управляющих алгоритмов из открытых источников. Из этого набора сформирован пакет типовых сценариев, предполагающих параллельную (независимую) обработку дискретных сигналов, регулирование физических параметров, обработку событий, работу с временными интервалами.



Рисунок 2. Учебно-экспериментальный комплекс

В процессе разработки был сделан вывод, что концепция учебно-экспериментального комплекса применима при создании управляющих алгоритмов.

Практические возможности применения данного учебно-экспериментального комплекса довольно обширны. Оборудование учебно-экспериментального комплекса может применяться в учебном процессе при проведении лабораторного практикума, а так же при исследовательских экспериментах магистрантов.

СВЕРХЛЕГКИЕ КЕРАМИЧЕСКИЕ БРОНЕЗАЩИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ, ПОЛУЧАЕМЫЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ НАНОСТРУКТУРНЫХ МЕХАНОАКТИВИРОВАННЫХ ПОРОШКОВ КАРБИДА БОРА

У.К. Тентиев, магистрант

Научный руководитель: А.А. Сивков, д.т.н., профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Г. Томск, Россия

tentiev.urmat@mail.ru

В последние годы в России и за рубежом проводятся интенсивные работы в области создания противопульной бронезащиты на основе керамических материалов. Благодаря меньшему весу керамическая бронезащита может применяться в средствах индивидуальной защиты и транспортных средствах, где есть ограничения по весу и одновременно требуется высокая пулестойкость. Наиболее предпочтительным материалом является карбид бора, сочетающий высокую микротвердость (5000 кгс/мм^2) с низким удельным весом (2.52 г/см^3).

Однако ресурсы повышения защитных свойств бронезащиты с использованием традиционных керамических материалов на данном этапе практически исчерпаны. Новым направлением в улучшении физико-механических свойств керамики может стать применение наноматериалов.

Прикладной интерес к наноматериалам обусловлен возможностью значительной модификации и даже принципиального изменения свойств известных материалов при переходе в нанокристаллическое состояние, новыми возможностями, которые открывает нанотехнология в создании материалов и изделий из структурных элементов нанометрового размера [1].

Получение наноструктурного порошка легированного карбида бора. Получение наноструктурного порошка легированного карбида бора $93 \% \text{ B}_4\text{C} + 7 \% (\text{TiB}_2 + \text{TiC})$ осуществлялось методом механоактивации. Предварительно измельченный до среднего размера 1-2 мкм порошок механоактивировали в планетарной центробежной мельнице в размольных барабанах, изготовленных из стали У8А ГОСТ 1435-99 (твердость после закалки составляет 55 HRC). В качестве мелющих тел были использованы стальные шары диаметром 10 мм общей массой 800 г. При этом отношение массы шаров к массе порошка составило 16:1. Процесс механоактивации проводили при центробежном ускорении 60g, при частоте вращения вала 1450 об/мин в течение 45 мин.

Для определения формы и размеров частиц механоактивированную порошковую композицию $93 \% \text{ B}_4\text{C} + 7 \% (\text{TiB}_2 + \text{TiC})$ исследовали на электронном микроскопе просвечивающего типа УЭМВ100 К с увеличением 50 000. При этом применялся метод влажного препарирования в 1 % растворе коллодия.

Было установлено, что частицы порошка имеют неправильную форму строения осколочного типа. Порошковая композиция $93 \% \text{ B}_4\text{C} + 7 \% (\text{TiB}_2 + \text{TiC})$ состоит как из отдельных частиц (рис. 1а), так и из конгломератов (рис. 1б). Размеры частиц варьируются в пределах от 40 до 90 нм [1].

Помимо этого был проведен и химический анализ по определению содержания примесного железа в порошковой композиции $93 \% \text{ B}_4\text{C} + 7 \% (\text{TiB}_2 + \text{TiC})$ после механоактивации и после горячего прессования (ГП) (табл.1).

Данное исследование было проведено с целью оценки степени влияния примесного железа на микроструктуру и прочностные характеристики компактов легированного карбида бора. Как видно из результатов химического анализа в процессе ГП происходит снижение содержания железа с 2.5 до 1.5 % (по-видимому, вследствие частичного выхода расплавленного железа на поверхность прессовки и испарения). Проведенные впоследствии микроструктурные исследования и механические испытания показали, что содержание примесного железа в количестве 1.5 % не оказывает какого-либо заметного влияния на

структуру наноструктурной керамики 93 % V_4C_3 + 7 % (TiB_2 + TiC) и ее прочностные свойства.

Таблица 1. Содержание примесного железа

Проба	Содержание Fe, % мас.
Механоактивированная порошковая композиция 93% V_4C_3 + 7% (TiB_2 + TiC)	2,5±0,2
Наноструктурная керамика 93% V_4C_3 + 7% (TiB_2 + TiC) после проведения ГП	1,5±0,2

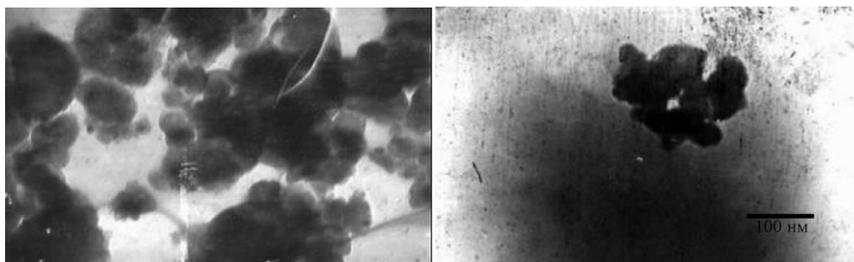


Рисунок 1. Порошковая композиция 93 % V_4C_3 + 7 % (TiB_2 + TiC), состоящая как из отдельных частиц (а), так и из конгломератов (б)

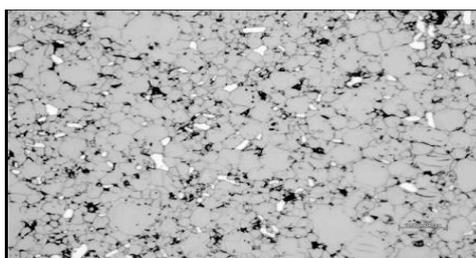


Рисунок 2. Микроструктура наноструктурной керамики 93 % V_4C_3 + 7 % (TiB_2 + TiC), изготовленной методом ГП из механоактивированного порошка.

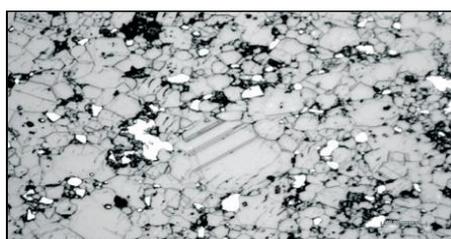


Рисунок 3. Микроструктура керамики 93 % V_4C_3 + 7 % (TiB_2 + TiC), изготовленной методом ГП по традиционной технологии

Микротвердость определяли вдавливанием индентора (алмазной пирамидки с квадратным основанием и углом между противоположными гранями при вершине 136°) в испытуемый образец с нагрузкой 200 г [2].

Горячее прессование и микроструктурное исследование. Учитывая, что при механоактивации порошков происходит увеличение запаса внутренней энергии порошковых частиц, что, в свою очередь, приводит к активизации процессов уплотнения при ГП, было сделано предположение о значительном снижении температуры выдержки ГП данной порошковой композиции. Экспериментальным путем было установлено, что теоретическая плотность 2.66 г/см^3 горячепрессованной наноструктурной керамики 93 % V_4C_3 + 7 % (TiB_2 + TiC) при давлении прессования 30 МПа достигается при температуре выдержки 1900°C (для керамики, изготовленной из исходной, не механоактивированной порошковой композиции температура выдержки ГП для достижения теоретической плотности составляет 2100°C).

Таким образом, механоактивация порошковой композиции 93 % В4С + 7 % (TiB2 + TiC) позволила снизить температуру выдержки ГП на 200 °С – от 2100 до 1900 °С и уменьшить за счет этого общую продолжительность процесса ГП на 30-40 мин [1].

Микроструктурное исследование горячее прессованной наноструктурной керамики показало, что микротвердость фазы на основе В4С составила 5650–7150 кгс/мм² при среднем значении 6400 кгс/мм² (рис. 2).

Для керамики 93 % В4С + 7 % (TiB2 + TiC), изготовленной методом ГП по традиционной технологии, сырьем для которой является порошок со средним размером частиц 1.5 мкм, микротвердость фазы на основе В4С составила 5260-6100 кгс/мм² при среднем значении 5400 кгс/мм², что меньше микротвердости наноструктурной керамики на 19 % (рис. 3). При этом значительно повысился и уровень механических характеристик керамики. Так, предел прочности при сжатии возрос на 50–55 % (1900 МПа против 1230 МПа), предел прочности при изгибе – на 10–15 % (410 МПа против 360 МПа)[1].

Стрелковые испытания. Степень повышения защитных свойств бронезащиты за счет применения наноструктурной керамики 93 % В4С + 7 % (TiB2 + TiC) оценивалась путем проведения сравнительных стрелковых испытаний макетов бронезащиты, содержащих в своем составе как наноструктурную керамику, так и изготовленную по традиционной технологии, при обстреле пулями БЗТ-44 калибра 12.7 мм пулемета НСВТ с расстояния 2 м.

Защитные свойства керамической бронезащиты определялись обстрелом трех вариантов состава макета. В первом варианте толщина подпора из материала Д16 составляла 20 мм, во втором – 23 мм (подпор был выполнен составным – толщина первого диска составляла 15 мм, второго – 8 мм), в третьем – 25 мм (составной подпор из первого диска толщиной 15 мм и второго толщиной 10 мм). В первой серии опытов (опыты № 1-3) проводились стрелковые испытания макетов с наноструктурной керамикой 93 % В4С + 7 % (TiB2 + TiC), во второй серии опытов (опыты № 4-6) стрелковые испытания макетов с керамикой, изготовленной по традиционной технологии.

Вывод. Проведенные стрелковые испытания пулями БЗТ-44 калибра 12.7 мм пулемета НСВТ с расстояния 2 м макетов бронезащиты как с наноструктурной керамикой 93 % В4С + 7% (TiB2 + TiC), так и с керамикой 93 % В4С + 7 % (TiB2 + TiC), произведенной по традиционной технологии, показали, что данная бронезащита способна обеспечить защиту от вышеуказанных боеприпасов при поверхностной плотности 113.1–126.6 кг/м². При этом бронезащита с наноструктурной керамикой 93 % В4С + 7 % (TiB2 + TiC) демонстрирует лучшие результаты как по величине прогибов, так и по состоянию подпоров (табл. 2).

Таблица 2. Результаты сравнительных стрелковых испытаний

Диаметр и толщина керамического диска, мм	Структура подпора из сплава Д16	Поверхностная плотность бронезащиты кг/м ³	Прогиб подпора, мм	
			Наноструктурная керамика	Керамика, изготовленная по традиционной технологии
Ø120x18,5	Диск Ø120x20 мм	113,1	7,2(опыт №1)	12,0(опыт №4)
Ø120x18,4	Диски Ø120x15 мм+Ø120x8 мм	121,2	8,9(опыт №2)	18,5(опыт №5)
Ø120x18,4	Диски Ø120x10 мм+Ø120x15 мм	126,6	8,4(опыт №3)	14,1(опыт №6)

Список литературы

1. Н.П. Лякишев, М.И. Алымов. // Получение и физико-механические свойства объемных нанокристаллических материалов. М.: ЭЛИЗ. 2007, С. 148.
2. Демянюк Д.Г., Долматов О.Ю. Направленный синтез и использование нетрадиционных катодных материалов // Известия вузов. Физика. – 2000. – Т. 43. – № 5. – С. 24–29.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НАСОСНОЙ СТАНЦИЕЙ ТРЕТЬЕГО ПОДЪЕМА

Д.Е.Бабинович, аспирант

Научный руководитель: А.В. Кабышев, д.ф.-м.н., профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

г. Томск, Россия

dashulja20@sibmail.com

Оптовый рынок электроэнергии играет ключевую роль в создании новых рыночных условий для производителей и потребителей электроэнергии (ЭЭ). С 01.01.2011 года цена на ЭЭ полностью складывается из конкурентных рыночных цен, и действующее законодательство предполагает использование прогнозирования как одного из обязательных условий функционирования рынков электроэнергии. В качестве основных выступают долгосрочные и краткосрочные виды прогнозов. Краткосрочные прогнозы являются базой для формирования цен на оптовом рынке электроэнергии (ОРЭ) и осуществлении ценовых операций. К таким прогнозам можно отнести, прежде всего, почасовой прогноз «на сутки вперед» потребителей электроэнергии, который необходим для проведения коммерческих торгов на ОРЭ.

Долгосрочные прогнозы также необходимы для согласования вывода в ремонт и из эксплуатации объектов электросетевого хозяйства и объектов по производству электрической и тепловой энергии, а также для формирования энергобалансов региона [1].

Для предприятия внедрение прогнозного аппарата позволяет осуществлять плано-финансовое управление производством и выполнять анализ работы основного технологического оборудования. С одной стороны прогноз является непосредственным инструментом функционирования рынка ЭЭ, например рынка отклонений от заявленного объема мощности. С другой стороны прогнозирование является составляющей частью построения адаптивных регуляторов основных потребителей ЭЭ.

Для потребителей, осуществляющих плату за электроэнергию на розничных рынках, в соответствии с правительства № 442 от 04.05.2012 г. « О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» потребитель имеет право выбирать в зависимости от имеющихся приборов учета ценовую категорию (ЦК) из шести представленных:

первая ценовая категория - для объемов покупки электрической энергии (мощности), учет которых осуществляется в целом за расчетный период;

вторая ценовая категория - для объемов покупки электрической энергии (мощности), учет которых осуществляется по зонам суток расчетного периода;

третья ценовая категория - для объемов покупки электрической энергии (мощности), в отношении которых осуществляется почасовой учет, но не осуществляется почасовое планирование, а стоимость услуг по передаче электрической энергии определяется по тарифу на услуги по передаче электрической энергии в одноставочном выражении;

четвертая ценовая категория - для объемов покупки электрической энергии (мощности), в отношении которых осуществляется почасовой учет, но не осуществляется почасовое планирование, а стоимость услуг по передаче электрической энергии определяется по тарифу на услуги по передаче электрической энергии в двухставочном выражении;

пятая ценовая категория - для объемов покупки электрической энергии (мощности), в отношении которых за расчетный период осуществляются почасовое планирование и учет, а стоимость услуг по передаче электрической энергии определяется по тарифу на услуги по передаче электрической энергии в одноставочном выражении;

шестая ценовая категория - для объемов покупки электрической энергии (мощности), в отношении которых за расчетный период осуществляются почасовое планирование и учет,

а стоимость услуг по передаче электрической энергии определяется по тарифу на услуги по передаче электрической энергии в двухставочном выражении [2].

При наличии системы почасового учета потребитель имеет право выбрать 3,4,5,6 ЦК, где 5ЦК и 6ЦК подразумевают выполнение потребителем почасового прогноза и планирования потребления ЭЭ и расчет за отклонения фактического потребления ЭЭ от планового.

В данной статье рассматривается возможность уменьшения платы за отклонения в результате внедрения прогнозного аппарата на насосную станцию (НС) третьего подъема. На рисунке представлен график нагрузки НС 3-го подъема № 1.

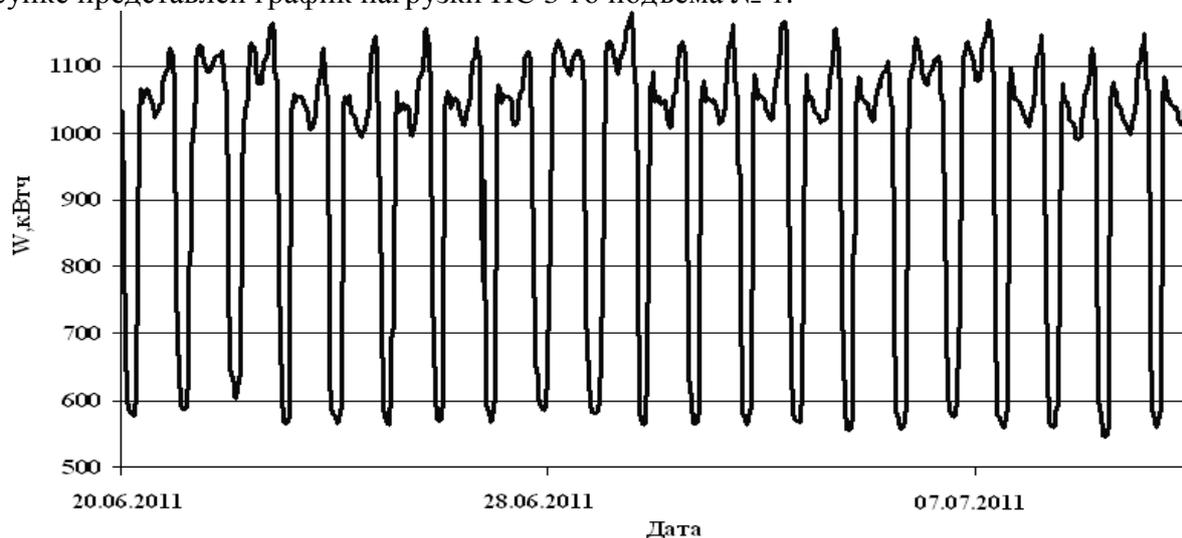


Рисунок. 1. График нагрузки насосной станции 3-го подъема

Одним из способов специальной подготовки данных для осуществления прогноза может выступать метод вейвлет-анализа, который является на сегодняшний день одной из самых перспективных технологий анализа данных. Основой вейвлет-анализа является вейвлет-преобразование, которое производит выделение локальных особенностей сигнала для каждой точки фазовой (частотно-временной) плоскости [3].

С помощью вейвлет-анализа получаем разложение исходного сигнала данных потребления ЭЭ на аппроксимирующие и детализирующие коэффициенты с использованием вейвлета Добеши при глубине разложения равной трем. При этом аппроксимирующие коэффициенты соответствуют низкочастотной части сигнала, детализирующие коэффициенты – высокочастотной.

В качестве прогнозной модели используем метод проинтегрированного скользящего среднего, которая представляет собой модель авторегрессии, учитывающей связь текущего значения ряда с прошлыми значениями, и модель скользящего среднего, которая учитывает воздействия на каждый элемент ряда предыдущих ошибок. Такая модель представляется в виде ARIMA (p,d,q), где p - порядок авторегрессии, d –порядок разности временного ряда, q- порядок скользящего среднего [4].

Для получения прогнозных значений коэффициентов детализации и аппроксимации выбрана модель ARIMA (1,1,1) и получаем прогноз детализирующих и аппроксимирующих коэффициентов на «сутки вперед», представленный на рис. 2.

Для сравнения также выполняется прогноз с использованием аналогичной модели ARIMA (1,1,1) исходного ряда, но без разложения на коэффициенты. На рис.3 представлен результат суммы прогнозов аппроксимирующих и детализирующих коэффициентов, а также прогноз исходного временного ряда без выполнения разложения.

Сумма отклонения фактического потребления электроэнергии от суммы прогнозов детализирующих и аппроксимирующего коэффициента в денежном выражении составила 5,29 руб в сутки. Расчет стоимости отклонений произведен по действующим на розничном

рынке ценам июля 2012 года [5]. Для такого метода средняя за период прогноза погрешность составляет – 0,2 %.

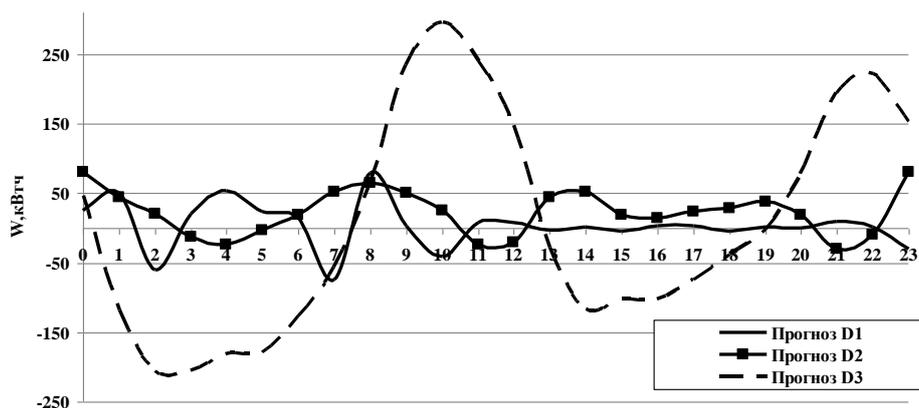


Рисунок.2. Полученный прогноз аппроксимирующих и детализирующих коэффициентов

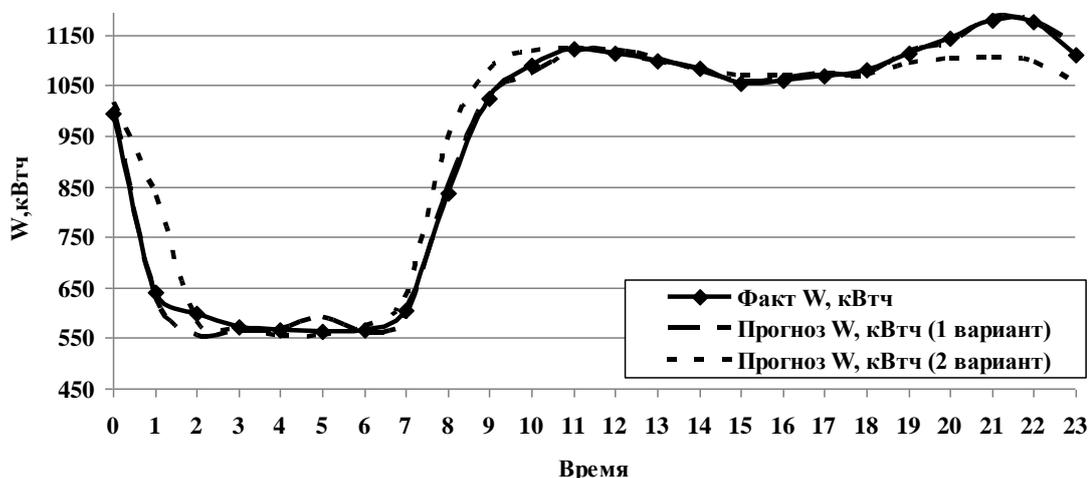


Рисунок. 3. Результат прогнозирования потребления электроэнергии на стуки вперед

Для второго варианта прогноза без разложения на детализирующие и аппроксимирующие коэффициенты сумма отклонения составила 13,52 руб, а средняя за период прогноза погрешность составляет всего 0,5 %. В результате можно сделать вывод о том, что оба варианта прогноза с использованием модели *ARIMA* позволяют минимизировать отклонения и обеспечивают погрешность прогноза менее 1 % за интервал усреднения. При такой модели прогноза для данного объекта сумма отклонений будет составлять всего около 200 рублей в месяц.

В качестве одной из моделей прогноза может выступать также и многофакторный прогноз в зависимости от влияющих на потребление электроэнергии факторов. В качестве воздействующих факторов на потребления электроэнергии насосной станцией можно отнести следующие: численность населения и количество промышленных предприятий, потребляющих питьевую воду от данной станции; введение в эксплуатацию новых зданий и сооружений; время суток и года; температура наружного воздуха; режимы эксплуатации электрооборудования.

На рис. 4 представлено дерево классификации потребления ЭЭ в зависимости от среднесуточной температуры.

Представленное дерево классификации подтверждает наличие корреляции между исследуемыми параметрами. С использованием пакета *MATLAB* можно выполнить прогноз

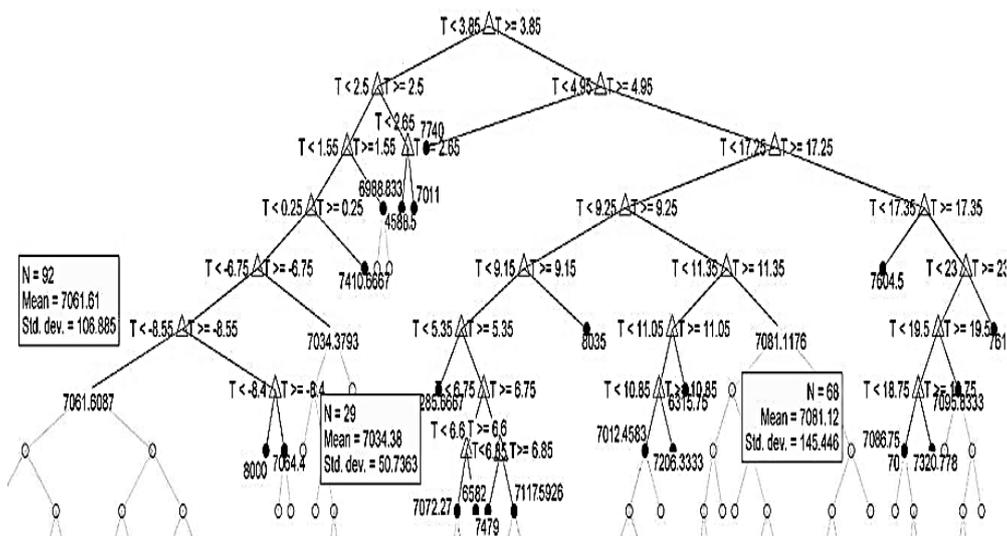


Рисунок.4. Дерево классификации потребления ЭЭ в зависимости от среднесуточной температуры

Средняя за горизонт погрешность составила 3,8 % и стоимость отклонений 43,94 руб в сутки. В результате проведенных исследований можно сделать вывод о том, что наилучшим методом прогноза для НС 3-го подъема является однофакторный прогноз методом *ARIMA*. Кроме того достоинством использования разложения исходного ряда по методу вейвлет-анализа является то, что для каждого уровня и типа коэффициента разложения возможен подбор наилучшей модели прогноза, что обеспечивает более высокую точность, чем при простом прогнозировании исходного ряда без специальной подготовки данных.

Повысить точность многофакторного прогнозирования можно за счет увеличения количества воздействующих на потребление ЭЭ факторов, при этом достоинством метода дерева классификации является возможность выявления наличия корреляции между исследуемыми параметрами и возможность наглядно оценить эффективность технологического процесса.

Таким образом, при грамотном внедрении прогнозного аппарата на предприятии появляется возможность выбрать ЦК с условием почасового планирования потребления электроэнергии, что позволит снизить затраты на приобретение ЭЭ и осуществлять эффективное планирование работы технологического оборудования.

Список литературы:

1. КонсультантПлюс [Электронный ресурс]. Режим доступа <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=132223;fld=134;dst=4294967295;rnd=0.26198497442838353;from=112537-0>, свободный.- Загл. с экрана.
2. КонсультантПлюс [Электронный ресурс]. Режим доступа <http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=130498>, свободный.- Загл. с экрана.
3. Яковлев А.Н. Введение в вейвлет-преобразования: Учеб.пособие.-Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003.-1004 с
4. Халафян А.А. STATISTICA 6. Статистический анализ данных: Учебник. - М.: Бином, 2007. - 512 с.
5. Составляющие предельных уровней нерегулируемых цен. [Электронный ресурс]. Режим доступа http://www.atsenergo.ru/results/market/svnc/month_rm/index.htm?dt=20120701

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ УХОДЯЩИХ ГАЗОВ КОТЛА-УТИЛИЗАТОРА НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ПАРОВАЗОВОЙ УСТАНОВКИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ГАЗОВОДЯНОГО ТЕПЛООБМЕННИКА

Малков Е.С., аспирант

Научный руководитель: Шельгин Б.Л., к.т.н., профессор
ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет
имени В.И. Ленина»,
г.Иваново, Россия
admin@tes.ispu.ru

Для современных парогазовых установок (ПГУ) тепловых электрических станций (ТЭС) коэффициент избытка воздуха за котлом-утилизатором (КУ) составляет 3,3÷4,0 при концентрации кислорода в газах 14,3÷15,3 % [2]. Поэтому реальной является выработка дополнительной тепловой мощности энергоустановки при использовании уходящих из КУ газов в качестве окислителя дополнительно сжигаемого топлива.

Обычно температура уходящих газов из КУ равна 95÷120 °С [1]. Расчетными исследованиями [3] установлена эффективность их использования при температуре газов на входе в камеру сгорания дополнительного топлива (КСДТ) $\vartheta_{\text{ДТ}}^{\text{ВХ}}=100$ °С с последующей утилизацией теплоты газов в специальном газовойдяном теплообменнике (ГВТ).

В работе [5] в общем виде установлены математические зависимости основных показателей работы энергетического агрегата с ГВТ при $\vartheta_{\text{ДТ}}^{\text{ВХ}}=100$ °С от коэффициента избытка воздуха в ГТУ $\alpha_{\text{ГТУ}}$ и относительного расхода дополнительно сжигаемого в КСДТ относительного расхода топлива $V_{\text{доп}}/V_{\text{ГТУ}}^{\text{НОМ}}$.

Согласно [2] для улучшения воспламенения топливно-воздушной смеси и снижении недожога горючих веществ организация процесса горения дополнительного топлива в обедненной кислородом среде рекомендована при температуре на входе в КСДТ выше 100 °С.

Цель работы - определение влияния температуры входящих в КСДТ газов на изменение характеристик энергоустановки при размещении за КУ дополнительного ГВТ и получение необходимых поправочных коэффициентов к ранее рассчитанным обобщающим количественным зависимостям.

Расчетное исследование проводилось с использованием характеристик при изменении температуры газов на входе в КСДТ в пределах $\vartheta_{\text{ДТ}}^{\text{ВХ}}=100\div150$ С применительно к граничным значениям $\alpha_{\text{ГТУ}}=3,3\div3,9$ и диапазону $V_{\text{доп}}/V_{\text{ГТУ}}^{\text{НОМ}}=0,1\div0,35$.

По результатам данного анализа температура газов на выходе из КСДТ, °С:

$$\vartheta_{\text{ДТ}}^{\text{ВЫХ}} = \vartheta_{\text{ДТ}(100)}^{\text{ВЫХ}} \cdot k_g, \quad (1)$$

где $\vartheta_{\text{ДТ}(100)}^{\text{ВЫХ}}$ - температура газов на выходе из КСДТ, определяемая согласно [5] при температуре $\vartheta_{\text{ДТ}}^{\text{ВХ}}=100$ °С.

Согласно расчетам для диапазона $\alpha_{\text{ГТУ}}=3,3\div3,9$ относительное отклонение значений $\vartheta_{\text{ДТ}}^{\text{ВЫХ}}$ от средних величин не превышает 1,6 %. В работе считается, что величина $\alpha_{\text{ГТУ}}$ не влияет на значения k_g .

Коэффициент повышения температуры газов за КСДТ за счет увеличения температуры газов за КУ $\vartheta_{\text{ДТ}}^{\text{ВХ}}$ выше 100 °С равен (рис. 1):

$$k_g = 1 + k_1 \vartheta_{\text{ДТ}}^{\text{ВХ}} - 100, \quad (2)$$

где $k_1 = 0,0054 - 0,0064 \cdot V_{\text{доп}} / V_{\text{ГТУ}}^{\text{ном}} 0,58$.

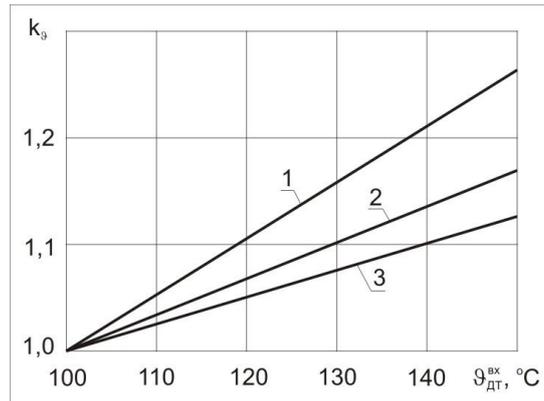


Рисунок. 1. Зависимость коэффициента повышения температуры газов за КСДТ на входе в нее и относительного расхода дополнительно сжигаемого топлива $V_{\text{доп}} / V_{\text{ГТУ}}^{\text{ном}}$: 1 - 0,1; 2 - 0,25; 3 - 0,35.

При максимальном отношении $V_{\text{доп}} / V_{\text{ГТУ}}^{\text{ном}} = 0,35$, если температура $\theta_{\text{ДТ}}^{\text{вх}}$ увеличивается от 100 до 150 °C, значение коэффициента k_g повышается до 1,13, что в перспективе должно отразиться на возрастании КПД ГВТ.

В случае снижения соотношения $V_{\text{доп}} / V_{\text{ГТУ}}^{\text{ном}}$ до 0,1 коэффициент k_g дополнительно возрастает до величины 1,27 при увеличении температуры газов за КСДТ при $\alpha_{\text{ГТУ}} = 4,0$ до 205 °C. Если $\alpha_{\text{ГТУ}}$ снижается до минимальной величины 3,2, значение температуры $\theta_{\text{ДТ}}^{\text{вх}}$ увеличивается до 230 °C.

Согласно [5] с учетом преобразований КПД ГВТ:

$$\eta_{\text{ГВТ}} = \frac{\theta_{\text{ДТ}(100)}^{\text{вх}} \cdot k_g - \theta_{\text{ух}}}{\theta_{\text{ДТ}(100)}^{\text{вх}} \cdot k_g}, \quad (3)$$

где $\theta_{\text{ух}}$ - температура уходящих из энергоустановки газов, °C.

При $\theta_{\text{ух}} = 100$ °C КПД ГВТ:

$$\eta_{\text{ГВТ}} = 1 - \frac{100}{\theta_{\text{ДТ}(100)}^{\text{вх}} \cdot k_g} = \eta_{\text{ГВТ}(100)} \cdot k_{\text{ГВТ}}, \quad (4)$$

где $\eta_{\text{ГВТ}(100)}$ - КПД ГВТ при температуре газов на входе в КСДТ 100 °C.

Когда $\alpha_{\text{ГТУ}}$ не влияет (относительная погрешность не превышает 1,8%) коэффициент повышения КПД ГВТ за счет увеличения температуры газов за КУ $\theta_{\text{ДТ}}^{\text{вх}}$ выше 100 °C равен (рис. 2):

$$k_{\text{ГВТ}} = 1 + k_2 \cdot (\theta_{\text{ДТ}}^{\text{вх}} - 100), \quad (5)$$

где $k_2 = 0,005 - 0,007 \cdot V_{\text{доп}} / V_{\text{ГТУ}}^{\text{ном}} - 0,1 0,39$.

Для отношения $V_{\text{доп}} / V_{\text{ГТУ}}^{\text{ном}} = 0,1$ при возрастании температуры $\theta_{\text{ДТ}}^{\text{вх}}$ в 1,5 раза коэффициент $k_{\text{ГВТ}}$ увеличивается до 1,25 за счет возрастания температуры газов на выходе из КСДТ. В случае возрастания отношения $V_{\text{доп}} / V_{\text{ГТУ}}^{\text{ном}}$ до 0,25 при повышении температуры $\theta_{\text{ДТ}}^{\text{вх}}$ в пределах 100÷150 °C коэффициент $k_{\text{ГВТ}}$ снижается до величины 1,08. Тогда КПД ГВТ составляет $\eta_{\text{ГВТ}} = 0,38 \div 0,7$.

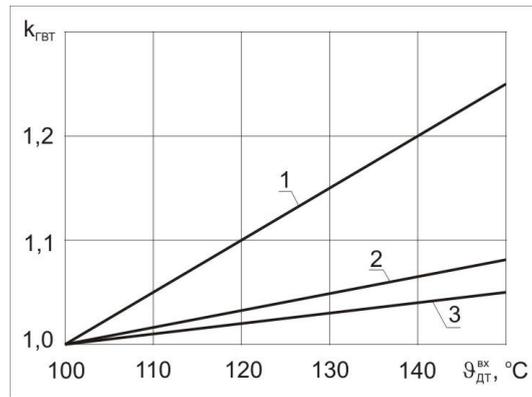


Рисунок. 2. Зависимость коэффициента повышения КПД ГВТ от температуры газов на входе в КСДТ и относительного расхода дополнительно сжигаемого топлива $V_{доп}/V_{ГТУ}^{ном}$:
1 - 0,1; 2 - 0,25; 3 - 0,35.

При максимальном отношении $V_{доп}/V_{ГТУ}^{ном}=0,35$, если температура $\theta_{ДТ}^{вх}$ увеличивается от 100 до 150 °С, значение коэффициента $k_{ГВТ}$ повышается лишь до величины $k_{ГВТ}=1,05$, что повышает КПД ГВТ $\eta_{ГВТ}$ только лишь на 5 %.

На основании [5] тепловая мощность ГВТ в сравнении с номинальной электрической мощностью ГТУ $N_{ГТУ}^3$ при максимальном КПД ГТУ $\eta_{ГТУ}$:

$$\frac{Q_{ГВТ}}{N_{ГТУ}^3} = \left[\alpha_{ГТУ} + 0,1 \left(1 + \frac{V_{доп}}{V_{ГТУ}^{ном}} \right) \right] \left(g_{ДТ}^{вх} - g_{ух} \right) \cdot 10^{-3} \quad (6)$$

Тогда относительная тепловая мощность ГВТ при изменении температуры газов на входе в КСДТ представляется зависимостью:

$$\frac{Q_{ГВТ}}{N_{ГТУ}^3} = \left(\frac{Q_{ГВТ}}{N_{ГТУ}^3} \right)_{100} \cdot k_Q, \quad (7)$$

где $Q_{ГВТ}/N_{ГТУ}^3$ - относительная нагрузка ГВТ при температуре газов на входе в КСДТ 100 °С.

При независимости от значений $\alpha_{ГТУ}$ коэффициент повышения относительной нагрузки ГВТ с увеличением температуры газов на входе в КСДТ для диапазона $V_{доп}/V_{ГТУ}^{ном}=0 \div 0,35$ (рис. 3):

$$k_Q = 1 + k_3 \left(\theta_{ДТ}^{вх} - 100 \right), \quad (8)$$

где $k_3 = 0,013 - 0,019 \left(V_{доп}/V_{ГТУ}^{ном} - 0,1 \right)^{0,48}$.

При всех значениях отношения $V_{доп}/V_{ГТУ}^{ном}$ с увеличением величины $\theta_{ДТ}^{вх}$, независимо от коэффициента k_Q возрастает за счет повышения температуры газов на выходе из КСДТ.

В случае принятой максимальной температуры $\theta_{ДТ}^{вх}=150$ °С при снижении отношения $V_{доп}/V_{ГТУ}^{ном}$ от 0,35 до 0,25 за счет снижения $\alpha_{КСДТ}^{вх}$ температура газов $\theta_{КСДТ}^{вх}$ дополнительно возрастает, что повышает коэффициент k_Q от 1,15 до 1,24.

Если относительный расход топлива дополнительно снижается до 0,1, то величина k_Q еще существенно увеличивается до 1,63. Это позволяет рассчитывать на высокую эффективность установки ГВТ при использовании в качестве окислителя дополнительно сжигаемого топлива уходящих из ГТУ газов.

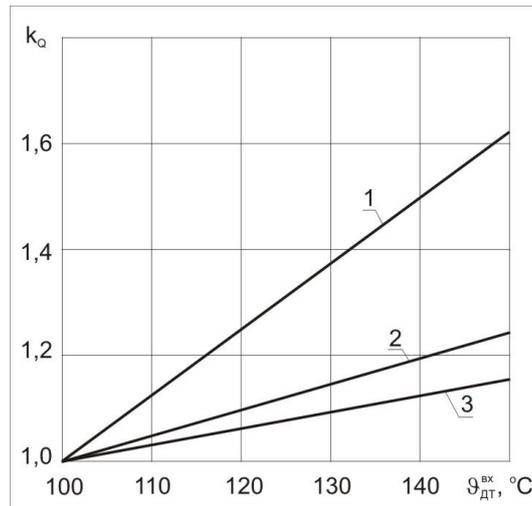


Рисунок 3. Зависимость коэффициента повышения относительной нагрузки ГВТ от температуры газов на входе в КСДТ и относительного расхода дополнительно сжигаемого топлива $V_{\text{доп}}/V_{\text{ГТУ}}^{\text{ном}}$: 1 - 0,1; 2 - 0,25; 3 - 0,35.

В результате преобразований (6) снижение потери теплоты с уходящими газами за счет дополнительного размещения за КУ ГВТ:

$$\Delta q_2 = \frac{Q_{\text{ГВТ}} V_{\text{ГТУ}}^{\text{ном}} \eta_{\text{ГТУ}}}{V_{\text{ГТУ}}^{\text{ном}} \left(1 - \eta_{\text{ГТУ}} \right) + V_{\text{доп}}}, \quad (9)$$

где $\eta_{\text{ГТУ}}$ - КПД ГТУ при её номинальной нагрузке.

При КПД ГТУ $\eta_{\text{ГТУ}} = 0,36$ с увеличением тепловосприятия $Q_{\text{ГВТ}}$ и, как следствие, отношения $V_{\text{доп}}/V_{\text{ГТУ}}^{\text{ном}}$ при температуре газов на входе в КСДТ $\theta_{\text{КСДТ}}^{\text{вх}}$ выше $100 \text{ }^\circ\text{C}$ потери теплоты с уходящими газами снижаются на величину:

$$\Delta q_2 = \frac{\left[\alpha_{\text{ГТУ}} + 0,1 \left(1 + \frac{V_{\text{доп}}}{V_{\text{ГТУ}}^{\text{ном}}} \right) \right] \theta_{\text{ДТ}}^{\text{вх}} - 100 \cdot 10^{-3}}{1,78 + 2,78 \frac{V_{\text{доп}}}{V_{\text{ГТУ}}^{\text{ном}}}}. \quad (10)$$

Повышение КПД энергоустановки по сравнению с вариантом КУ без КСДТ и ГВТ при $\theta_{\text{ГВТ}}^{\text{вх}} = 100 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$\Delta \eta_{\text{узм}} = \Delta \eta_{\text{узм}(100)} + \Delta q_2 - \Delta q_{2(100)} = \Delta \eta_{\text{узм}(100)} k_{\text{узм}}, \quad (11)$$

где $\Delta \eta_{\text{узм}(100)}$ - изменение потери теплоты с уходящими газами и КПД энергоустановки при температуре газов на входе в КСДТ $\theta_{\text{ДТ}}^{\text{вх}} = 100 \text{ }^\circ\text{C}$ согласно [5].

На основании (10) в зависимости от значений $V_{\text{доп}}/V_{\text{ГТУ}}^{\text{ном}}$ и $\alpha_{\text{ГТУ}}$ с увеличением температуры $\theta_{\text{ДТ}}^{\text{вх}}$ от 100 до $150 \text{ }^\circ\text{C}$ разность $\Delta q_2 - \Delta q_{2(100)}$ находится в пределах $0,0025 \div 0,0035$.

Так как для любого агрегата потери теплоты q_2 зависит не только от температуры уходящих из него газов, но и от коэффициента избытка воздуха в них, то величина коэффициента $k_{\text{узм}}$ должна определяться двухфакторной зависимостью.

Коэффициент повышения КПД энергоустановки с увеличением температуры газов на входе в КСДТ (рис. 4):

$$k_{\text{узм}} = 1 + k_4 \theta_{\text{ДТ}}^{\text{вх}} - 100, \quad (12)$$

где $k_4 = \left[3,8 - 1,5 \alpha_{\text{ГТУ}} - 3,3 \right] \cdot 10^{-3} - k_5 \left(\frac{V_{\text{доп}}}{V_{\text{ГТУ}}^{\text{ном}}} - 0,1 \right)^{0,9}$, $k_5 = \left[9,5 - 4,1 \alpha_{\text{ГТУ}} - 3,3 \right] \cdot 10^{-3}$.

При высоком значении $\alpha_{ГТУ}=3,9$ в случае снижения отношения $V_{доп}/V_{ГТУ}^{ном}$ от 0,35 до 0,1 и температуре $\vartheta_{дт}^{вх}=150$ °С коэффициент $k_{уст}$ возрастает от 1,05 до 1,15, повышая $\Delta\eta$ соответственно до 0,051 и 0,03.

В случае низкого значения $\alpha_{ГТУ}=3,3$ с уменьшением отношения $V_{доп}/V_{ГТУ}^{ном}$ коэффициент $k_{уст}$ дополнительно возрастает в 1,025÷1,045 раза за счет более высоких температур газов за КСДТ, достигая значений 1,075÷1,19.

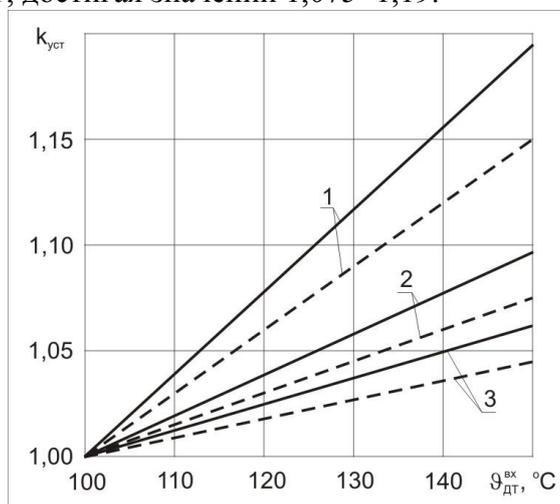


Рисунок. 4. Зависимость коэффициента повышения КПД энергоустановки от температуры газов на входе в КСДТ, коэффициента избытка воздуха в ГТУ: — — - 3,3; — — - 3,9; и относительного расхода дополнительно сжигаемого топлива $V_{доп}/V_{ГТУ}^{ном}$: 1 - 0,1; 2 - 0,25; 3 - 0,35.

Список литературы:

1. Анализ направлений развития отечественной теплоэнергетики / А.В. Мошкарин, М.А. Девочкин, Б.Л. Шельгин, В.С. Рабенко; под ред. А.В. Мошкарин / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2002. – 256 с.
2. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций; под ред. С.В. Цанева. – М.: Изд-во МЭИ, 2002. – 574 с.
3. Оценка возможностей использования уходящих газов котлов-утилизаторов для сжигания дополнительного топлива / Б.Л. Шельгин, А.В. Мошкарин, Е.С. Малков // Теплоэнергетика «Энергия-2012», Т.1, Ч.1, С. 23 - 27.
4. Определение условий использования в качестве окислителя уходящих из котла-утилизатора газов для сжигания дополнительного топлива / Б.Л. Шельгин, А.В. Мошкарин, Е.С. Малков // Вестн. ИГЭУ. - 2012. - Вып. 2. - С. 4 - 7.
5. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод) под ред. Н.В. Кузнецова, В.В. Митора, И.Е. Дубовского, Э.С. Красиной. – М.: Энергия, 1973.
6. Дубовкин Н.Ф. Справочник по углеводородным топливам и их продуктам сгорания. М.-Л.: Госэнергоиздат, 1962.

ВЛИЯНИЕ ВЕЛИЧИНЫ НАЧАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ НА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЦЕССА ТЕРМИЧЕСКОЙ ОЧИСТКИ ЖИДКИХ ОТХОДОВ ХИМИЧЕСКИХ ПРОИЗВОДСТВ

Ю.А. Чащина, аспирант

Научный руководитель: Г.В. Кузнецов, д.ф.-м.н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
chaschinayu@tpu.ru

При существующих в химической промышленности технологиях переработки сырья наряду с полезными конечными продуктами, как известно, вырабатываются и отходы производства в виде газов, жидкостей и пыли [1].

Проблема утилизации жидких отходов химических производств изучается не первое десятилетие. В случаях, когда концентрация и количество органических и минеральных примесей в сточной воде высоки, применяют термические методы обезвреживания, заключающиеся в окислении при повышенной температуре органических примесей сточной воды с образованием нетоксических соединений CO_2 , H_2O , N_2 [2, 3].

Самым эффективным и универсальным из термических методов обезвреживания сточных вод является огневой метод. Сущность его заключается в распылении сточных вод в топочные газы, нагретые до температуры 900-1000 °С. Вода при этом полностью испаряется, а органические примеси сгорают. Минеральные примеси при этом образуют твердые или расплавленные частицы, которые выводятся из рабочей камеры печи или уносятся дымовыми газами [4].

Целью работы является теоретическое исследование процесса тепломассопереноса при огневом обезвреживании сточных вод и оценка влияния изменения режимных параметров на ход процесса.

Объектом исследования является реактор для термического обезвреживания отходов химических производств, оборудованный горелочными устройствами для сжигания газообразного топлива и форсунками для распыливания сточной воды.

Предметом исследования является моделирование технологического процесса термической переработки жидких отходов химических производств.

При математическом описании процесса был принят ряд допущений. Предполагалось, что свойства сточной воды не изменяются с ростом концентрации примесей. Рассматривалось движение группы капель, начальная скорость которых принималась равной скорости истечения из форсунки. Считалось, что термодинамические свойства испаряющихся капель воды незначительно отличаются от термодинамических свойств газовой среды. Химическая реакция топливовоздушной смеси (метан-воздух) в реакторе описывалась на основе обобщенной одношаговой химической модели с конечной скоростью реакции, в которой предполагается полное сгорание топлива до CO_2 и H_2O . Скорость реакции рассчитывалась из предположения, что турбулентное смешение реагентов является ограничивающим фактором протекания химической реакции. Лучистый теплообмен при нагреве и испарении капель не учитывался.

Математическая постановка задачи с учетом указанных допущений представлена системой уравнений [5, 6], включающей уравнение неразрывности, уравнения движения топливовоздушной смеси и капель, гипотезу Буссинеска, уравнение энергии, уравнения диффузии, уравнения изменения концентрации газовых компонентов, уравнение состояния, уравнения к-ε модели турбулентности, а также:

Уравнения, описывающие деформацию и условия дробления капель [4]:

$$\psi_{We > We_{sp}^n} = 1 + \frac{\psi_{\max} - 1}{\tau_{спл}} \tau; \quad \psi_{We \leq We_{sp}^n} = e^{0,03We^{1,5}},$$

где ψ – коэффициент деформации капли, We – критерий Вебера, We''_{kp} – критерий Вебера для нижнего предела неустойчивости капель, ψ_{\max} – максимальный коэффициент деформации, $\tau_{\text{спл}}$ – время наступления максимального сплющивания капли, τ – время нахождения капли в реакторе.

Уравнение теплообмена капель с газовой средой [4]:

$$Nu_m = Nu_m^{cm} + 0,6 \sqrt{\frac{\lambda_z}{\lambda_{cm}}} \sqrt{\frac{Nu_m^{cm}}{2}} \sqrt{\frac{c_{pж}(T_p - T_0) + L}{c_{pж}(T_p - T_0) + L + c_{pсм}(T_z - T_p)}} \sqrt{\text{RePr}},$$

где Nu_m – критерий Нуссельта при наличии относительной скорости капли в потоке газов, Nu_m^{cm} – критерий Нуссельта при статических условиях, λ_z, λ_{cm} – коэффициент теплопроводности топливовоздушной смеси и смеси паров жидкости с газом соответственно, $c_{pж}, c_{pсм}$ – теплоемкость жидких отходов и смеси паров жидкости с газом соответственно, T_p, T_z, T_0 – температура равновесного испарения, температура продуктов горения метана и начальная температура капель соответственно, L – теплота испарения жидкости.

Уравнение испарения капель [4]:

$$\frac{\partial d_k}{\partial \tau} = \frac{4Nu_m \lambda_{cm}}{d_k Nu_m^{cm} \rho_{ж} c_{pсм}} \ln \left[1 + \frac{c_{pсм}(T_z - T_p)}{c_{pж}(T_p - T_0) + L} \right],$$

где d_k – диаметр капли, $\rho_{ж}$ – плотность сточной воды.

Численный анализ процесса осуществлялся при помощи программного пакета ANSYS FLUENT [7], двумерная расчетная сетка была построена при помощи программного пакета GAMBIT. При построении расчетной сетки было выполнено сгущение сеточных параметров в пристеночной области и при удалении от области поступления смеси реагирующих газов и сточных вод в реактор. Во входной области реактора сетка была выполнена более мелкой, с шагом по у-координате в 1 мм.

Исследование процесса огневого обезвреживания проводилось в широком диапазоне изменения начальных параметров: входная скорость топливовоздушной смеси $w_{вх} = 10 \dots 100$ м/с; начальная скорость капель $v_0 = 15 \dots 55$ м/с; начальный диаметр капель $d_{к0} = 50 \dots 500$ мкм.

В результате численного анализа установлено, что максимальная скорость потока развивается в области протекания химической реакции (горения метана). В этой же области, под струей смеси реагирующих газов отмечено образование вихря, вызванного турбулентным характером течения, масштаб которого определяется скоростью топливовоздушной смеси на входе в реактор. Восходящие потоки продуктов сгорания и водяного пара движутся в основном вблизи стенок реактора. В центре реактора скорости этих потоков принимают минимальные значения.

При малых скоростях реагирующей смеси газов на входе в реактор капли с начальным диаметром $d_{к0} = 200 \dots 500$ мкм и с начальной скоростью $v_0 = 25$ м/с сепарируются на стенках. Направление движения капель с $d_{к0} = 300 \dots 500$ мкм до момента сепарации определяется лишь направлением их начальной скорости. Газовый поток практически не действует на эти капли, силы инерции крупных капель значительно превосходят силы аэродинамического сопротивления. Траектории движения более мелких капель становятся сложными. Капли с начальным диаметром $50 \dots 100$ мкм увлекаются газовым потоком и испаряются в объеме реактора.

Существенное влияние на поведение испаряющихся капель воды в реакторе оказывает входная скорость топливовоздушной смеси. Входная скорость, равная 60 м/с, оказалась достаточной для дробления капель с начальным диаметром 100 мкм. Для более крупных капель дробление капель наступает при меньшей скорости $w_{вх}$. Дробление капель сточной воды в реакторе ускоряет процесс испарения воды и позволяет значительно интенсифицировать выгорание органических веществ, так как дроблению подвергаются относительно более крупные капли, которые в случае устойчивости и определяют полное время процесса обезвреживания.

Степень и время испарения капель в реакторе, безусловно, зависит от их начальной скорости и диаметра. Так, при грубом распыливании сточной воды и отсутствии дробления крупных капель газовым потоком наблюдается сепарация недоиспарившихся капель на стенках реактора, что приводит к снижению полноты обезвреживания сточной воды. В результате численного исследования были получены траектории течения капель на выходе из форсунки в зависимости от времени пребывания в реакторе. Так, полнота рассеивания капель с начальным диаметром 50 мкм в 7 раз больше степени рассеивания капель с начальным диаметром 500 мкм за аналогичный период времени ($25 \cdot 10^{-3}$ с). Скорость рассеивания капель воды в реакторе изменяется пропорционально начальному диаметру капель.

Величина предельной нагрузки объема реактора рассчитывалась из условия равенства времени пребывания в нем газов и времени статического испарения капель, что для мелких капель вполне допустимо. Так, для получения нагрузки, равной $4 \text{ т}/(\text{м}^3 \cdot \text{ч})$, необходимо иметь качество распыливания воды, характеризуемое предельным диаметром капель, равным 95 мкм. Это условие можно обеспечить за счет высоких давлений подачи воды форсунками, что потребует больших затрат энергии на распыл и установки дорогостоящего оборудования. Более целесообразно глубокое дробление капель, которое возможно при грубом распыливании воды за счет поддержания величины относительной скорости капель на уровне 95 м/с, что достигается выбором соответствующих входных скоростей топливовоздушной смеси.

В результате математического моделирования установлен масштаб снижения температуры парогазовой смеси на выходе из реактора и в пристеночных областях в направлении движения капель жидкости и продуктов химической реакции. Как показывают расчетные данные, полученные при статических условиях и отсутствии лучистого теплообмена, увеличение температуры продуктов сгорания с 800 до 1600 °С приводит к снижению времени испарения капель примерно в 3 раза. Таким образом, с ростом температурного уровня в реакторе должна повыситься надежность процесса обезвреживания сточных вод. Необходимо отметить, что чрезмерное повышение температуры продуктов сгорания с целью интенсификации процесса испарения воды нецелесообразно, так как приводит к значительному перерасходу топлива.

В результате численного исследования при совмещении физико-химических процессов, протекающих в реакторе, по времени и в пространстве проанализировано влияние начальных параметров процесса огневого обезвреживания промышленных стоков на ход и время его протекания. Установлены основные зависимости хода процесса и полноты обезвреживания жидких отходов от начальной скорости потока реагирующих газов и начальной скорости и дисперсности распыла стоков.

Список литературы:

1. Бесков В.С., Сафронов В.С. Общая химическая технология и основы промышленной экологии: Учебник для вузов. – М.: Химия, 1999. – 472 с.
2. Хайбулин Р.Г. Особенности технологических процессов в установке термического обезвреживания отходов // Интеллектуальные системы в производстве. – 2008. – № 1 (11). – С. 114 – 122.
3. Современные технологии очистки сточных вод гальванических производств / А.А. Поворов и [и др.] // Водоочистка. – 2009. – № 10. – С. 34-36.
4. Бернадинер М.Н., Шурыгин А.П. Огневая переработка и обезвреживание промышленных отходов. – М.: Химия, 1990. – 304 с.
5. Сажин В.А. Управление процессом термического обезвреживания сточных вод и жидких органических отходов // Успехи современного естествознания. – 2008. – № 3. – С.63.
6. Луконин В.П., Сажин В.А. Исследование статических характеристик установки по термическому обезвреживанию жидких органических отходов // Контроль. Диагностика. – 2008. – № 7. – С. 57-60.
7. FLUENT 6.3 User's Guide. Fluent Inc. September 2006. – 2501 p.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ В ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ УЧРЕЖДЕНИЯХ

Р.И. Чебукин, магистрант

Научный руководитель: В.В.Литвак д.т.н. профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

г. Томск, Россия

chebukin89@mail.ru

По данным независимой ассоциации АВОК (некоммерческое партнерство), учреждения бюджетной сферы находятся на третьем месте по энергоемкости после ЖКХ и промышленности России. В 2007 году учреждения бюджетной сферы потребили 124 млн Гкал тепловой энергии, что составляет 8 % общего потребления в России. Иностраные специалисты в области энергосбережения, работающие в России, уверяют, что страна могла бы тратить на миллиарды рублей меньше, если бы сэкономила энергию. «Общественные здания (включая детские сады, школы, университеты) имеют высокий потенциал энергосбережения. Ежегодные расходы на энергию в общей сложности составляют 380 млрд руб., и их можно сократить вдвое с помощью внедрения проектов повышения энергоэффективности. По данным АВОК, одной из причин повышенного уровня энергопотребления в учреждениях бюджетной сферы является практически полное отсутствие контроля количества потребленной энергии со стороны государства. Как показывают исследования ПРООН, 15–20 % потребленной энергии в российских учреждениях образования приходится на освещение. Как показали результаты исследования московских школ, проведенного в рамках проекта ПРООН/ГЭФ «Преобразование рынка для продвижения энергоэффективного освещения», в обследованных столичных школах значительная часть светильников работает более 20 лет. «Несмотря на то что утвержденные в 2003 году ”Изменения № 1 к СНиП 23–05–95*“ запрещают применение ламп накаливания при освещении учебных помещений, они до сих пор используются во многих школах в давно устаревших неэффективных светильниках, из-за чего перерасход электроэнергии в этих школах составляет 35–40 %», - заявил эксперт программы ООН.

Повысить энергоэффективность в сфере образования в России пытались еще в конце 90-х. В феврале 1999 года коллегия Министерства образования РФ одобрила программу «Энергосбережение Минобразования России на 1999–2005 годы». Документ был принят в связи с тем, что почти во всех учреждениях образования России наблюдался дефицит топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), как следствие, стремительно росла задолженность образовательных учреждений перед поставщиками ТЭР, из-за чего их нередко отключали от сетей электроснабжения. По приказу министерства 1090 российских вузов и средних специальных учебных заведений приняли участие в программе повышения энергоэффективности. Первым шагом в реализации программы стало проведение комплексного энергетического обследования (энергоаудита) образовательных учреждений. Он проводился при непосредственном участии региональных базовых центров энергосбережения. В 2000 году были проведены первые энергетические обследования 230 образовательных учреждений России, в том числе 73 вузов, 75 средних специальных учебных заведений и 82 школ во всех регионах. Результаты обследований показали, что основными потребляемыми энергоносителями являются тепловая и электрическая энергия, причем доля тепловой энергии в общем потреблении энергоносителей составляет 55–70 %, а электроэнергии - до 35 %. Образовательными учреждениями за 1999–2005 годы установлено более 6820 единиц энергоэффективного оборудования: приборы учета воды, электричества, тепла. Для выполнения программы «Энергосбережение Минобразования России» в 1999–2005 годах из госбюджета было выделено 657,2 млн руб. на приобретение оборудования для реализации энергосберегающих проектов.

Опыт прошлых лет признали положительным, и работы по энергосбережению в учреждениях образования было решено продолжить. Тем более что повысить

энергоэффективность распорядилось и первое лицо государства. В августе 2010 года на заседании Совета по реализации приоритетных национальных проектов и демографической политике президент России Дмитрий Медведев призвал работников учреждений образования и здравоохранения «как можно тщательней экономить деньги». Министерство образования и науки заявило, что экономить есть что. По подсчетам министерства, энергосбережение только в средних школах поможет ежегодно экономить до 900 тыс. руб., а к 2015 году таким образом можно будет сэкономить до 40 млрд руб. Чтобы достичь намеченных показателей, Министерство образования приняло ряд мер в рамках нескольких документов. Один из них - Федеральная целевая программа развития образования на 2011–2015 годы». Программа предполагает в том числе создание и внедрение системы мониторинга мероприятий по энергоэффективности в учреждениях образования Российской Федерации, получающих государственную поддержку из федерального и регионального бюджетов, а также внебюджетных источников.

В регионах России к концу 2012 года будет открыто 56 консультационных центров по вопросам энергоэффективности, а также сайт для консультационной поддержки специалистов образовательных учреждений (его баннер можно будет найти на сайте Минобрнауки РФ). Однако государственные меры, направленные на энергосбережение, могут не дать желаемого эффекта, если не подготовить население к их выполнению. Это понимают и на высшем уровне, и в регионах. В региональных образовательных учреждениях вводятся новые предметы с целью повышения уровня знаний школьников и дошкольников в этой области. Например, в школах, детских садах и институтах города Томска с сентября ввели предмет «Энергосбережение». Детям и студентам два часа в неделю рассказывают о том, почему необходимо беречь электроэнергию и как это лучше делать. «В городе несколько лет уже действуют 25 центров экологии, но их посещение для студентов, школьников было факультативным - ходили туда далеко не все дети и подростки. С этого года мы решили сделать занятия по энергоэффективности обязательными», - говорит ВГ главный специалист департамента экономики администрации Томской области Наталья Самойленко. Новый предмет в школе только начало комплексных образовательных работ в Томской области, запланированных на три ближайших года. Как сообщили ВГ в пресс-службе областной администрации, из федерального бюджета на модернизацию образования область получит около 1 млрд руб. В 2011 году регион уже получил 174,5 млн руб., еще 500 млн поступят в 2012 году, около 300 млн - в 2013-м.

Расходовать полученные средства планируется на повышение квалификации педагогов, закупку нового оборудования для школ и школьных столовых, пополнение библиотек, приобретение транспорта и энергосбережение. Обучать энергоэффективности со временем начнут и в высшей школе. В рамках государственной программы Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» в базовых технических вузах страны, выпускающих энергетиков и ведущих подготовку по смежным специальностям, в течение двух лет введут спецпредметы по энергосбережению, чтобы готовить специалистов по энергосберегающим технологиям. Реализация этого мероприятия координируется не только Министерством образования, но и Министерством энергетики России. Последнее отвечает за финансирование проекта (по 255 млн руб. в 2011 и 2012 годах). Минобрнауки разрабатывает и представляет Минэнерго России учебные планы и методические пособия.

Проекты по энергоэффективности и энергосбережению министерство поддерживает в нескольких направлениях. Первое направление - это базовые технологии силовой электротехники. Второе - технологии атомной энергетики ядерного топливного цикла безопасного обращения с радиоактивными отходами отработавшего ядерного топлива. Третье - технологии новых и возобновляемых источников энергии (в том числе и по водородной энергетике). Четвертое - методы создания энергосберегающих систем транспортировки, распределения и использования энергии, энергоэффективного производства. Пятое - изготовление техники для преобразования энергии на органическом

топливе. По каждому из пяти направлений министерство устраивает конкурсы и отбирает по их итогам лучшие проекты. Происходит это следующим образом. Ежегодно в конце лета Министерство образования объявляет сбор заявок на формирование тематики и объемов финансирования по энергетике и энергосбережению. Научно-техническая общественность, представители научных структур, НИИ, университетов и бизнеса присылают на конкурс свои предложения по созданию определенных видов энергоэффективного оборудования. По словам Алексея Антропова, в последние годы количество заявок на разработки в сфере энергоэффективности увеличилось. Например, в этом году экспертная группа получила около 500 заявок, из которых рабочая группа Министерства образования, в которую входят ученые, представители бизнес-структур, поддержала примерно 150. Главными критериями отбора проектов являются научная новизна и возможность коммерциализации проекта, то есть превращения чертежа в полноценную техническую разработку. «В СССР вкладывали значительные средства в развитие фундаментальной и прикладной науки, в том числе в области энергетики.

А задача современного Министерства образования и науки - вкладывать средства в развитие научно-технического комплекса, развивать имеющийся у нашей страны научно-технический потенциал, чтобы коммерциализировать отечественные научные разработки», - заявил ВГ Алексей Антропов. Проектов, поддерживаемых государством, немало, а в будущем году, по словам господина Антропова, возможно, будет еще больше. Государство рассчитывает не только коммерциализировать отечественные разработки, но и увеличить экспорт инновационных научных разработок.

Сегодня доля российской высокотехнологичной продукции в мире составляет 0,45 %, в будущем году Министерство образования ожидает увеличения ее доли до 0,46 %, а в 2013 году планирует довести ее до 0,49 %. Таким образом, доля высокотехнологичной продукции в объеме экспорта в 2011 году составит 8,83 %, в 2012 году - 10,11 %, а в 2013-м - 10,18 %.

Список литературы:

1. www.ecologyandculture.ru/
2. www.kommersant.ru/

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИНДУКЦИОННОГО НАГРЕВА

А.М. Щелочкова, аспирант.

Научный руководитель: Л.С.Зимин, Заслуженный деятель науки РФ, д.т.н, профессор
Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия,
epp@samgtu.ru

Актуальные в настоящее время вопросы энергосбережения в полной мере относятся к широко распространённым в различных отраслях промышленности процессам обработки металлов методом горячего пластического деформирования, неразрывно связанных с технологией нагрева металла. Здесь перспективно применение индукционного нагрева, который по экономичности, производительности, уменьшению окалины и угара, уровню автоматизации является вполне конкурентоспособным по сравнению с альтернативными технологиями, основанными на нагреве в электрических печах сопротивления и пламенном нагреве. Традиционный путь достижения максимальной энергоэффективности технологических комплексов «индукционная нагревательная установка (ИНУ) – обработка металла давлением (ОМД)» состоит в решении локальных задач оптимизации отдельно для нагревательной установки и деформирующего оборудования в жестких рамках заданных технологических инструкций, формируемых за пределами этих задач.

Качественно более широкие возможности появляются при совместной оптимизации этих процессов, преследующей достижение предельных значений совокупного экономического показателя работы комплекса «ИНУ-ОМД» в целом, в условиях максимального числа степеней свободы для выбора различных параметров и управляющих воздействий, оптимизируемых по заданному критерию.

Из всех энергозатрат такого технологического комплекса преобладающее значение имеют затраты на нагрев. В зависимости от способа ОМД и деформируемого металла на нагрев затрачивается 50-85 %, а на обработку давлением - 15-50 % всего расхода энергии. Для создания энергоэффективной технологии нагрева предлагается системный подход к проектированию и функционированию всей системы индукционного нагрева, которая включает: ИНУ, источник питания, систему электроснабжения и систему управления.

Это совершенно новый подход к проектированию ИНУ. Действительно, основным фактором, органически связывающим обе стадии обработки металла в единый технологический комплекс, являются температурные кондиции металла, которые обычно заранее фиксируются в виде технологических инструкций. В предлагаемом системном подходе эти кондиции находятся, исходя из достижения экстремума совокупного экономического показателя работы комплекса.

Таким образом, предлагается задачу оптимизации электротермического производства с точки зрения повышения его энергоэффективности ставить следующим образом. Электротермический участок, предназначенный для нагрева металла под деформацию, можно условно представить в виде двух транспортных потоков: 1 металл, 2 электроэнергия. При этом ставится задача комплексной оптимизации потоков 1 и 2 с целью получения максимума дохода при условии выполнения заданной программы в срок и с заданным качеством. В данном случае оригинальность постановки задачи заключается в том, что температурное поле нагреваемой заготовки и время её транспорта к деформирующему оборудованию заранее не фиксируются, а входят в параметры оптимизации.

Поиск проектных решений, в которые входят энергетические, конструктивные и режимные параметры ИНУ, сводится к решению задач оптимального по быстродействию управления отдельно для ИНУ и ОМД с целью достижения результирующего температурного поля на выходе из ИНУ с учётом периода транспортирования нагретой заготовки. Причём, показано, что в данном случае параметры ИНУ будут также оптимальным по расходу энергии. В процессе решения одновременно с поиском

управляющих воздействий находятся узловые моменты оптимальной технологической инструкции: оптимальные длительности нагрева, транспортировки и деформации, а также оптимальное температурное поле заготовки перед ОМД.

При оптимизации процессов проектирования и функционирования рассматриваемых комплексов анализировались различные аспекты экономической эффективности. В результате были выделены четыре основных фактора, которые при заданных ценах и нормативных показателях однозначно определяют значения подавляющего большинства остальных показателей. Это количество и качество продукции, а также эксплуатационные и капитальные затраты на ее производство. Оптимальным является проектное решение, обеспечивающее наибольшую экономическую эффективность производства. Это утверждение справедливо как для технологического комплекса, исходные и конечные продукты которого являются товарными, так и для отдельных процессов и агрегатов. Основная трудность в формировании экономического критерия оптимизации обусловлена желанием иметь единственный обобщенный показатель, который отражал бы многочисленные частные аспекты. В данном случае таковым является достижение максимального приведенного дохода работы всего комплекса «ИНУ-ОМД».

Определяющая роль температурного фактора позволяет описать комплекс «ИНУ-ОМД» поведением температурного поля обрабатываемого металла на соответствующих стадиях технологического процесса. Отсюда вытекает возможность представления этого комплекса в виде ступенчатой системы, состоящей из трех объектов управления с последовательными во времени режимами их работы, где математическая модель каждого из объектов представляется соответствующим уравнением нестационарной теплопроводности. В общем случае это уравнения Фурье - Кирхгофа, отражающие на первой стадии нагрев металла в индукторе, на второй - его охлаждение при транспортировании к деформирующему оборудованию, и на третьей - температурное поле в процессе ОМД.

Оригинальность рассматриваемой задачи заключается в том, что температурное поле нагреваемой заготовки и время её транспорта к деформирующему оборудованию заранее не фиксируются, а входят в параметры оптимизации.

Если максимальная производительность ОМД меньше производительности ИНУ, то для оптимизации ИНУ можно рассматривать условие минимума себестоимости продукции комплекса в части затрат, обусловленных нагревом металла и влиянием его температуры на условия деформации. Если же объём и качество продукции комплекса заданы то условие максимума приведенного дохода становится адекватным условию минимума приведённых затрат:

Действительно оптимальный комплекс «ИНУ – ОМД» можно спроектировать только с учётом его системы электроснабжения (СЭС). Под оптимальным проектированием СЭС ИНУ понимается построение наиболее экономичного её варианта при соблюдении технических условий, накладываемых как элементами СЭС, так и потребителями – ИНУ. В качестве экономического критерия оптимизации целесообразно принимать суммарные приведенные затраты на СЭС, которые определяются технологическими, электротехническими и топологическими параметрами [1,2,3].

Изложенные выше соображения позволяют поставить задачу структурной оптимизации СЭС ИНУ, при которой находится количество подстанций, координаты их расположения, параметры подстанций, сети и конденсаторных установок, соответствующие минимуму приведенных затрат на СЭС, при учёте технических ограничений. К последним относятся номенклатурные ограничения по числу отходящих от подстанции линий, допустимой нагрузке подстанций, проводников сети, потере напряжения в линиях.

Таким образом, к числу оптимизируемых электротехнических параметров следует отнести: количество и мощность источников питания, в данном случае трансформаторных подстанций, конструкцию сети (сечение токопровода) и мощность конденсаторной установки.

При индукционном нагреве в настоящее время широко используют ток

промышленной частоты, когда физические и геометрические параметры заготовок позволяют получать приемлемый к.п.д. В этом случае, особенно при эксплуатации мощных установок, необходимо стремиться к равномерной загрузке всех фаз сети электроснабжения.

Исследовано качество индукционного нагрева в многофазных индукторах. Показано, что неравномерность поля по длине, которая имеет место в трёхфазном индукторе, сказывается отрицательно не только на качестве нагрева, но и на к.п.д.

Ряд индукционных установок промышленной частоты по конструктивным или технологическим соображениям не могут быть выполнены трехфазными или имеют в таком исполнении худшие технико-экономические показатели по сравнению с показателями аналогичных установок в однофазном исполнении. В то же время подключение мощных однофазных установок к трехфазной сети вызывает асимметрию токов, т.е. неравномерную загрузку фаз по току. Возникающая при этом обратная трёхфазная система наряду с прямой системой тока представляет собой асимметрию неприятную для большинства сетей. Поэтому совершенно понятно стремление выполнять индуктор в трёхфазном исполнении, чтобы получить симметричную нагрузку без дополнительных затрат.

С ростом мощности ИНУ при их однофазном исполнении возникает проблема электромагнитной совместимости ИНУ с обычными потребителями [1], т.к. симметрирование группы ИНУ согласованием их одновременной работы затруднительно, а применение симметрирующих устройств становится неэкономичным. Поэтому целесообразным представляется два альтернативных решения: раздельное питание ИНУ и других потребителей или применение ИНУ в трёхфазном исполнении. Следовательно, параметр числа фаз, имеющий одно из двух значений, целесообразно определять путём, независимым от задачи оптимизации.

Итак, с целью получения энергоэффективных технологий обосновано структурное представление процессов индукционного нагрева как распределенных объектов управления температурными полями индукционного нагрева. Проведен проблемно-ориентированный анализ взаимосвязанных электромагнитных и тепловых полей в системах «индуктор-металл», синтез оптимальных конструкций и режимов индукционного нагрева, высокопроизводительных и энергоэффективных технологий и установок как для традиционных, так и для специализированных и оригинальных производств.

Разработана универсальная вычислительная технология, предложены вычислительные алгоритмы и программное обеспечение для решения задач оптимального проектирования конструкций и управления динамическими режимами работы широкого класса объектов индукционного нагрева путем обоснованной постановки и решения соответствующих оптимальных задач. Разработаны методы оптимального проектирования конструкций и алгоритмов управления нагревом тел сложной геометрии, а также многозонными индукционными комплексами для непрерывного и периодического нагрева.

Оптимизация энергоэффективных конструкций и режимов обеспечивает повышение производительности в среднем на 25 %, повышение точности нагрева в 2-2,5 раза, экономию электроэнергии на 8-10 %, уменьшение времени выхода на стационарный режим до 30 %, обеспечение электромагнитной совместимости электротермического производства с центральной системой электроснабжения.

Список литературы:

1. Зимин Л.С., Щелочкова А.М. Электромагнитная совместимость систем электроснабжения с индукционными установками. Известия ВУЗов «Электромеханика», спец. выпуск. – 2007. - С.75. – ISSN 0136-3360.
2. Зимин Л.С., Щелочкова А.М. Оптимизация электроснабжения индукционных установок. Известия ВУЗов «Электромеханика», спец. выпуск. – 2009. - С.34. – ISSN 0136-3360.
3. Зимин Л.С., Щелочкова А.М. Анализ режимов электроснабжения индукционных установок. Известия ВУЗов. «Электромеханика», №3, 2011 г. с. 74–76.

ЭФФЕКТИВНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ В СИСТЕМЕ ГОРОДСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Р.С. Федюк, преподаватель

А.В. Мочалов, начальник учебной части – заместитель начальника учебного военного центра

Е.А. Огрель, аспирант

Научный руководитель: В.А. Баранов, д.ф.н., к.т.н., доцент

Дальневосточный федеральный университет

г. Владивосток, Россия

roman44@yandex.ru

Проблема дефицита пресной воды достаточно актуальна для Владивостока, как в количественном, так и в качественном отношении. Данная проблема возникла ввиду неравномерного распределения поверхностного стока по территории и сезонам года, периодической цикличности маловодных лет, неиспользования месторождений подземных вод, антропогенного загрязнения воды в водохранилищах питьевого назначения, а также износа сетей и водопроводных сооружений, вследствие чего на всем протяжении от водохранилищ до потребителей существуют достаточно большие потери (утечки) воды.

В настоящее время основным источником водоснабжения города являются поверхностные воды, забор которых производится из трех водохранилищ и двух подруловых водозаборов: Пионерский гидроузел, Богатинский гидроузел, Артемовский гидроузел, Шкотовский водозабор, Ковш Артем ТЭЦ. Потребность города в воде составляет 400-500 тыс. м³/сутки. Источники водоснабжения покрывают потребности города лишь частично. Проблема может усугубиться, когда реализуется проект застройки Русского острова. Таким образом, вопрос строительства дополнительного, резервного источника водоснабжения возникал регулярно. Этим источником может стать крупнейшее на Дальнем Востоке месторождение – Пушкинское месторождение подземных вод (Пушкинская депрессия), которая позволит дополнительно поставлять для нужд южного Приморья 200-250 тыс. м³/сутки – половину того, что Владивосток получает сегодня. Источниками финансирования проектирования и строительства объекта являются краевой и федеральный бюджет.

Введение в эксплуатацию Пушкинской депрессии позволит сократить количественный дефицит воды во Владивостоке, но сохранит качественный, который возникает в магистральных трубопроводах и распределительной сети ввиду ее износа (более 60 %), вследствие чего процесс транспортировки воды связан с ее потерями. По данным, полученным в ОАО «Водоканале», потери воды на пути ее транспортировки от места забора из источника водоснабжения до потребителей составляют 50 %. При этом система контроля и учета индивидуального водопотребления работает недостаточно эффективно (на 1 января 2011 года в Приморском крае приборами учета холодной воды оборудованы 28,9 % квартир; горячей воды – 29,1 %). То есть оплата услуг водоснабжения для большинства жителей производится по нормативам, которые включают в себя значительное количество утечек из системы на всех этапах прохождения воды, обусловленными причинами технического и социального свойства [1].

В качестве путей по сокращению потерь воды в системе водоснабжения можно выделить следующие:

- Проведение обновления основных фондов систем коммунального водоснабжения и канализации за счет привлечения частных инвестиций. Значительный износ сетей и водопроводных сооружений требует модернизации, что будет сопровождаться большими расходами. Покрыть эти расходы можно несколькими путями: значительно повысить тарифы, что представляется малоэффективным, так как повлечет за собой увеличение числа абонентов-должников, и эффективность данных мер окажется под вопросом или за счет бюджетных средств, размер которых представляется недостаточным.

- Организация учета потребляемой воды путем повсеместной установки приборов учета. Если принять во внимание краткосрочный прогноз, основанный на проекте Правил предоставления, приостановки и ограничения предоставления коммунальных услуг, согласно которого граждане, не установившие счетчики на воду, с 2012 года будут платить за жилищно-коммунальные услуги на 20 % больше остальных, а с 2013 года – на 40 % больше, то эффективность установки приборов учета воды для населения становится очевидной.

Помимо данных мероприятий можно предложить и другие варианты по управлению снижением водопотребления в жилищно-коммунальной сфере за счет снижения расхода питьевой воды, а значит и снижения платы за нее. Предлагается осуществить систему повторного использования воды для коммунальных потребителей (по принципу систем судового водоснабжения). Все бытовое водоснабжение судов делится на питьевую (20 %), мытьевую (55 %) и санитарную воду (25 %).

Суть системы повторного использования воды на судах заключается в следующем: использованная мытьевая вода после очистки применяется повторно в качестве санитарной (для смыва унитаза). Таким образом, проблема дефицита воды на борту судна не стоит перед экипажем, так как система водоснабжения судов практически не зависит от снабжения водой с берега (за исключением питьевой воды).

Подобный опыт применения для коммунальных потребителей уже существует: в Берлине (Германия) в одном из жилых зданий осуществляют очистку «серых стоков» и их повторное использование. В здании смонтированы две отдельные системы канализации – одна для туалетов («черные стоки»), а другая для умывальников, раковин кухонь, ванн, душей и бытовой техники, то есть для «серых стоков». Вода с помощью кварцевых ламп очищается ультрафиолетовым облучением в специальной установке, размещенной в подвале здания, после чего вода подается насосом через отдельную систему трубопроводов на водоснабжение смывных бачков туалетов [2].

Предлагаемая система позволит снизить количество «свежей» воды. В настоящее же время оплата фактически производится за питьевую воду, стоимость которой по факту затрат гораздо выше. В связи с этим предлагается вторично использовать мытьевые воды (из ванны) для санитарных целей, также они могут являться резервом при пожаре. Предлагаемые мероприятия не снижают уровень комфортности жителей.

Рассмотрим принцип подготовки санитарной воды. Вход в систему заключается в процессе наполнения емкости водой, использованной в мытьевых целях. Таким образом, вход в систему характеризуется наличием следующих частиц:

- различные моющие средства (мыло, шампунь, стиральный порошок, зубная паста);
- частицы, которые человек смывает в процессе стирки (грязь, нитки и т.п.).

Все загрязняющие вещества занимают довольно малый объем. Сопоставление качества использованной мытьевой воды и требований, предъявляемых к ней потребителями (в качестве санитарной), определяет необходимость по степени ее очистки. Выход системы представляет собой процесс перекачивания воды, пригодной для санитарных нужд, из емкости для сбора воды в смывной бачок. Реализация системы повторного использования воды предполагает два варианта сбора мытьевой воды – локальную и общую систему.

При локальной системе сбор мытьевой воды производит каждая семья самостоятельно в своей квартире. В данном случае сбор воды производится в специально сконструированной емкости. Располагаться она будет непосредственно под ванной или в туалете за унитазом.

Произведя слив воды в емкость, вода будет подвергаться отстаиванию. Пройдя такую обработку, вода по специально подведенным трубам поступает в смывной бачок, где и используется в качестве санитарной. Затем повторно использованная вода поступает в канализацию.

При проектировании емкости необходимо учитывать коэффициент резерва воды, так как могут возникнуть непредвиденные ситуации типа внезапного отключения

водоснабжения, прихода гостей, а также болезненного состояния человека. Полученный резерв воды можно также использовать для промывания емкости от засоряющих частиц. Если резерв оказался лишним, то излишек можно направить в канализацию. Если же наоборот, семье не хватило запланированной воды, недостаток ее можно восполнить простым открыванием крана в ванной. В данном случае вода просто перетекает в емкость для сбора воды, а уже затем в смывной бачок. Но при этом вода будет проходить не все этапы жизненного цикла, а жители будут платить за каждый перерасходованный литр воды. При общей системе сбор мытьевой воды производит многоквартирный дом или группа домов. Сбор воды, использованной на мытьевые нужды, производится жильцами в специально сконструированной для этого емкости. Затем, пройдя очистку, часть «свежей» воды направляется в дом для использования ее в качестве санитарной, а другая часть направляется в систему отопления.

В настоящее время в системе отопления используется вода питьевого качества, хотя требования, предъявляемые к такой воде, гораздо ниже и вполне достаточно использовать в системе отопления «очищенную» мытьевую воду. Очистка должна производиться с учетом требований, предъявляемых к воде, пригодной для использования в системе отопления. Сбор воды осуществляется в специально сконструированной емкости, в которой вода отстаивается. Затем вода направляется в другую емкость, где будет проводиться обеззараживание с целью уничтожения различных болезнетворных бактерий: ведь в многоквартирном доме живет большое количество жителей, и не известно, является ли кто-либо из них носителем заболеваний. В данном случае предлагается решение использовать гипохлорит натрия (NaClO), так как к санитарной воде и воде, направляемой в систему отопления, предъявляют невысокие требования.

При проектировании емкости для сбора воды многоквартирным домом (в отличие от емкости, установленной в квартире для каждой семьи) не учитывается коэффициент резерва воды на экстренные нужды человека, так как при большом количестве жителей в этом нет особой необходимости. Излишки очищенной воды могут являться резервом при пожаре, а при отсутствии такой необходимости сбрасываться в канализацию.

Данные емкости можно расположить в любом наиболее приемлемом месте: под землей (во дворе, на пустыре, в овраге, в лесном массиве) или на крыше дома при условии надежности конструкции здания. При этом степень комфортности и благоустройства местности для жителей не будет снижаться. В случае, когда емкость будет располагаться под землей, важным моментом является то, что это не повлечет за собой дополнительных наземных построек. В случае, когда емкость будет устанавливаться на крыше здания, необходимо учитывать коэффициент нагрузки на конструкцию здания. В обоих случаях изменение системы водоснабжения повлечет только незначительные неудобства, связанные с процессом строительства.

Внедрение систем повторного использования мытьевой воды для коммунальных потребителей является одним из вариантов снижения водопотребления в жилищно-коммунальной сфере.

Список литературы:

1. Федюк Р.С. Экологические аспекты проектирования энергоэффективных зданий в Приморском крае // Материалы XVI Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: экология, надежность, безопасность»-Томск: ТПУ, 2010. – с. 141-143.
2. Куличков С.В., Федюк Р.С., Муталибов З.А. Современные принципы проектирования энергоэффективных сооружений объектов военной инфраструктуры // Материалы 53 Всероссийской научной конференции. Том I, Военно-специальные вопросы – Владивосток: ТОВМИ им. С.О. Макарова ВУНЦ ВМФ «ВМА», 2010. – с. 53-55.

ВЛИЯНИЕ ПЛАНИРОВАНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА ПРОМЫШЛЕННОМ ПРЕДПРИЯТИИ

Т.Н. Кирилова, аспирант

Научный руководитель: А.В. Кабышев, д.т.н., профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

г. Томск, Россия

kirilova@sibmail.com

Федеральным законом № 261 от 23 ноября 2009 г. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» регулируются отношения по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Согласно ст. 2 данного закона энергосбережение – это реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования.

Многочисленные мероприятия, которые способствуют экономии энергии, можно разделить на две группы:

1. Организационные мероприятия – как правило, это беззатратные или малозатратные мероприятия направленные на оптимизацию энергопотребления, улучшение эксплуатационных режимов и пропаганду политики энергосбережения.
2. Технические мероприятия – сюда можно отнести и малозатратные мероприятия, такие как, незначительные видоизменения оборудования или технологических процессов, и достаточно затратные мероприятия с заменой устаревшего оборудования, переход на автономное энергоснабжение, замена теплоисточника на установку с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

Мероприятия по энергосбережению, которые проводятся на больших и малых предприятиях различной формы собственности, имеют свою определенную цель – снижение издержек и принятие мер, направленных на повышение экономической эффективности производства. Процент энергетических затрат на промышленных предприятиях постоянно растет, что обуславливается моральным износом используемого оборудования и большими потерями энергетических ресурсов в процессе транспортировки электроэнергии. Только применение комплексных мер будет способствовать достижению ожидаемого положительного результата и в зависимости от эффективности и регулярности проводимых мероприятий определит быстроту его достижения.

В рамках исполнения Федерального закона № 261 от 23.11.2009 г. и реализации политики энергосбережения, промышленные предприятия проводят добровольное энергетическое обследование, результатом которого является энергетический паспорт организации [1]. Данный документ содержит не только информацию о фактическом состоянии энергетического хозяйства предприятия и тенденциях его изменения в прошлом, но и включает типовые и нетиповые мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, при реализации которых достигается конкретный экономический эффект и определен срок окупаемости каждого мероприятия.

Одним из таких нетиповых мероприятий для крупного промышленного предприятия является оптимизация потребления электрической энергии в части его планирования, в том числе и по часам.

В соответствии со ст. 44 Постановления Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии", потребитель (покупатель), приобретающий или имеющий намерение приобретать электрическую энергию в отношении энергопринимающих устройств, расположенных на территориях субъектов Российской Федерации, объединенных в ценовые зоны оптового рынка, при условии оборудования точек

поставки по договору приборами учета, позволяющими измерять почасовые объемы потребления электрической энергии, вправе потребовать, а гарантирующий поставщик обязан включить в договор энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности)) условие о планировании им объемов потребления электрической энергии по часам суток.

Стоимость электроэнергии для таких потребителей рассчитывается на каждый час [2] и напрямую зависит от соответствия планового и фактического объема потребленной электрической энергии. При точном почасовом планировании и небольшом расхождении в плановых и фактических объемах потребленной электрической энергии, средневзвешенная цена за сутки получается гораздо ниже, чем средневзвешенная цена сложившегося одноставочного тарифа для потребителей без почасового планирования.

Особенностью промышленного предприятия является неритмичность его работы, которая объясняется неравномерной загрузкой оборудования, сформированным портфелем заказов, качеством входных материалов и многими другими факторами, в связи с чем, прогнозирование потребления электроэнергии по часам становится достаточно трудоемкой задачей.

Для повышения качества прогноза из общего потребления электроэнергии необходимо выделить постоянную составляющую, ее прогнозирование можно осуществить с помощью простейших статистических методов, и переменную (неритмичную) составляющую, для прогнозирования которой необходимо использовать специальные программные комплексы.

В результате прогнозирования постоянной составляющей промышленного предприятия методом проинтегрированного скользящего среднего (АРПСС) и трендовым анализом получены суточные графики потребления электроэнергии (рис. 1). Постоянная составляющая электропотребления складывается из работы осветительных установок, вытяжной и приточной вентиляции, насосного оборудования и станочного парка предприятия.

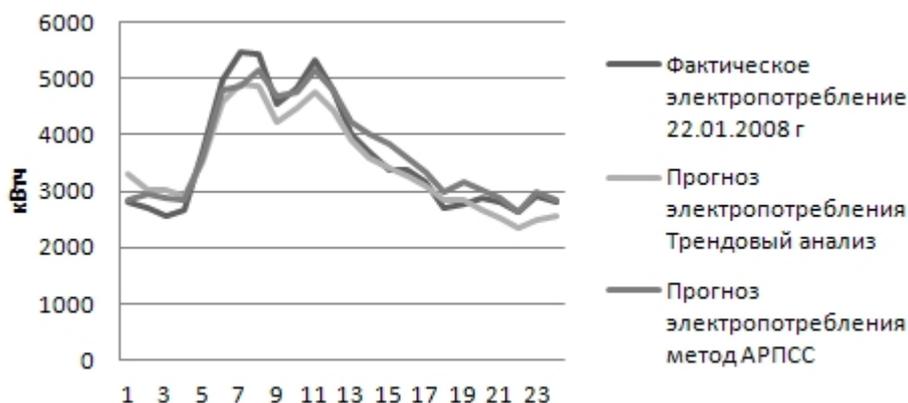


Рисунок. 1. Прогнозные и фактический графики постоянной составляющей потребления электроэнергии промышленного предприятия

Точность прогноза достаточно высока при использовании любого из предложенных методов, поэтому прогнозирование постоянной составляющей электропотребления промышленного предприятия не вызывает сложности.

В результате прогнозирования переменной составляющей промышленного предприятия с использованием программный пакет Statistica получены суточные графики потребления электроэнергии (рис. 2). Переменная составляющая для данного предприятия представлена работой плавильной индукционной печи, как наиболее энергоемкой электроустановки. Прогнозирование электропотребления плавильной печи разбито на 2 этапа:

1. Прогнозирование объема электропотребления на сутки с помощью нейронных сетей типа: многослойный персептрон (МП) и радиальная базисная функция (РБФ).

2. Прогнозирование почасового суточного потребления с помощью нейронной сети временного ряда.

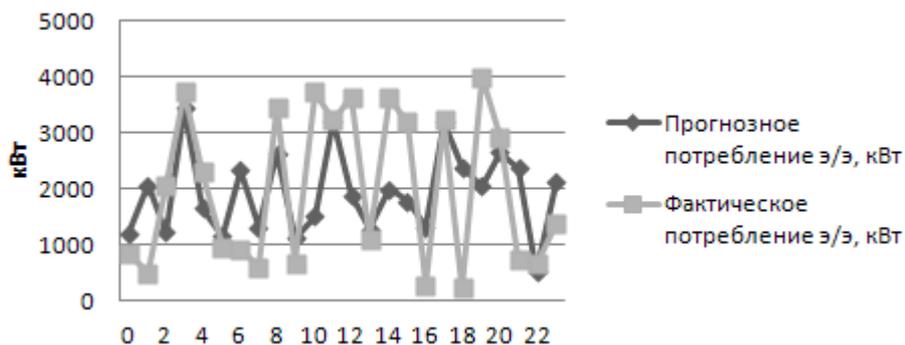


Рисунок. 2. Прогнозный и фактический графики переменной составляющей потребления электроэнергии промышленного предприятия

Полученная ошибка прогноза составляет менее 3%, она во многом обусловлена сложностью и нелинейностью структуры электропотребления.

Таким образом, когда руководство предприятия принимает решение о покупке электроэнергии с планированием покупаемых объемов по часам, все предприятие и весь технологический процесс проходит реструктуризацию и модернизацию, результатом которых является экономичная модель работы предприятия, в соответствии с оптимальным технологическим процессом.

Основным аспектом данной модели является разработка математического аппарата прогнозирования и планирование потребления электроэнергии на сутки вперед с разбивкой по часам каждой структурной единицей предприятия (цех, подразделение, а в случае работы оборудования большой мощности, для каждой единицы такого оборудования отдельно), при этом разрабатываются и внедряются положения о стимулировании персонала в сфере энергосбережения, в которых оговорены поощрительные меры в случае повышения энергетической эффективности и ответственность за несоблюдение плана потребления электроэнергии.

Экономия денежных средств от использования расчета за потребленную электроэнергию с планирование по часам суток составляет от 2 % до 15 %, в зависимости от точности прогноза.

Процесс планирования электроэнергии, с одной стороны является организационной мерой, основанной на разработке статистической модели потребления электроэнергии для данного конкретного предприятия с использованием математических методов планирования и массива данных по потреблению электроэнергии за прошлые годы, с другой стороны, для организации адекватного процесса планирования необходимо полная инвентаризация станочного парка предприятия и оптимизация технологического процесса, результатом которых является повышение энергетической эффективности используемого оборудования.

Таким образом, планирование потребления электроэнергии по часам приносит не только экономический эффект, в результате покупки электроэнергии по меньшей цене, чем средневзвешенная цена для остальных категорий, кроме населения. Но и приводит к снижению объемов потребления электрической энергии, за счет оптимизации технологического процесса и эффективного использования промышленного оборудования.

Список литературы:

1. Федеральный закон от 23.11.2009 г. № 261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности»
2. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ОЧИСТКИ ПОВЕРХНОСТИ КОНСТРУКЦИОННЫХ СТАЛЕЙ ЭЛЕКТРОИСКРОВОЙ ОБРАБОТКОЙ

Журавлев М. В., аспирант¹; Шутько Ю. В., аспирант²

Научный руководитель: Ерофеев М. В., к. ф.-м. н., научный сотрудник²

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет

² Институт сильноточной электроники СО РАН

г. Томск, Россия

zhavlev-misha@mail.ru

Общемировой объем производства и потребления стали значительно увеличился за последние десятилетия, в связи с чем актуальной задачей является разработка технологий ее обработки, позволяющих минимизировать энергозатраты при одновременном обеспечении высокого качества и экологичности. Одной из наиболее распространенных технологических операций металлообработки является очистка проката низкоуглеродистых конструкционных сталей от разного рода загрязнений и окисных пленок.

Технологии очистки металлов классифицируют по методу воздействия на поверхность. Наиболее широко распространенные (механическая, химическая (электрохимическая), ультразвуковая и индукционная) обладают рядом серьезных недостатков (низкая энергоэффективность, загрязнение окружающей среды и т. д.), поэтому в настоящее время значительное количество исследований направлено на оптимизацию процессов обработки концентрированными потоками энергии: электроэрозионной, лазерной, электронными и ионными пучками, электролитно-плазменной и плазменно-дуговой.

Перспективным, по нашему мнению, представляется электроискровой метод очистки поверхности металла [1-3]. Обработку производят в инертном или восстановительном газе при атмосферном давлении на установке, схема которой представлена на рис. 1. В качестве источника напряжения используют высоковольтный импульсный генератор. Расстояние от электрода до обрабатываемой поверхности составляет от долей до нескольких миллиметров. При подаче генератором импульсов напряжения между электродом и очищаемой поверхностью происходит искровой пробой и формируется проводящий плазменный канал, температура которого в различных газах достигает значений порядка $(2\div 3)10^4$ К [4]. Энергия, передаваемая очищаемой поверхности, приводит к абляции окисного слоя и иных загрязнений.

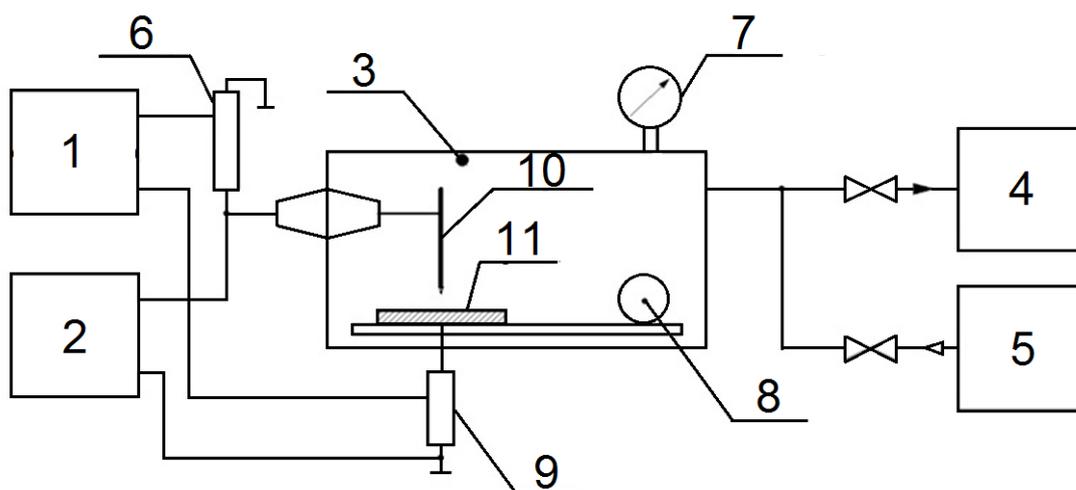


Рисунок 1. Схема установки для электроискровой очистки поверхности стали:

1 – осциллограф; 2 – генератор импульсов; 3 – кювета; 4 – вакуумный насос; 5 – газовый баллон; 6 – высоковольтный делитель напряжения; 7 – мановакуумметр; 8 – передвижной механизм; 9 – датчик тока; 10 – высоковольтный электрод (анод); 11 – обрабатываемый образец (катод)

Результаты исследований, опубликованные в работах [1-3], показали эффективность электроискрового метода очистки, однако был сделан вывод, что с целью оптимизации технологических параметров обработки и обеспечения ее максимальной энергоэффективности необходимо провести дополнительные исследования. Для реализации поставленной задачи был создан генератор высоковольтных импульсов с варьируемыми параметрами (схема генератора представлена на рис. 2, параметры – в табл. 1). При его проектировании значительное внимание было уделено максимально возможному повышению коэффициента полезного действия в процессе передачи энергии от электрической сети непосредственно в разрядный промежуток.

Генератор импульсов представляет собой два источника питания с разными уровнями напряжения, работающие на одну нагрузку, и состоит из трех основных частей. Высоковольтная часть генерирует импульс напряжения длительностью 1 мкс, амплитудой напряжения 15 кВ и энергией 0,01 Дж для пробоя межэлектродного промежутка и образования начального искрового канала. Формирование импульса достигается разрядом емкости C4 на импульсный трансформатор TV2. Низковольтная часть предназначена для передачи основной энергии в искровой канал. Система управления служит для синхронизации работы высоковольтной и низковольтной частей. Для согласования высоковольтной и низковольтной частей используется конденсатор C3 и насыщающийся дроссель L1. Емкость C3 предотвращает разрядку накопительной емкости C2 (низковольтной части) через вторичную обмотку трансформатора TV2 (высоковольтной части). Дроссель L1 обладает высоким сопротивлением для высоковольтного импульса, генерируемого высоковольтной частью тем самым, не пропуская его в низковольтную часть.

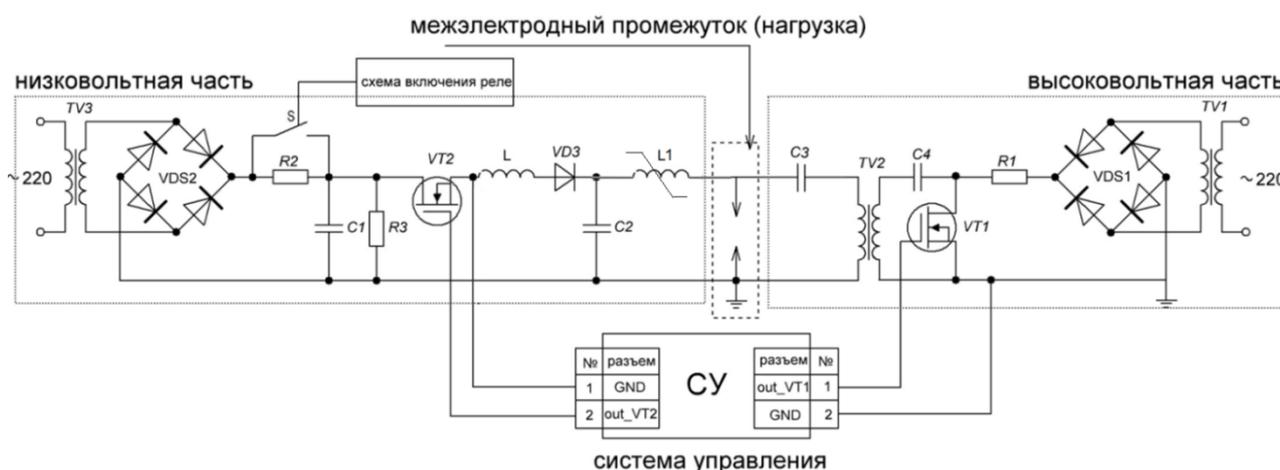


Рисунок 2. Функциональная схема генератора высоковольтных импульсов.

Таблица 1. Параметры генератора импульсов

Напряжение пробоя, кВ	Длительность импульса пробоя, мкс	Энергия импульса пробоя, Дж	Напряжение основного импульса, В	Длительность основного импульса, мкс	Энергия основного импульса, Дж	Частота, с ⁻¹
15	1	0,01	80 .. 300	10 .. 200	0,01 .. 0,5	100 .. 5000

При определении энергоэффективности генератора рассчитывали энергию импульса, выделившуюся в искровом канале, используя для этого осциллограммы тока и напряжения (рис. 3), и сравнивали ее с энергией, накопленной в конденсаторе C3 и рассчитанной по

формуле $W = \frac{C \cdot U^2}{2}$ [5]. Результаты сведены в табл. 2.

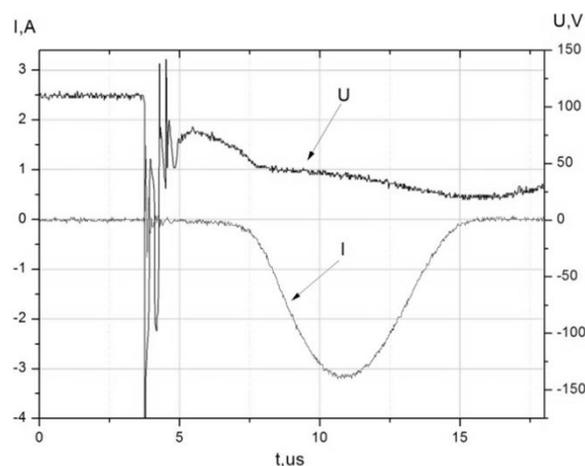


Рисунок 3. Осциллограммы тока и напряжения.

Таблица 2. Параметры импульса

№ режима	Напряжение на конденсаторе С3, В	Ток искры, А	Энергия запасенная, мДж	Энергия выделившаяся в искре, мДж	КПД, %
1	75	50	84	74	88
2	100	90	131	150	87
3	150	143	280	340	82
4	200	200	600	460	76

Из анализа данных, представленных в табл. 2, можно сделать вывод о высоком коэффициенте полезного действия генератора (~80 %) во всех исследованных режимах работы.

Список литературы:

1. Егоров Ю. П., Журавлев М. В., Ремнев Г. Е., Слободян М. С., Стрелкова И. Л., Шубин Б. Г. Формирование аморфного приповерхностного слоя при электроискровой обработке стали 08Г2С // Изв. вузов. Физика. – 2011. – №11/3. – С. 175-178.
2. Егоров Ю. П., Журавлев М. В., Ремнев Г. Е., Слободян М. С., Стрелкова И. Л., Шубин Б. Г. Электроискровая очистка поверхности стали 08Г2С // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 2. – С. 63-67.
3. Egorov Yu., Remnev G., Shubin B., Slobodyan M., Strelkova I., Zhuravlev M. Cleaning Low Carbon Steel Surface by Spark Treatment // Proceedings of the 7th International Conference “Material Technologies and Modeling (MMT-2012)”. Ariel (Israel), August 20-23 2012. – Ariel: Ariel University Center of Samaria, 2012. – pp. 1174-1179.
4. Базелян Е. М., Райзен Ю. П. Искровой разряд. – М.: Изд-во МФТИ, 1997. – 320 с.
5. Фурсов С. П., Парамонов А. М., Добында И. В., Семенчук А. В. Источники питания для электроискрового легирования. – Кичнев: «Штиница», 1978. – 118 с.

ГАЗОТУРБИННЫЕ И ГАЗОПОРШНЕВЫЕ УСТАНОВКИ

Т.С. Абдыкадыров, О.А. Савельева, магистранты
Научный руководитель: В.Я. Ушаков, д.т.н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
tima8999@sibmail.com

В новых экономических условиях перехода к социально-ориентированным рыночным отношениям, высокого уровня инфляции, невозможности использования централизованных средств для восполнения отработавших свой ресурс и требующих замены генерирующих мощностей, ориентация на традиционное централизованное энергоснабжение от крупных источников становится проблематичной. В настоящее время наметилась тенденция на строительство децентрализованных комбинированных источников электро- и теплоснабжения.

Создание таких энергоустановок имеет ряд преимуществ. Среди них основными являются короткие сроки строительства, повышение надежности тепло- и электроснабжения потребителей, снижение инерционности теплового регулирования и потерь в тепловых сетях, относительно сетей подключенных к централизованным источникам энергоснабжения.

Использование локальных систем производства электрической и тепловой энергии с использованием газотурбинных и газопоршневых энергетических установок работающих на природном газе или пропане является одним из возможных решений данной задач.

Газотурбинная установка (ГТУ) - энергетическая установка: конструктивно объединённая совокупность газовой турбины, электрического генератора, газоздушного тракта, системы управления и вспомогательных устройств.

ГТУ имеют единичную электрическую мощность от двадцати киловатт до нескольких десятков мегаватт. Электрический КПД современных газотурбинных установок составляет 33–39 %. С учетом высокой температуры выхлопных газов в мощных газотурбинных установках имеется возможность комбинированного использования газовых и паровых турбин. Такой инженерный подход позволяет существенно повысить эффективность использования топлива и увеличивает электрический КПД установок до 57–59 %.

Соотношение производимой электрической энергии к тепловой энергии у газотурбинных установок — ГТУ составляет ~ 1:2. То есть газотурбинная установка с электрической мощностью 10 МВт способна выдать ~ 20 МВт тепловой энергии. Для перевода МВт в ГКал используется коэффициент 1,163 (1,163 МВт = 1163 кВт = 1 Гкал).

В зависимости от потребностей газотурбинные установки — ГТУ дополнительно оснащаются паровыми или водогрейными котлами, что дает возможность иметь пар различного давления для производственных потребностей, или горячую воду со стандартными температурами (ГВС). При комбинированном использовании энергии двух видов коэффициент использования топлива газотурбинной тепловой электростанции увеличивается до 90 %.

Режим работы электростанции, с использованием сопутствующей тепловой энергии имеет свой технический термин — когенерация.

Когенерация - это комбинированное производство тепла и электроэнергии. На электростанции с применением технологии когенерации топливо используется для получения двух форм энергии — тепловой и электрической.

С технологией когенерации появляется реальная возможность использовать тепловую энергию, которая обычно улетучивается в атмосферу через градирни и вместе с дымовыми газами.

Эффективность использования газотурбинных установок обеспечивается в широком диапазоне электрических нагрузок от минимальных 1–3 % до максимальных 110–115 %.[1]

Газопоршневая электростанция (ГПУ) – это газопоршневой двигатель, на валу которого установлен обычный генератор. Принцип работы газопоршневой электростанции основан на следующем: топливо (ГПУ в стандартном исполнении приспособлены для сжигания природного газа, но можно в них сжигать и другое капельное или газообразное топливо), сгорая, расширяется и передаёт энергию поршню, который, в свою очередь, с помощью коленвала передаёт её дальше.

Таким образом, механическая энергия преобразуется в электроэнергию. Газопоршневые электростанции являются основным и резервным источником электропитания для промышленных предприятий, населённых пунктов. Тепло, возникающее в двигателе внутреннего сгорания, через систему охладителей двигателя, масла и продуктов сгорания в дальнейшем эффективно используется, поэтому производительность когенерационных ГПУ находится в пределах 80 – 90 %.

Устойчивость материала из которого изготовлен поршень к перегрузкам определяет мощность газопоршневого двигателя. Если требуется достаточно высокая постоянная мощность, то необходимо приобретать и обслуживать несколько газопоршневых генераторов, работающих постоянно на полную мощность.

Электрический КПД газопоршневых электростанций считается высоким и при работе на качественном природном газе составляет ~ 39-44 %.

Это означает, что для производства одного и того же объема электроэнергии, в сравнении с турбинами, газопоршневые электростанции расходуют на одну треть природного газа меньше.

Газопоршневые электростанции представлены в широкой гамме единичной электрической мощности от 0,05 МВт до 17-20 МВт.

Соотношение выдачи электричества и тепловой энергии равно 1:1, то есть на 1 МВт установленной электрической мощности можно получить 1 МВт тепловой энергии.[1]

Сравнение газопоршневых и газотурбинных двигателей по немаловажным вопросам установки и эксплуатации приведено в (табл. 1):

Таблица 1. Сравнение газопоршневых и газотурбинных установок

Параметр	ГПУ	ГТУ
Площадь под установку	Довольно большая, монтаж в контейнерах на специально подготовленной площадке	Маленькая, возможность монтажа на крышах зданий
Стоимость за кВт мощности	\$400-600	\$1000-1400
Экономичность общая по теплу и электричеству, КПД с когенерацией	Высокая (до 85 %)	Высокая (до 85 %)
Экономичность на кВт, КПД по электричеству	Высокая 40-47 %	Низкая 17-36 %
Обслуживание	Останов после 1000-2000 ч. работы, замена масла Кап. ремонт через 60000 ч., выполняется на месте установки	Останов после каждых 2000 ч. (данные фирмы Solar) Кап. ремонт через 60000 ч., выполняется на специальном заводе
Падение напряжения и время восстановления после 50 % наброса нагрузки	22 % 8 с	40 % 38 с
Наработка на отказ	40-100 тыс. часов	30-60 тыс. часов
Требования к газу	Низкое, возможно бытовое давление, меньше 10 мБар	Высокое, среднее давление порядка 16-20 Бар
Шумность	Нормальная	Низкая
Экологичность	Высокая	Высокая

Продолжение таблицы 1

Параметр	ГПУ	ГТУ
Ремонтопригодность	Ремонт производится на месте, ремонт требует меньше времени	Ремонт производится на специальных заводах затраты времени и денег на транспортировку, центровку и т.д.
Удельный расход топлива при 100 % и 50 % нагрузках	9,3...11,6 МДж/кВт·ч 0,264...0,329 м ³ /кВт·ч	13,2...17,7 МДж/кВт·ч 0,375...0,503 м ³ /кВт·ч
Влияние переменной нагрузки	Не желательна долгая работа на нагрузках менее 40 % (сильно влияет на интервалы обслуживания) при меньшей единичной мощности агрегата, более гибкая работа электростанции в целом и выше надежность энергоснабжения	Работа на частичных нагрузках (менее 50 %) не влияет на состояние турбины при высокой единичной мощности агрегата, отключение вызывает потерю 30...50 % мощности электростанции

Обобщая характеристики, можно сделать вывод, что использование газотурбинных электростанций (ГТУ) оправдано при недостатке площади для размещения (малая площадь) и размещения внутри плотной жилой застройки (малая шумность).

Справедливости ради можно сказать, что шумность газопоршневых миниэлектростанций может быть снижена до минимума дополнительными глушителями, но низкочастотные вибрации все равно не позволяют размещать их на крышах зданий, в отличие от микротурбин.

Особенностью микротурбин является их большая ориентированность на тепло, газопоршневых - на электричество. Микротурбины более гибки на низких уровнях нагрузок (до 2 %). Современные топливные системы, которые мы устанавливаем на газопоршневые электростанции, позволяют тоже достаточно гибко работать на низких нагрузках (15 % и ниже). При этом нужно понимать, что КПД на очень низких нагрузках значительно ухудшается, особенно сильно у турбин (на десятки %) - почти все уходит в тепловой хвост, а себестоимость кВтЧаса электричества растет в разы.

Важной особенностью сравнения ГТУ и ГПУ, является существенно больше стоимость (в 2-3 раза) микротурбин по сравнению с газопоршневыми машинами вследствие значительно меньшего количества производителей этих установок и меньший выбор.

Недостатком ГПУ является необходимость в значительно более частом техническом обслуживании, чем у микротурбин. В основном это замена масла и фильтров. Этот недостаток частично компенсируется установкой дополнительных систем долива и очистки масла для ГПУ. Этими мерами межсервисный пробег удается увеличить до 3тыс. часов (раз в квартал). Вместе с тем общий ресурс газопоршневых машин немного превосходит общий ресурс микротурбин.[5]

Сравнение турбинных и поршневых установок для применения на мини-ТЭЦ показывает, что установка газовых турбин наиболее выгодна на крупных промышленных предприятиях, которые имеют значительные (больше 8-10 МВт) электрические нагрузки, собственную производственную базу, высококвалифицированный персонал для эксплуатации установки, ввод газа высокого давления. Мини-ТЭЦ на базе газопоршневых двигателей перспективны в качестве основного источника электроэнергии и теплоты на предприятиях самого широкого диапазона деятельности, а именно: в сфере обслуживания - в гостиницах, санаториях, пансионатах и предприятиях пищевой промышленности; в

промышленности - на деревообрабатывающих и химических предприятиях; в сельском хозяйстве - в тепличных хозяйствах, на птицефермах и животноводческих комплексах.

Список литературы:

1. Новая генерация. [Электронный ресурс]: Газотурбинные установки.– Режим доступа:http://www.manbw.ru/analytics/gasturbine_units_power_station_power_plant.html
2. Соколов В. С. Газотурбинные установки: Учеб. пособие для сред. ПТУ. — М.: Высш. шк., 1986. — с. 151
3. РосТепло. [Электронный ресурс]: Аналитический отчет ГТУ и ГПУ.– Режим доступа: http://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=787&p=23
4. GazEcos. [Электронный ресурс]: Сравнение ГТУ и ГПУ.– Режим доступа: <http://www.gazecos.ru/microturbines.html>
5. ЭнергоАэро. [Электронный ресурс]: Сравнение ГПУ и ГТУ.– Режим доступа: <http://www.aerkom.ru/miniTES/sravnenie/>

СТРУКТУРА И СТАТУС АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В СОВРЕМЕННОЙ РОССИИ

А.А. Сагачёв, магистрант
Научный руководитель: В.Я. Ушаков, д.т.н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
sansag@mail.ru

В наше время человечеству требуется все больше и больше электроэнергии. Уровень энергопотребления растёт, все острее встает проблема нехватки ископаемых энергоресурсов, а новые источники энергии не дают желаемых результатов. Решением проблемы может стать активное развитие ядерной энергетики, одной из самых молодых и динамично развивающихся отраслей глобальной экономики.

В структуре электроэнергетических объектов России преобладают электростанции на органическом топливе, доля которых в общем объеме установленной мощности составляет около 67 % (148.7 млн. кВт). Доля атомных электростанций - около 16 %, гидроэлектростанций - чуть менее 20 %. Значительную часть - порядка 50 % общей мощности тепловых электростанций - составляют ТЭЦ.

В настоящее время в России на 10 действующих АЭС эксплуатируется 33 энергоблока общей мощностью 23 643 МВт, из них 17 реакторов с водой под давлением — 11 ВВЭР-1000, 6 ВВЭР-440; 15 канальных кипящих реакторов — 11 РБМК-1000 и 4 ЭГП-6; 1 реактор на быстрых нейтронах — БН-600. Больше всего АЭС (63 АЭС, 104 энергоблока) эксплуатируется в США. На втором месте идет Франция (58 энергоблоков), на третьем — Япония (50 блоков в эксплуатации). [5]

За 2007 год российскими АЭС было выработано количество электроэнергии — 158,3 млрд кВт·ч, что составило 15,9 % от общей выработки в Единой энергосистеме.

В 2009 году на АЭС было выработано 163,1 млрд кВт·ч электроэнергии, что на 0,6 % превышает показатель 2008 года.[3]

В 2010 г. АЭС России выработали 170,1 млрд. кВтч электроэнергии, что составляет 100,5% от задания ФСТ России и 104,2% от выработки 2009 г.[3]

Доля атомной генерации в общем энергобалансе России около 16 %. Высокое значение атомная энергетика имеет в европейской части России и особенно на северо-западе, где выработка на АЭС достигает 42 %.

Широкое развитие атомная энергетика получила в европейской части России (30 %) и на Северо-западе (37 % от общего объема выработки электроэнергии).

Оператор российских АЭС – ОАО «Концерн «Росэнергоатом» (входит в состав подконтрольного Госкорпорации «Росатом» ОАО «Атомэнергопром») – является второй в Европе энергетической компанией по объему атомной генерации. АЭС России вносят заметный вклад в борьбу с глобальным потеплением. Благодаря их работе ежегодно предотвращается выброс в атмосферу 210 млн. тонн углекислого газа. Приоритетом эксплуатации АЭС является безопасность. С 2004 года на российских АЭС не зафиксировано ни одного серьезного нарушения безопасности, классифицируемых по международной шкале ИНЕС выше нулевого (минимального) уровня. Важной задачей в сфере эксплуатации российских АЭС является повышение коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) уже работающих станций. Планируется, что в результате выполнения программы повышения КИУМ ОАО «Концерн «Росэнергоатом», рассчитанной до 2015 года, будет получен эффект, равноценный вводу в эксплуатацию четырех новых атомных энергоблоков (эквивалент 4,5 ГВт установленной мощности).

Далее представлены основные показатели работы ОАО «Концерн Росэнергоатом» за январь-декабрь 2011 года [4].

Таблица 1. Выработка электроэнергии российскими АЭС.

АЭС	Выработка, млн. кВт.ч	Выполнение баланса ФСТ России (плана), %
Балаковская	32 417,5	106,3
Белоярская	4 249,8	110,7
Билибинская	153,1	88,8
Калининская	23 441,9	103,4
Кольская	10 554,5	95,1
Курская	29 035,5	101,1
Ленинградская	28 107,8	97,0
Нововоронежская	8 396,2	84,5
Ростовская	15 803,7	106,6
Смоленская	20 521,3	107,2
Всего по АЭС	172 681,3	101,7

Таблица 2. Коэффициент использования установленной мощности, %.

АЭС	КИУМ
Балаковская	92,5
Белоярская	80,9
Билибинская	36,5
Калининская	88,6
Кольская	68,5
Курская	82,9
Ленинградская	80,2
Нововоронежская	52,3
Ростовская	90,2
Смоленская	78,1
Итого по АЭС	81,2

Основными проблемами атомной энергетики России остаются: безопасность, инвестиции, себестоимость и экология. Сегодня создаётся комплекс мер, направленных на решения данных задач. Современные атомные станции обладают высоким уровнем надёжности. Система безопасности российских АЭС признана одной из лучших в мире. [1] Сегодня есть два пути повышения безопасности эксплуатации атомных станций:

- 1) наращивание количества систем безопасности;
- 2) создание реакторов нового поколения, исключающих развитие подобных аварий вообще.

Атомная энергетика России нуждается в инвестициях, включая частные и иностранные. Вопрос о привлечении в отрасль частных инвестиций активно обсуждается с 2005 года. В марте 2010 года Владимир Путин сообщил, что в рамках инвестпрограммы концерна «Росэнергоатом» планируется финансирование в 175 млрд рублей. В перспективе законодателям предстоит разработать законопроекты, позволяющие частным инвесторам не только вкладывать деньги в строительство АЭС, но и приобретать их в собственность.

Экономическая целесообразность развития атомной энергетики базируется на сопоставлении стоимости конечного киловатт-часа при разных способах его производства. Строительство АЭС целесообразно, если она оказывается не больше самого дешёвого альтернативного способа производства электроэнергии. При планировании станции сопоставляются цены на основные виды топлива (газ, уголь и нефть), а также сравнивается стоимость строительства АЭС и альтернативных объектов генерации энергии. К увеличению затрат на строительство и себестоимости электроэнергии приводит комплекс мер по повышению безопасности АЭС, он усложняет и удорожает их создание. Но в итоге атомная энергия как правило оказывается дешевле альтернатив.

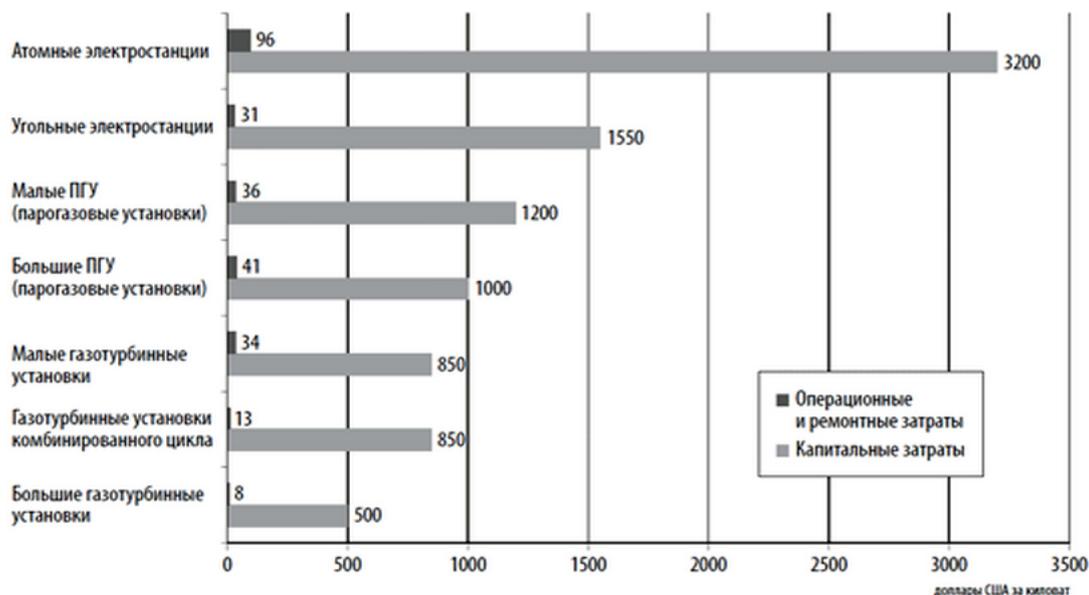


Рисунок 1. Стоимость строительства 1 кВт генерирующей мощности в России (оценка Международного энергетического агентства)

Перспективы развития атомной энергетики России определены Федеральной целевой программой «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007—2010 годы и на перспективу до 2015 года». В соответствии с ней, к 2025 году доля электроэнергии, выработанной на атомных электростанциях России, должна увеличиться с 16 до 25 %, для этого будет построено 26 новых энергоблоков. Удвоение кумулятивного использования мощностей АЭС ожидается в 2035—2040 годах. [2]

Россия стремится расширить своё присутствие и на мировом рынке атомной энергетики. Росатому принадлежит 40 % мирового рынка услуг по обогащению урана и 17 % рынка по поставке ядерного топлива для АЭС. Помимо уже эксплуатируемых и строящихся с российской помощью объектов, планируются и новые. В частности, высоки шансы российского «Атомстройэкспорта» на строительство первой АЭС в Турции, российский проект признан одним из лучших. Египетские власти также пригласили Россию принять участие в строительстве своей первой АЭС.

Атомные станции играют существенную роль в экономике страны. Мощные и весьма экономичные АЭС, расположенные в узловых точках энергетической сети и работающие в базовой части графика нагрузок, обеспечивают стабильную и устойчивую работу всей энергосистемы и промышленности. Поэтому Россия заинтересована в надежной и безопасной работе АЭС.

В настоящее время становится все более очевидным, что без ядерной энергетики у России нет достойного будущего. Это связано не только с географическими и социально-экономическими особенностями нашей страны - большой территории государства и дисбалансом между основными запасами энергоносителей в Сибири и преобладающим энергопотреблением в Европейской части России. Дело еще в том, что сейчас не подготовлено какой-либо другой технологии, кроме атомной энергетики, способной обеспечить требуемые масштабы производства электроэнергии

Список литературы:

1. Есть ли у атомной энергетики будущее? — Наша газета, 12 декабря 2011 года.
2. У атомных реакторов — огромное будущее - журнал «Известия», 23 декабря 2011 года.
3. http://ru.wikipedia.org/wiki/Атомная_энергетика_России
4. <http://www.rosenergoatom.ru> – Росэнергоатом, официальный сайт.
5. История атомной отрасли России. — Атомэнергопром, официальный сайт

РЕАКТОРЫ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ

С. В. Павлов, магистрант, И. Шелухин, магистрант
Научный руководитель: В. Я. Ушаков д.т.н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
NortPSV@gmail.com

Энергетика является неотъемлемой частью функционирования государства, и одной из основополагающих отраслей экономик различных стран мира.

Реализация многих проектов во всех сферах человеческой деятельности невозможна без энергии как электрической, так и тепловой. Очевидно, что использование и получение энергии является технически сложным процессом и требует решения множества задач. Сложность задач заключается в поиске пригодных ресурсов для производства электрической и тепловой энергии.

Наличие проблемы ограниченности традиционных ресурсов стимулирует появления новых видов электростанций и модернизацию существующих, что в свою очередь, положительно сказывается на общем состоянии отрасли, как в определенном регионе, так и в мире в целом.

В данном случае существует проблема развития атомной энергетики, это связано с поиском путей повышения эффективности ее функционирования. Одним из таких путей является создание и использование реакторов на быстрых нейтронах (РБН).

Актуальность темы заключается в том, что существует необходимость оценки динамики и перспектив развития РБН, что позволяет более качественно анализировать и прогнозировать состояние данного аспекта отрасли, а также в том, что использование данного типа реакторов способствует уменьшению потребления ядерного топлива. При этом эффективность использования урана в атомной энергетике возрастет во много раз, что позволит экономить дорогостоящие истощаемые ресурсы, как нефть, газ или уголь.

Исходя из этого, постараемся осветить некоторые аспекты использования и развития атомной энергетики на базе РБН.

В целях освещения динамики развития использования данных типов реакторов целесообразно рассмотреть историю их возникновения.

В 1943 году венгерским ученым была предложена идея создания реактора нового типа, который позволял бы производить топливо для ядерных объектов в больших объемах. После проведенных научных разработок в США в конце 1951 года был создан опытный образец реактора. Этот экспериментальный агрегат обладал мощностью 0,2 мегаватта. В Советском Союзе исследования в аналогичном направлении велись с 1949 года. [1]

А.И. Лейпуновский руководил проектом по созданию реактора с использованием новой технологии быстрых нейтронов. Первый опытный образец появился на свет в 1955 году в городе Обнинске. Подобные установки эксплуатируются и до настоящего времени. В 1955 году советским ученым-ядерщикам удалось создать более мощный вариант реактора, работающего на быстрых нейтронах. Его мощность составляла 5 мегаватт (БР-5), После этого были выпущены более модифицированные версии, такие как БР-10 и БОР-60.

Параллельно американские ученые также активно работали над созданием всё новых версий установок по производству ядерного топлива. В 1956 году ими был начат монтаж 65-мегаваттного реактора в городе Детройте, он был назван «Ферми-1». Однако его эксплуатация выявила серьезные недостатки конструкции, которые привели к возникновению аварийной ситуации, в ходе которой произошло повреждение активной зоны. Эта неудача сильно охладила интерес промышленных предприятий к подобным технологиям, а сам реактор был уничтожен.

В Советском Союзе установки аналогичного типа, называемые «бридерами» появились впервые в 1980 году, хотя сооружение первого образца было начато еще в 1966

году. Это был реактор БН-350, построенный возле Каспийского моря. Он был предназначен для энергообеспечения станции по опреснению воды. На сегодняшний день в Российской Федерации функционирует только один атомный агрегат, работающий по технологии быстрых нейтронов, он расположен на станции Белоярской.

Реакторы на быстрых нейтронах в значительной степени отличаются от обычных реакторов. Его основное назначение - обеспечение расширенного воспроизводства делящегося плутония из урана-238 с целью сжигания всего или значительной части природного урана, а также имеющихся запасов обедненного урана. При развитии энергетики реакторов на быстрых нейтронах может быть решена задача самообеспечения ядерной энергетики топливом. Схема работы РБН изображена на рисунке (рис.1).

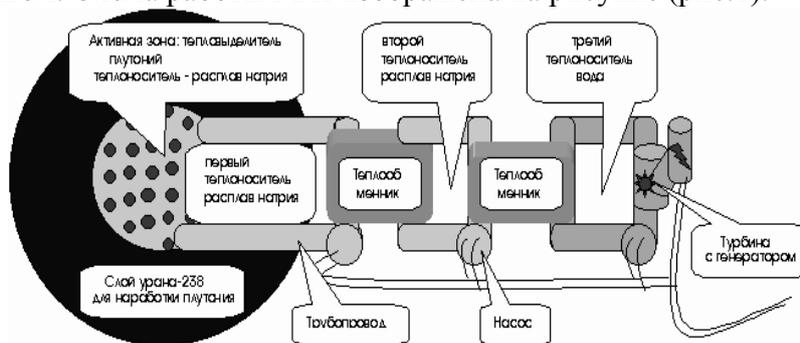


Рисунок 1. Схема функционирования РБН

Стоит отметить, что в реакторе на быстрых нейтронах нет замедлителя. В связи с этим в качестве топлива используется не уран-235, а Плутоний и Уран-238. Плутоний необходим для обеспечения достаточной плотности нейтронного потока, которую не может обеспечить один Уран-238. Тепловыделение реактора на быстрых нейтронах в десять-пятнадцать раз превосходит тепловыделение реакторов на медленных нейтронах, в связи с чем вместо воды используется расплав натрия. В связи с большим тепловыделением приходится оборудовать даже не два, а три контура. При работе такого реактора происходит очень интенсивное выделение нейтронов, которые поглощаются слоем урана-238, расположенного вокруг активной зоны. При этом этот уран превращается в плутоний-239, который, в свою очередь, может использоваться в реакторе как делящийся элемент. Плутоний используется также в военных целях.

В настоящее время реакторы на быстрых нейтронах широкого распространения не получили, в основном из-за сложности конструкции и проблемы получения достаточно устойчивых материалов для конструкционных деталей.

Использование реакторов на быстрых нейтронах связано с некоторыми проблемами, требующими решения.

Реакторы на быстрых нейтронах обладают существенно большей критической массой, чем реакторы на тепловых нейтронах из-за того, что быстрые нейтроны при взаимодействии со средой оказываются более "инертными", чем тепловые. В частности, вероятность вызвать деление атома топлива для них значительно меньше, чем у тепловых. Для того чтобы быстрые нейтроны не вылетали без взаимодействия за пределы реактора и не терялись, их "инертность" необходимо компенсировать увеличением количества закладываемого топлива с соответствующим возрастанием критической массы.

Заметим, что сама по себе мощность непосредственно не связана с количеством топлива, находящегося в реакторе. Если это количество превышает критическую массу, то в нем, за счет созданной нестационарности цепной реакции, можно развить любую требуемую мощность. Таким образом, необходимо обеспечить достаточно интенсивный теплоотвод из реактора. Речь идет именно о повышении плотности тепловыделения, так как увеличение, например, размеров реактора, способствующее увеличению теплоотвода, неизбежно влечет за собой и увеличение критической массы, то есть не решает задачи [2].

Положение осложняется тем, что для теплоотвода из реактора на быстрых нейтронах такой привычный и хорошо освоенный теплоноситель, как обычная вода, не подходит по своим ядерным свойствам. Она, как известно, замедляет нейтроны и, следовательно, понижает коэффициент воспроизводства. Газовые теплоносители (гелий и другие) обладают в данном случае приемлемыми ядерными параметрами. Однако требования интенсивного теплоотвода приводят к необходимости использовать газ при высоких давлениях (примерно 150 ат), что вызывает свои технические трудности.

В качестве теплоносителя для теплоотвода из реакторов на быстрых нейтронах был выбран обладающий прекрасными теплофизическими и ядерно-физическими свойствами расплавленный натрий. Он позволил решить поставленную задачу достижения высокой плотности тепловыделения. Однако использование натрия также требует соблюдения многих требований, касающихся безопасности эксплуатации, чего зачастую трудно достичь.

Необходимая высокая степень безопасности должна обеспечиваться следующими мерами:

-тщательностью изготовления и контроля качества всего оборудования, соприкасающегося с натрием;

-созданием дополнительных страховочных кожухов на случай аварийной протечки натрия;

-использованием чувствительных индикаторов течи, позволяющих достаточно быстро регистрировать начало аварии и принимать меры к ее ограничению и ликвидации.

Современное состояние атомной энергетики в России оставляет желать лучшего, так как большинство станций досталось в наследство от СССР, тем не менее политика последних лет, проводимая государством, подает некоторые надежды.

Построенный в 1980 году реактор БН-600 - крупнейший в мире работающий энергоблок с реактором на быстрых нейтронах. Он успешно эксплуатируется уже более 25 лет и имеет одни из лучших эксплуатационных показателей среди действующих российских энергоблоков.

Реактор БН-600, благодаря своим конструктивным особенностям, обладает способностью предотвратить аварию за счет естественных факторов, не требующих вмешательства человека или систем безопасности. Реактор БН-600 является самым экологически чистым из всех типов существующих современных реакторов. При его работе практически не происходит выхода радиоактивности за его пределы.

Проектные решения энергоблока БН-600 послужили основой для создания проекта нового энергоблока с реактором на быстрых нейтронах БН-800. Его тепловая мощность 2100 МВт, электрическая мощность составляет 880 МВт. Строительство этого энергоблока идет в настоящее время на площадке Белоярской АЭС. Реактор БН-800 соответствует лучшим мировым образцам.

Если говорить о перспективах, то пуск реактора БН-800 позволит:

- Осуществить плавный переход от опытно-промышленной технологии уранового топливного цикла (типа БН-600) к промышленной технологии быстрых реакторов уран-плутониевого цикла.
- Создать пилотное производство смешанного уран-плутониевого топлива, отработать на нем основные технологические процессы, что необходимо для создания промышленного топливного производства и разработки проекта пилотной коммерческой АЭС;
- Сохранить высокий уровень исследовательской, проектной и конструкторской базы;
- Приумножить международный авторитет атомной отрасли России. Быстрые натриевые реакторы – это одна из немногих ядерных технологий, где приоритет России высок, а технология обладает экспортным потенциалом. Примером этого является продажа опыта эксплуатации БН-600 в Японию, разработка проекта и

поставка оборудования для реактора CEFR в Китай, контрактные работы по заказам Кореи, Франции, Японии и США.

Внедрение быстрых реакторов в структуру атомной энергетики России будет способствовать разрешению проблемы безопасного обращения с радиоактивными отходами – одной из главных социально-технологических проблем атомной энергетики, а также решению важной социально-политической задачи – технологической поддержки режима нераспространения.

Что касается международного сотрудничества в области развития технологий РБН, то следует отметить, что американская компания TerraPower предложила "Росатому" сотрудничество в разработке реактора нового поколения на быстрых нейтронах. Это самое перспективное направление развития атомной энергетики, успех в котором обеспечит лидерство на мировом рынке и выведет отрасль на качественно новый уровень.

Атомная отрасль получить совершенно новые мини-реакторы гражданского назначения. TerraPower проектирует реакторы средней (до 300 МВт) и большой мощности (1000 МВт).

Предполагается, что цена компактных реакторов не превысит \$600 млн, в отличие от нынешних гигаваттных реакторов, которые стоят свыше \$5 млрд.

Так называемые модульные реакторы будут поставляться в сборе, что делает возможным их эксплуатацию даже в странах, не имеющих собственных физиков-атомщиков. Тем не менее, мощность мини-АЭС сопоставима с мощностью газовых или угольных электростанций.

В целом, можно сделать вывод, что с развитием технологий и решением проблем, связанных с использованием РБН, они будут активно внедряться на энергетический рынок и решать этим самым проблему обеспечения потребителей энергией и вопрос ограниченности энергетических ресурсов.

Список литературы

1. Л. В. Матвеев, А. П. Рудик. Почти все о ядерном реакторе. М., 1990, Энергоатомиздат – 240с.
2. Ядерная и термоядерная энергетика будущего/Под ред. Чуянова В.А. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 192с.
3. В.В. Бадев, Ю.А. Егоров, С.В. Казаков "Охрана окружающей среды при эксплуатации АЭС", М.: Энергоатомиздат, 1990 г.
4. <http://ru.wikipedia.org/> - электронный ресурс.
5. <http://www.popmech.ru/article/6382-ballada-o-byistryih-neytronah/> - электронный ресурс.
6. <http://www.energyland.info/analitic-show-53707> - электронный ресурс.
7. <http://www.polit.ru/news/2010/03/02/budylov/> - электронный ресурс.

КОГЕНЕРАЦИЯ

Д.А. Кондратьев, магистрант
Научный руководитель: В.Я. Ушаков, д.т.н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
kondratdimaalex@gmail.com

Когенерация – это совместный процесс производства электрической и тепловой энергии внутри одного устройства — когенерационной установки (мини ТЭЦ, КГУ). Механическим источником выработки электрической энергии является первичный привод, который вращает ротор электрогенератора: газопоршневой двигатель, газовая или паровая турбина. Тепловая энергия получается за счёт утилизации тепловых потерь (утилизация тепла охлаждающей жидкости, смазочного масла, сжатой газовой смеси и уходящих газов) первичного приводного двигателя — газопоршневого, газовой турбины, дизеля.

Вырабатываемую когенерационными установками тепловую энергию используют для производства горячей воды, пара, в холодильных установках, а также в технологических процессах сушки горячим воздухом. [1]

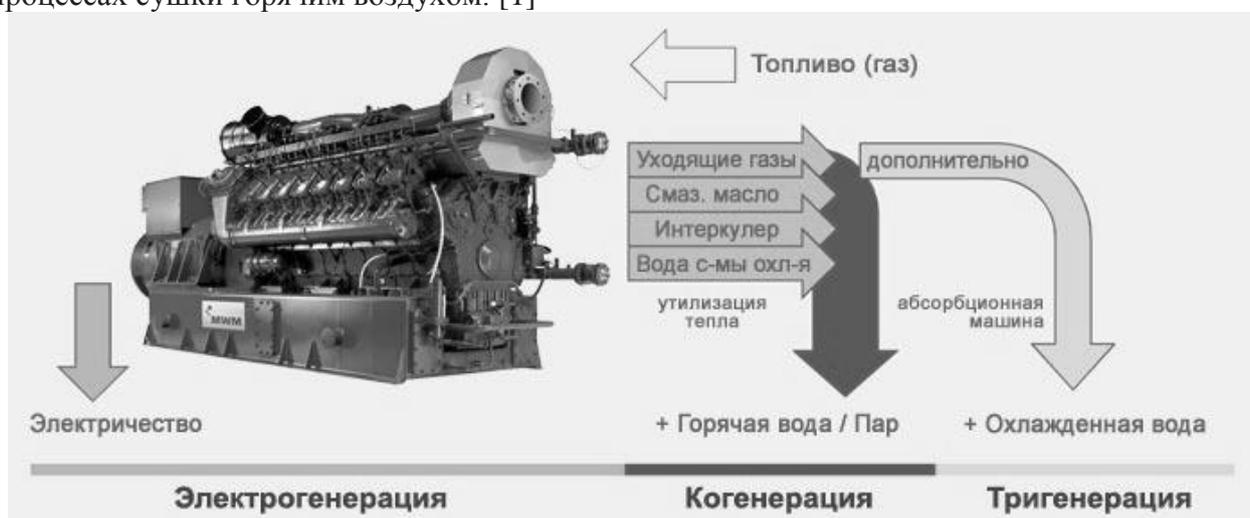


Рисунок 1. Схема работы когенерационной установки

При этом в среднем на 100 кВт электрической мощности потребитель получает 150-160 кВт тепловой мощности в виде горячей воды 90 С для отопления и горячего водоснабжения.

У современных когенерационных установок на базе газопоршневых двигателей, при полной реализации выработанной электрической и тепловой энергии, коэффициент использования теплоты сгорания топлива доходит до 85...90 % и только 10 % теряются. Экономия топлива при выработке энергии в когенерационном цикле может достигать до 50 % по сравнению с отдельным производством того же количества электроэнергии и при использовании теплоты от специального горелочного устройства. Что мы можем увидеть на следующей схеме. [1]

Различают две основные группы когенерационных установок:

1. Установки одновременного производства электрической и тепловой энергии (зарубежный аналог: СНР — combined heat and power plant);
2. Установки (электростанции) комбинированного цикла с утилизационным котлом и паровой турбиной (зарубежный аналог: ССР — combined cycle power plant).

Чаще — это электростанции с газовой турбиной, котлом-утилизатором и паровой турбиной (ПГУ — парогазовые установки большой мощности). Но есть проекты где вместо

газовой турбины использовался газопоршневой двигатель и паровая турбина малой мощности.

В зависимости от вырабатываемой электрической мощности, когенерационные электростанции разделяют на следующие группы [2]:

- микро электростанции (мощность от 1 до 250 кВт);
- мини (мощность от 250 до 1000 кВт);
- малые (мощность от 1 до 60 МВт) - эту группу для простоты зачастую объединяют с предыдущей;
- средние (мощность от 60 до 300 МВт);
- большие (мощность более 300 МВт).

Подчеркнем, что здесь речь идет о мощности электростанций, а не единичной мощности первичного приводного агрегата. Принято считать, что мощности до 250 кВт (микро электростанции) целесообразно и возможно покрывать газопоршневыми или дизельными агрегатами, а также различными установками альтернативной энергетики. От 250 кВт до 10-15 МВт — с помощью газопоршневых агрегатов. Мощности до 60 МВт — с помощью газопоршневых агрегатов (или газовых турбин при единичных мощностях от 20 МВт), а средние и большие мощности — с помощью газовых и паровых турбин или парогазовых установок. [2]

Основные условия для успешного применения когенерационной технологии:

1. При использовании конгенерационной установки (мини-ТЭЦ) в качестве основного источника энергии, то есть при загрузке 365 дней в году, исключая время на плановое обслуживание.

2. При максимальном приближении конгенерационной установки (мини-ТЭЦ) к потребителю тепла и электроэнергии, в этом случае достигаются минимальные потери при транспортировке энергии.

3. При использовании наиболее дешевого первичного топлива - природного газа.

Наибольший эффект применения конгенерационной установки (мини-ТЭЦ) достигается при работе последнего параллельно с внешней сетью. При этом возможна продажа излишков электроэнергии, например, в ночное время, а также при прохождении часов утреннего и вечернего максимумов электрической нагрузки. По такому принципу работают 90% когенераторов в странах Запада. [2]

Таблица 2. Сравнительный анализ КПД

Газопоршневая установка электрической мощностью 2 МВт с системой утилизации тепла	Раздельное производство энергии
Электрический КПД: 42,1 %	Средний электрический КПД российских тепловых станций на газе: 29%
Тепловой КПД: 42,2 %	Средний КПД муниципальных газовых котельных: 78 %
Общий КПД: 84,3 %	Общий (арифметический) КПД: $(29+78)/200 = 53,5 \%$

На сегодняшний день возникло множество аргументов для внедрения когенерационных технологий. Когенерационные установки обладают замечательными особенностями: дешевизной электрической- и тепловой энергии (по сравнению с покупаемой из сети), близостью к потребителю, отсутствием необходимости в дорогостоящих ЛЭП и подстанциях, экологической безопасностью, мобильностью, легкостью монтажа и многими другими факторами.

Малая энергетика является не только альтернативой централизованной системе — она становится основой для быстрого развития вновь осваиваемых районов, открывающихся новых производств и расширения существующих. Очень часто из-за изношенности оборудования существующих электросетей затруднено подключение новых промышленных потребителей, а иногда и просто экономически нецелесообразно (в случае большого удаления потребителя от ЛЭП). В результате, применение автономных энергоисточников с комбинированным производством электрической и тепловой энергии (когенерация) обеспечивает определенный энергетический резерв в централизованной системе. [3]

В заключении хотелось бы подвести итог рассмотрению когенерации в энергетике.

1. Экономическая выгода:

Получение прибыли за счёт разницы в себестоимости вырабатываемой когенерационной установкой энергии и ценой покупаемого в энергосистеме кВт·ч энергии. Электрический КПД газопоршневых когенерационных установок в 1,5 раза выше чем у установленных паровых турбин и, соответственно, выработанная энергия дешевле;

Большинство энергоблоков мощных паротурбинных электростанций и оборудование промышленных ТЭЦ выработали свой ресурс, а некоторые — двойной ресурс. При этом электрический КПД многих энергоблоков паротурбинных ТЭЦ, вследствие износа основного оборудования и автоматики, снизился до 28 % (т.е. на 20 % от расчетных 35 %). Все это самым негативным образом сказывается как на надежности энергоснабжения, так и на цене вырабатываемого киловатта энергии для потребителя. Цена неэффективно использованного топлива и затраты на не плановые ремонты ложатся на плечи потребителя. Применение собственных когенерационных установок избавляет от негативного влияния данного фактора.

2. Доход от использования специальных газов. Применением гибких экономических механизмов Киотского протокола и специальных «зеленых тарифов» на продажу электроэнергии в сеть (при работе на шахтном газе, попутном нефтяном газе, биогазе, свалочном газе, коксовом газе и т.д.) для сокращения срока окупаемости проекта и получения дополнительной прибыли.

3. Дешевое тепло. Возможность получения и полезного применения отводимой от двигателя теплоты в виде горячей воды или пара (с минимальными транспортными потерями).

4. Надежность энергоснабжения. Необходимость резервирования энергоснабжения от централизованных источников, что обусловлено участвовавшими аварийными ситуациями и связанными с этим экономическими потерями.

5. Небольшие сроки и гибкость ввода в эксплуатацию:

- Явно недостаточные темпы ввода новых мощностей в «большой» энергетике;
- Большие затраты на ввод мощных электростанций;
- Небольшие затраты на ввод автономных электростанций (в частности — газопоршневых когенерационных энергоцентров);
- Возможность ввода автономных когенерационных газопоршневых энергоустановок в короткие сроки.

Список литературы:

1. Гольдинер А.Я., Цыркин М.И., Бондаренко В.В. Газопоршневые электроагрегаты. - СПб.: Галерея Принт, 2006. - 240 с.
2. Когенерационные системы с тепловыми двигателями: справочное пособие. - В 3-х частях / Клименко В.Н., Мазур А.И., Сабашук П.П.; под ред. А.И. Мазура; Ин-т прикладных исслед. в энергетике. - К.: ИПЦ АЛКОН НАН Украины, 2008.
3. [Электронный ресурс]: <http://www.ges-ukraine.com>

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГРАДИЕНТА ТЕМПЕРАТУР ОКЕАНИЧЕСКИХ ВОД ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

К. А. Плехов, магистрант, И.Е. Баранов магистрант
Научный руководитель: В.Я. Ушаков, д.т.н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Г. Томск, Россия
Baranov.ilia@gmail.com

Мировой океан – кладезь огромных скоплений энергии, и в течении многих лет люди изобретали различные способы получения электроэнергии из ударной силы морских волн, мощи приливов и легкого морского бриза. В настоящее время пристального внимания учёных удостоился ещё один источник энергии океана: разница температур между тёплой поверхностью океана и холодной водой его глубин. По оценкам специалистов потенциал этой энергии равен 10^{13} Вт.

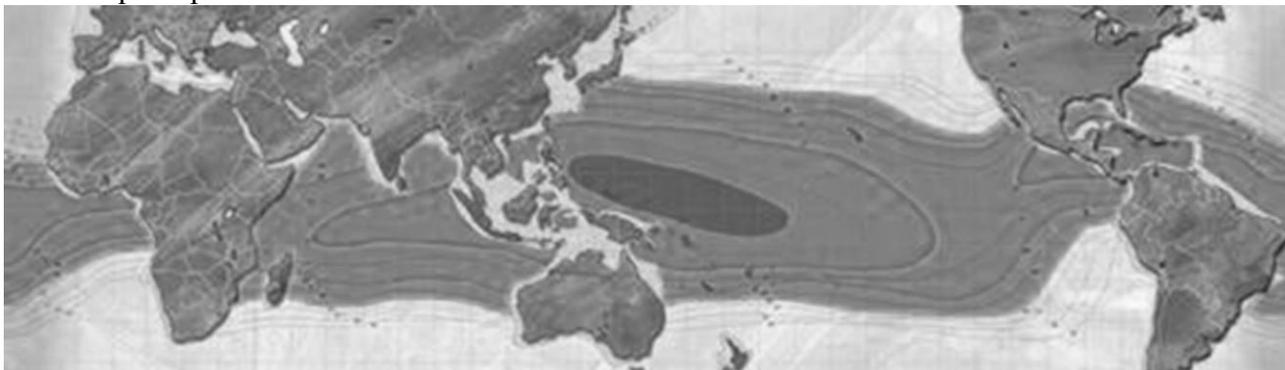


Рисунок 1. Зоны с наиболее благоприятными условиями для строительства электростанций, использующих в своей работе температурный градиент. Затемненностью обозначена разница температур между водой на поверхности и на глубине 1 километр

Преобразование энергии температурного градиента морской воды (англ. - ОТЕС)– это процесс, который использует тёплую морскую воду для обогрева жидкостей с низкой температурой кипения, таких как аммиак. Таким образом производится пар, вращающий турбину электрогенератора. В то же время из недр океана подаётся на поверхность холодная вода для конденсации пара, и цикл начинается сначала. Поскольку такие системы требуют довольно большой разницы температур (около 35 градусов по Фаренгейту), то они более всего подходят для прибрежных районов в тропиках. Описанный выше принцип носит дополнительное название "ОТЕС с закрытым циклом".

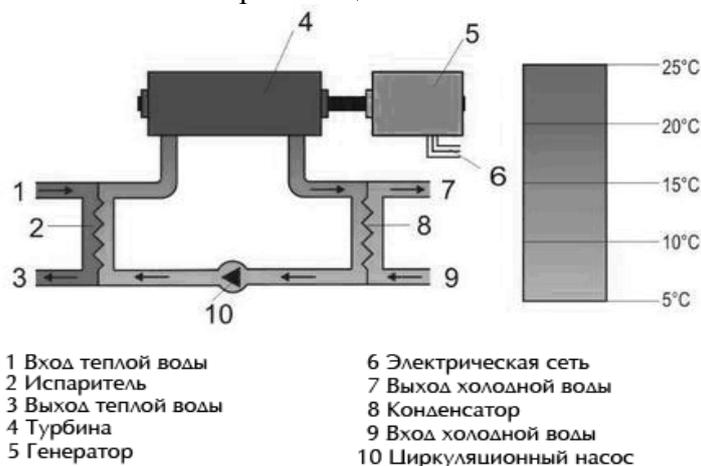


Рисунок 2. ОТЕС с закрытым циклом

Существует еще гибридный цикл, сочетающий в себе как замкнутый, так и открытый циклы, и содержит два контура. В первом контуре теплая вода попадает в емкость с частичным вакуумированием, где происходит ее испарение. Получившийся пар поступает в теплообменник, в который подается низкокипящее вещество из второго контура, тем самым заставляя последнего также испаряться. Затем уже этот пар подается в турбину, и после чего конденсируется в теплообменнике.



Рисунок 3. ОТЕС с гибридным (открытым) циклом

Небольшая историческая справка. Идея преобразования энергии океана в электрическую датируется 80-ми годами XIX века, а первая опытная установка ОТЕС с открытым циклом была построена Жоржем Клодом на Кубе в 1930 году. Ученый выбрал бухту Матанца, в которой большие глубины с высоким перепадом температуры воды подходят к самому берегу. Схема установки с открытым циклом следующий: в испарителе с частичным вакуумированием испаряется теплая вода с поверхности моря. Полученный пар вращает лопасти турбин, которые соединены с генераторами. Отработанный пар попадает в конденсатор, для охлаждения которого подается вода с глубины. К сожалению, в работе установка мощностью всего 20 кВт была не эффективна, так как потребляла на собственные нужды 80 кВт энергии.

Позже, в 1935 году Клод построил еще энергоустановку такого же типа, но в этот раз на борту судна, пришвартованного у берегов Бразилии. Однако оба эти начинания были уничтожены погодными условиями и волнами, и Клод никогда не достиг своей цели добиться производства полезной мощности.

Экспериментальные системы ОТЕС с обоими типами циклов изобретатели испытывали в разных странах ещё с 1930 года. Однако практического применения они так и не получили. Соотношение затрат на строительство и выхода полезной энергии оказалось не слишком привлекательным. Тем не менее инженеры упорно совершенствовали технологию.

В 1979 году Гавайская лаборатория натуральной энергии (Natural Energy Laboratory of Hawaii), Lockheed Martin и ряд субподрядчиков (среди них Makai Ocean Engineering) запустили в работу установку Mini-ОТЕС.

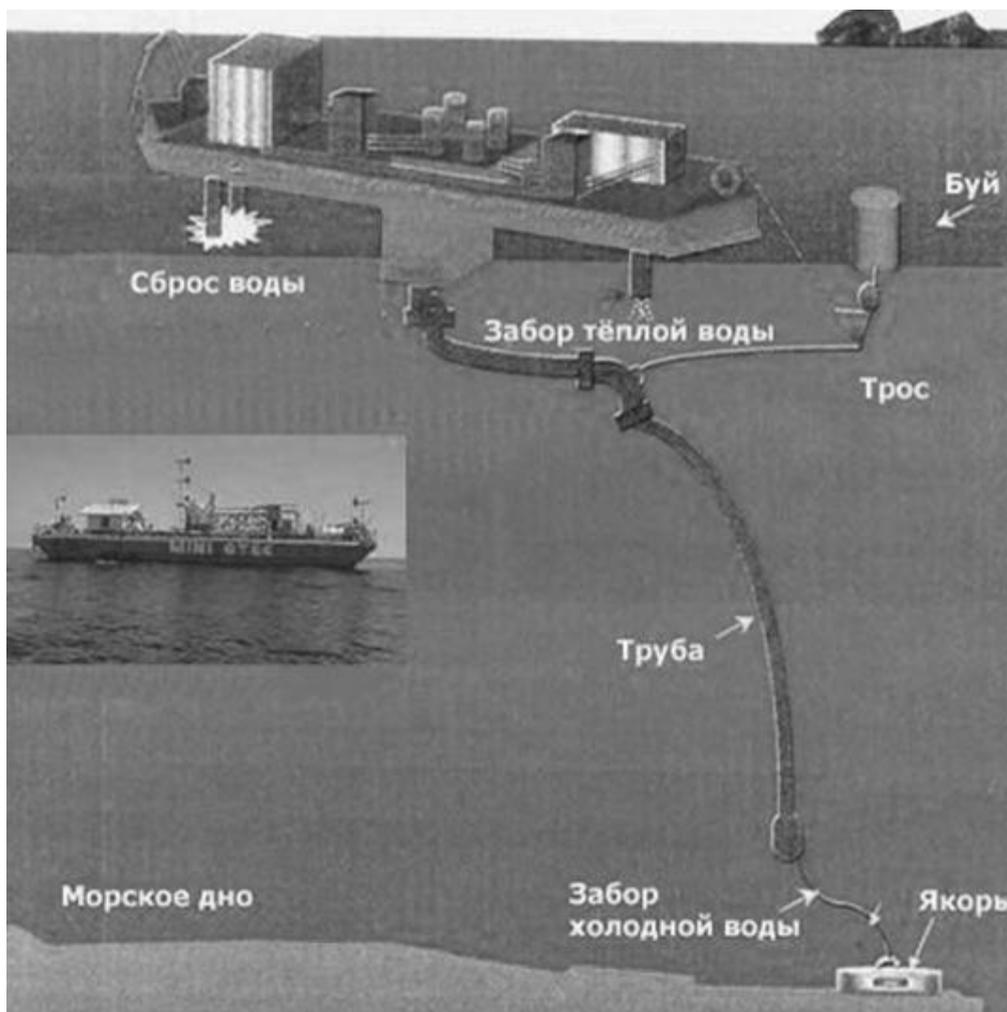


Рисунок 4. ОТЕС открытого типа на борту судна

В качестве рабочей жидкости установка Mini-ОТЕС использовала аммиак, а холодная вода со дна моря (с глубин порядка 700-900 метров) перекачивалась на баржу по толстой полиэтиленовой трубе

В течение трёх месяцев баржа, заякоренная в 2,4 километра от берега Гавайев в местечке Keahole Point, генерировала 50 киловатт даровой мощности. К сожалению, из них только 18 киловатт шло на полезную нагрузку (судовые огни, компьютеры и телевизоры на барже), остальное тратилось на работу самой установки (её насосов).

Однако Mini-ОТЕС стала первой такой плавающей системой с закрытым циклом, которая производила энергии больше, чем потребляла, показав принципиальную возможность получения " сетевого " электричества из океанской воды.

В 1993-1998 годах в Keahole Point работала опытная береговая установка ОТЕС открытого типа (с дном океана её соединяла сеть труб). Она развивала мощность 210 киловатт, а в самые удачные дни и больше. Таков был выход от разности нагрева поверхностных (26 градусов Цельсия) и глубинных (6 °С) вод. Впрочем, у всех аппаратов ОТЕС большая часть энергии уходила и уходит на собственные нужды.

Те исследования на Гавайях были свёрнуты по финансовым причинам много лет назад. С тех пор несколько пробных комплексов ОТЕС появились, к примеру, в Индии и Японии. Но недавно в эту область вернулись американцы и задумали ни много ни мало, а построить самый мощный такой генератор.

В дополнение к средствам от ВМС США Lockheed Martin получила на развитие ОТЕС миллион долларов от американского министерства энергетики (DoE). Как было сказано вначале, застрельщиком выступила Lockheed Martin, но её новый опыт с ОТЕС

поддерживают всё те же старые знакомые — Гавайская лаборатория натуральной энергии и фирма Makai Ocean Engineering.



Рисунок 5. Опытная электростанция типа "закрытый ОТЕС" на базе буровой платформы

Партнёры намерены возвести у побережья Гавайев опытную электростанцию типа "закрытый ОТЕС". Комплекс, внешне напоминающий морскую нефтяную платформу, должен появиться в 2012 или 2013 году. Генерировать он будет уже порядка 10 мегаватт мощности.

Более совершенные теплообменники и насосы, трубопроводы, связывающие агрегаты на платформе с дном океана, — всё это, хотелось бы верить, позволит станции достичь новых высот, в том числе и в плане экономической целесообразности затеи.

Список литературы

1. Электронный ресурс, URL: <http://facepla.net/index.php/content-info/1265-oceanic-energy>, дата обращения 31.05.2012,
2. Электронный ресурс, URL:<http://www.renewable.com.ua/hydro-energy/46-sistemy-konversii-teplovoj-energii-okeana.html>, дата обращения 31.05.2012,
3. Электронный ресурс, URL:<http://alterpower.com.ua/energy-water/122-sistemakonversii>, дата обращения 31.05.2012,
4. А. Д. Говард, И. Ремсон ; пер. : Л. Г. Чиркова, Л. А. Рейхерт ; ред. : Ю. К. Бурков. - Ленинград : Недра. Ленинградское отделение, 1982. - 583 с
5. Твайделл, Джон. Возобновляемые источники энергии : пер. с англ. / Д. Твайделл, А. Уэйр. — М. : Энергоатомиздат, 1990. — 392 с. : ил.

ОПЕРАТИВНАЯ ДИАГНОСТИКА ПОВРЕЖДЕНИЙ И РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОПРИВОДА ТРАКТА ТОПЛИВО ПОДАЧИ УГОЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

А.Р. Акалаев, магистрант
Научный руководитель: А.С.Глазырин доцент
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия
AkalaevAR@mail.ru

Асинхронный электропривод получил широкое применение во многих отраслях народного хозяйства, благодаря простоте производства и эксплуатации. Это подтверждается тем, что асинхронным электроприводом потребляется до 40 % электроэнергии, производимой в мире. Однако оптимальному использованию асинхронных электродвигателей А(Д) препятствует их высокая повреждаемость (ежегодно повреждаются 20–25 % от общего количества установленных электродвигателей). Это приводит к нарушению непрерывности технологических процессов с последующим браком продукции, затратами на восстановление и ремонт электродвигателей, а также на восстановление нормальных технологических процессов производства [2].

С начала 80-х годов 20 века большое развитие в мире получили методы состояния электрических машин, основанные на выполнении мониторинга потребляемого тока АД, с последующим выполнением спектрального анализа полученного сигнала. Это позволило с высокой степенью достоверности определять состояние различных элементов двигателя. Физический принцип, положенный в основу этого метода заключается в то, что любое возмущение в работе электрической или механической части электродвигателя приводят к изменениям магнитного потока в зазоре электрической машины, и следовательно к модуляции потребляемого электродвигателем тока. Наличие в спектре тока двигателя характерных частот определенной величины говорит о наличии повреждений механической части электродвигателя, в том числе обрыв фазы ротора, или связанного с ним механического устройства. Если частоты от различных повреждений совпадают, необходимо дальнейшее уточнение характера с использованием традиционно применяемых методов диагностики [3].

Целью нашего исследования являлось обнаружение признаков повреждения ротора при помощи мониторинга тока статора. В качестве повреждения рассматривался обрыв фазы ротора асинхронного электродвигателя.

Математическое описание АД произведено в трехфазной неподвижной системе координат α , β , γ , в программном комплексе «Mathcad». Математическая модель представляет собой систему дифференциальных уравнений, решаемые численными методами [1]. При помощи данной модели мы моделировали нормальный и аварийный режимы работы АД.

В ходе моделирования было выявлено, что при обрыве фазы ротора меняется модуль тока статора (рис.1).

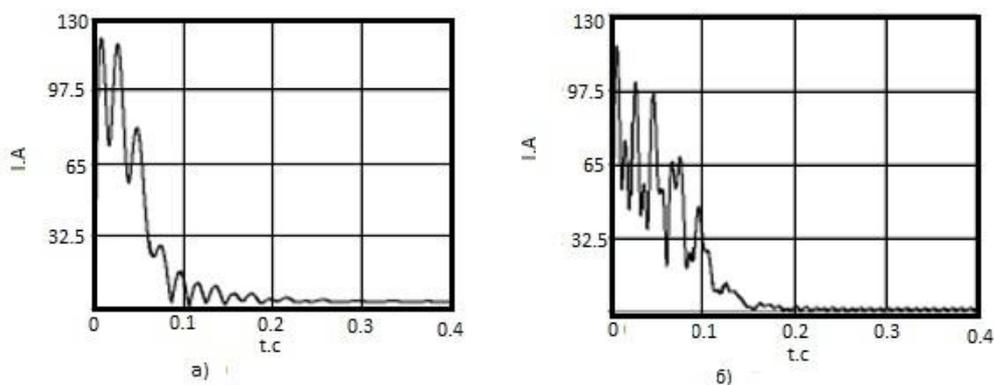


Рисунок 1 – Модуль тока статора асинхронного двигателя при математическом моделировании: а) асинхронный двигателя без повреждений, б) асинхронный двигатель с поврежденным ротором.

Так же изменяется его спектральный состав (рис.2).

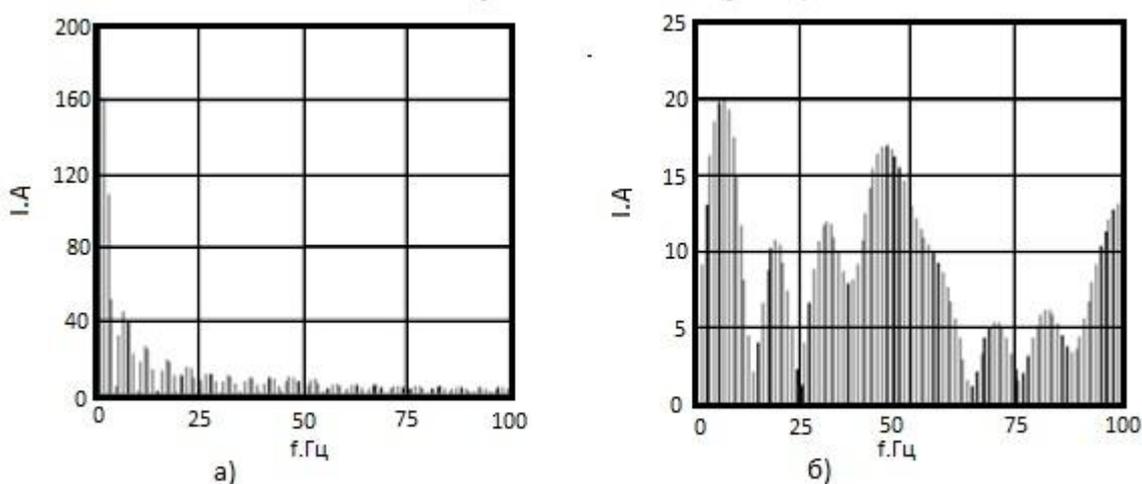


Рисунок 2 – Спектральный состав модуля тока статора асинхронного двигателя при математическом моделировании: а) асинхронный двигателя без повреждений, б) асинхронный двигатель с поврежденным ротором

Так же были проведены эксперименты на лабораторном стенде. На лабораторном стенде «Электрический привод» была собрана электрическая схема питания асинхронного двигателя. Так же в схему были включены датчики токов и напряжения, и датчик скорости. При помощи датчиков тока и напряжения снимались данные тока и напряжения статора. В фазу ротора «А» был последовательно включен реостат. Реостатом мы изменяли добавочное сопротивление ротора. При каждом изменении сопротивления данные записывались на компьютер, в виде массивов. Массивы данных обрабатывались в программной среде Mathcad. При помощи дискретного преобразования Фурье были получены спектры токов и напряжений. При анализе полученных данных было установлено, что при обрыве фазы ротора изменяется модуль тока статора. Основные признаки – это изменение амплитуды и частотного спектра модуля тока статора.

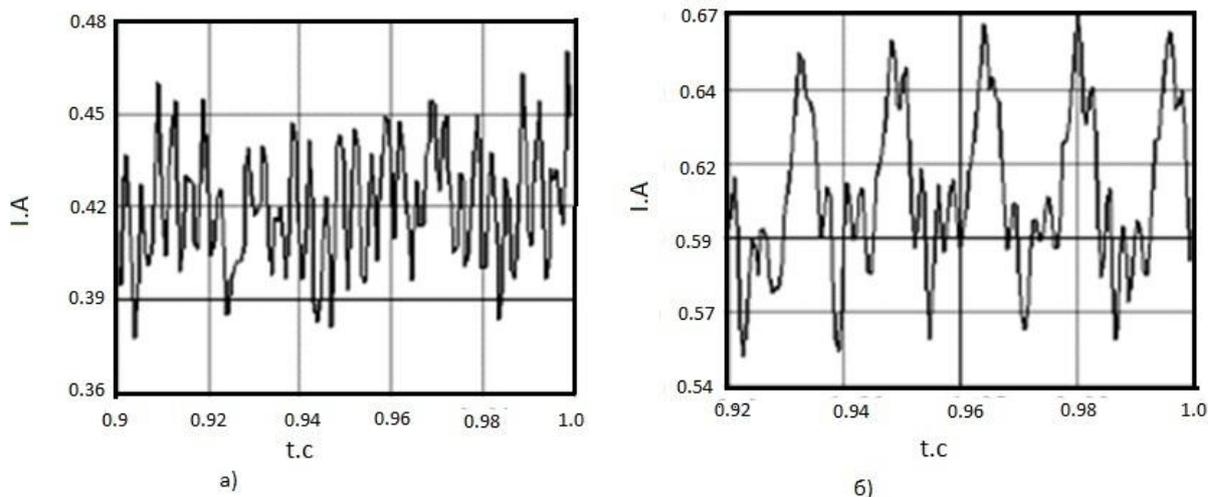


Рисунок 3 – Модуль тока статора асинхронного двигателя полученный на экспериментальной установке: а) асинхронный двигателя без повреждений, б) асинхронный двигатель с поврежденным ротором

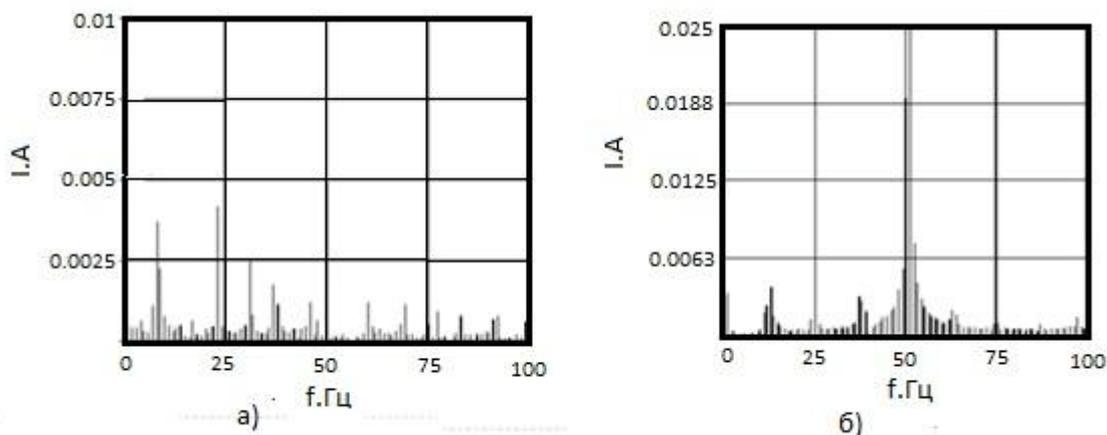


Рисунок 4 – Спектральный состав модуля тока статора полученного на экспериментальной установке: а) асинхронный двигателя без повреждений, б) асинхронный двигатель с поврежденным ротором

На данном этапе исследования можно сказать, что изменение модуля тока статора и его спектрального состава являются признаками при обрыве фазы ротора. В дальнейшем мы будем выявлять другие признаки различных повреждений ротора методом спектрального анализа тока статора, а также рассматривать варианты их предотвращения по средством релейной защиты.

Список литературы:

1. Однокопылов И.Г. Диссертация на соискании ученой степени к.т.н. «Асинхронный электропривод механизма подъема крана мостового типа с повышенной безопасностью и живучестью», Томск, 2008 г.
2. Полковниченко Д.В. Выпускная магистерская работа «Разработка метода диагностики асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором», Донецк, 2007 г.
3. Рогачев В.А. Диссертация на соискании ученой степени к.т.н. «Диагностирование эксцентриситета ротора асинхронных электродвигателей по гармоническому составу тока статора», Новочеркасск, 2008 г.

ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ КПД ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ (ФЭП)

Ж.М. Кунеев, магистрант
Научный руководитель: Б.В. Лукутин, д.т.н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
vip.kuneev@mail.ru

Во всем мире спрос на электроэнергию постоянно растет в масштабах и скорости никогда не думал в прошлом. По различным причинам мы наблюдаем сильный толчок для возобновляемых источников энергии (ВИЭ) с выработкой электроэнергии становится все более распространяются и все большее число поколений, расположенных далеко от центра нагрузки. В то же время, требуя экономических целей, а также обязательства по сокращению выбросов парниковых газов должны быть выполнены. В ходе совместных работ были получены новые образцы материалов для получения фотоэлектрических преобразователей. Данные показаны только для ознакомления, основные материалы, технологии, схемы не будут доступны. Так как основная часть экспериментов проходят в лаборатории Берлинского Университета, и оплачивается правительством Германии.

Принцип работы состоит в том, что рабочая панель поглощает практически весь спектр излучения от ультрафиолетового до инфракрасного. Транспортировка полученной энергии должна поступать потребителям с низкими потерями. Известно, что переход от позиции около 800 км с помощью высокого напряжения постоянного тока (HVDC) экономически, чем обычный трехфазный передачи. Во-первых, генерировать ГЭС генераторы, конечно, три напряжения системы. В упрощенном на рисунке показано, с помощью трансформаторов, высоковольтных линий генерируется, которые затем с помощью выпрямителя в высокое напряжение постоянного тока, как правило ± 500 кВ.

Результаты работ:

С 1 м² панели получаем 800 – 1000 Вт энергии!

При температуре от 20-40 °С.

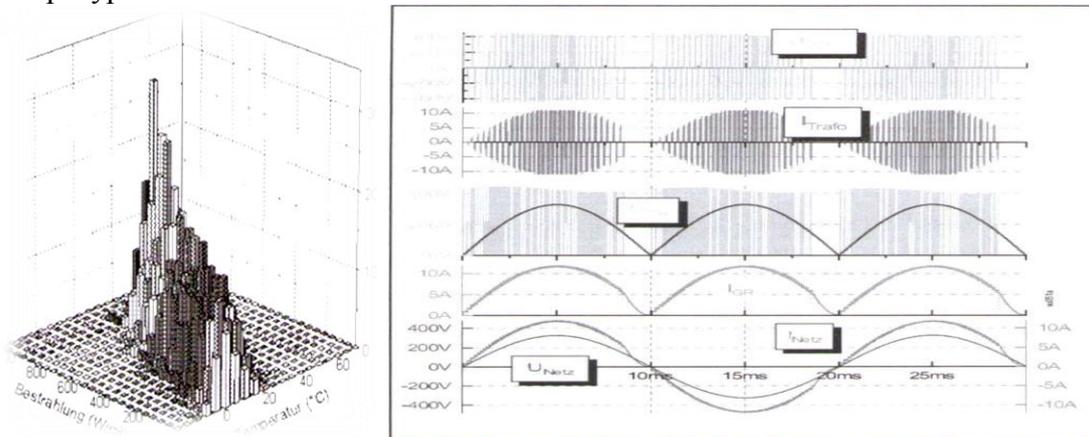


Рисунок 1. Результаты тестов инверторов

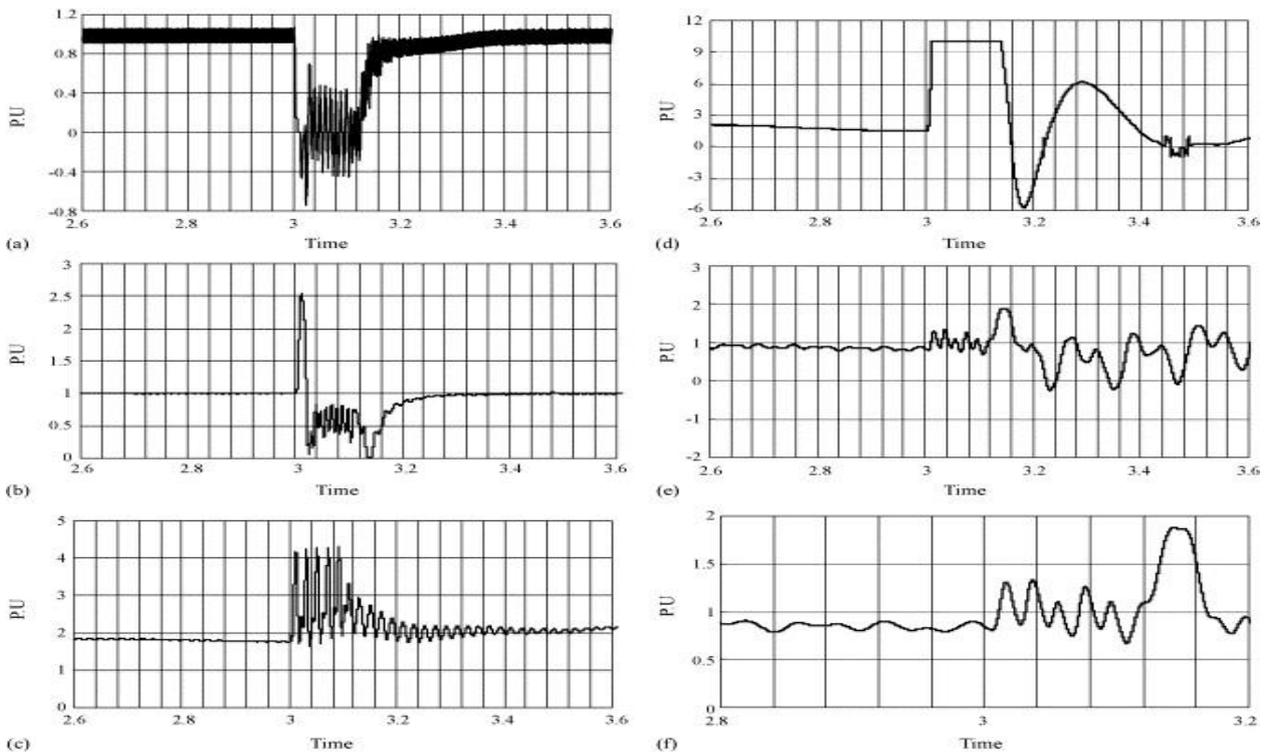
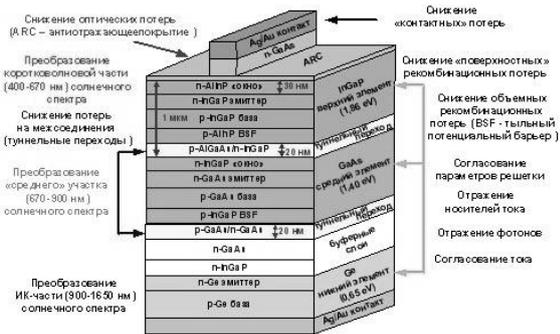


Рисунок 2. График переходного процесса инвертора

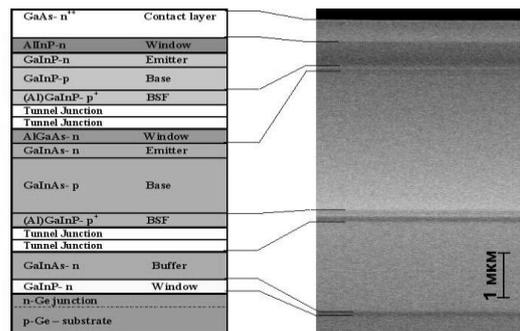
Технологии в России:

Преимуществом наногетероструктурных каскадных фотоэлектрических преобразователей (ФЭП) является:

- увеличение КПД (более 37 %) каскадных ФЭП на основе полупроводниковых наногетероструктур GaInP/GaInAs/Ge.
- возможность преобразования 1000-кратно концентрированного солнечного излучения.
- снижение в 1000 раз расхода полупроводниковых материалов пропорционально степени концентрирования солнечного излучения.



Наногетероструктура каскадного ФЭП, гетероструктуры каскадного ФЭП



Структура и изображение GaInP/GaAs/Ge обеспечивающего КПД > 35 %

Нанотехнологическая составляющая в каскадных фотопреобразователях (ФЭП): Наноразмерные (20-30 нм) фронтальные AlGaInP широкозонные "окна", обеспечивающие фоточувствительность до ультрафиолетовой области спектра.

Наноразмерные (10-50 нм) слои туннельных p⁺ - n⁺ переходов, соединяющих фотоактивные области различных каскадов в гетероструктурах.

Встроенные в гетероструктуры Бреговские зеркала (на основе периодических структур, образованных слоями с толщинами 50-70 нм), обеспечивающие отражение в фотоактивную область "подзонных" фотонов.

Базовой технологией используемой при производстве каскадных наногетероструктур является метод газофазной эпитаксии из металлорганических соединений (МОС-гидридная эпитаксия).

В заключении можно добавить, что будущее возобновляемые источники энергии наступает на пятки традиционным источникам. Уже ближайшие 20-40 лет, мы можем насладиться автомобилям, самолетам масштабного выпуска которые используют экологически чистую и бесплатную энергию. Также получать более дешевую и технологически упрощенную энергию.

Список литературы:

1. Лабораторные работы по ФЭП.
2. Лукутин Б.В. «Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении».
3. Лекции профессора: Kipke, Matthias, Prof. Dipl.-Ing «Wechselrichter für Photovoltaikanlagen»
4. <http://pvlab.ioffe.ru/Technology/fep.html>

КРУПНЫЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И ИХ ОСОБЕННОСТИ

Т.Р. Курбанов, магистрант
Научный руководитель: В.В. Литвак д.т.н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
teamboy@sibmail.com

С развитием техники человеку понадобились мощные источники энергии. Таковыми стали электростанции, вырабатывающие ее из различных источников. У каждой разновидности есть свои плюсы и минусы, однако одним из самых дешевых видов являются гидроэлектростанции. В них энергия вырабатывается за счет падающей воды. Эти сооружения возводят на реках, преграждая их плотиной. Стоимость же выработки электричества меньше, чем на тепловых станциях примерно вдвое. Правда, не стоит считать ГЭС безопасными - большие объемы накапливаемой воды способны принести экологические изменения в окружающей местности, а в случае аварии - к большим жертвам. Так, в результате разрушения плотины ГЭС Баньцао в 1975 году в Китае погибло более 170 тысяч человек. Можно вспомнить и гораздо близкую нам по времени аварию на Саяно-Шушенской ГЭС ...

На 2005 год гидроэнергетика обеспечивала производство до 63 % возобновляемой и до 19 % всей электроэнергии в мире, установленная энергетическая мощность гидроэлектростанций (ГЭС) достигает 715 ГВт.

Станции различают по своей напорности - высоко-, средне- и низконапорные, а также по мощности - мощные, средние и малые станции. По-разному станции могут и использовать ресурсы. ГЭС могут быть плотинными и русловыми, приливными и деривационными, гидроаккумулирующими.

Лидерами по выработке гидроэнергии в абсолютных значениях являются Китай, Канада, Бразилия, на душу населения — Норвегия, Исландия и Канада. Наиболее активное гидростроительство на начало XXI века ведёт Китай, для которого гидроэнергия является основным потенциальным источником энергии — в этой стране размещено до половины малых гидроэлектростанций мира, а также крупнейшая ГЭС мира «Три ущелья» на реке Янцзы и строящийся крупнейший по мощности каскад ГЭС. Ещё более крупная ГЭС «Гранд Инга» мощностью 39 000 МВт планируется к сооружению международным консорциумом на реке Конго в Демократической Республике Конго (бывший Заир).

Хотя в России и принято гордиться своими ГЭС, пять самых больших станций расположены все же в других странах. У нас же самые большие станции расположены на реках Енисей и Ангара. На последней вообще создан целый каскад из 7 ГЭС, их общая мощность составит в 2012 году более 12 МВт. В мире очень много гидроэлектростанции, вот примеры некоторых самых крупных и их краткие характеристики:

Три ущелья— действующая и достраиваемая (2010) ГЭС в Китае на реке Янцзы. Расположена близ города Саньдоупин (англ.) русск. в городском округе Ичан провинции Хубэй. Крупнейшая в мире электростанция по показателям установленной мощности(22.4 МВт). Строительство ГЭС началось в 1992 году, окончание строительства запланировано на 2011 год.

Состав сооружений ГЭС:

- гравитационная бетонная плотина длиной 2309 м и высотой 185 м;
- левобережное приплотинное здание ГЭС с 14 гидроагрегатами;
- правобережное приплотинное здание ГЭС с 12 гидроагрегатами;
- правобережное подземное здание ГЭС с 6 гидроагрегатами;
- двухниточный пятиступенчатый судоходный шлюз (в основном предназначен для грузовых судов, время прохода шлюзов около 4 часов, размеры камер 280 x 35 x 5 м);

- судоподъёмник (в основном предназначен для пассажирских судов, грузоподъёмность 3 000 т, время подъёма 30 мин.)

Итайпу— крупная ГЭС на реке Парана, в 20 км от г. Фос-ду-Игуасу на границе Бразилии и Парагвая.

Общие сведения:

- Работы по проектированию и подготовке начаты в 1971 году, последние два из запланированных 18 генераторов введены в строй в 1991 году, дополнительные два генератора введены в 2007 году.
- Состав сооружений ГЭС:
- Комбинированная плотина общей длиной 7235 м, шириной 400 м и высотой 196 м;
- Бетонный водосброс с максимальным потоком в 62 200 м³/с;
- Бразильская часть плотины оборудована рыбопропускным каналом.
- Мощность станции — 14 ГВт. Среднегодовая выработка с 1984 года — 69,5 млрдкВт·ч, после завершения строительства в 2007 году — 85-95 млрд кВт·ч в год (КИУМ 73%).

Гури — крупная ГЭС в Венесуэле в штате Боливар на реке Карони в 100 км до впадения в Ориноко. Официальное название — гидроэлектростанция имени Симона Боливара (в 1978—2000 годах — имени Рауля Леони). Третья станция в мире по мощности после китайской «Санься» и бразильской «Итайпу».

Общие сведения:

- Сооружение ГЭС началось в 1963 году, первая очередь завершена в 1978, вторая в 1986 году.
- Состав сооружений ГЭС:
- плотина общей длиной 1300 м и 162 м высотой;
- два машинных зала с 10 гидроагрегатами в каждом;
- бетонный водосброс максимальной пропускной способностью 25 500 м³/с.

Саяно-Шушенская гидроэлектростанция имени П. С. Непорóжного — крупнейшая по установленной мощности электростанция России, шестая — среди ныне действующих гидроэлектростанций в мире (6.4 МВт). Расположена на реке Енисей, на границе между Красноярским краем и Хакасией, у посёлка Черёмушки, возле Саяногорска. Является верхней ступенью Енисейского каскада ГЭС. Уникальная арочно-гравитационная плотина станции высотой 245 м — самая высокая плотина России и одна из высочайших плотин мира. Название станции происходит от названий Саянских гор и расположенного неподалёку от станции села Шушенское, широко известного в СССР как место ссылки В. И. Ленина.

Строительство Саяно-Шушенской ГЭС, начатое в 1963 году, было официально завершено только в 2000 году. В ходе строительства и эксплуатации ГЭС имели место проблемы, связанные с разрушением водосбросных сооружений и образованием трещин в плотине, позднее успешно решённые. 17 августа 2009 года на станции произошла крупнейшая в истории отечественной гидроэнергетики авария, ставшая причиной гибели 75 человек. Восстановление Саяно-Шушенской ГЭС должно быть завершено в 2014 году.

В заключение хотелось бы отметить некоторые особенности гидроэлектростанций:

- Себестоимость электроэнергии на российских ГЭС более чем в два раза ниже, чем на тепловых электростанциях.
- Турбины ГЭС допускают работу во всех режимах от нулевой до максимальной мощности и позволяют быстро изменять мощность при необходимости, выступая в качестве регулятора выработки электроэнергии.
- Сток реки является возобновляемым источником энергии.
- Строительство ГЭС обычно более капиталоемкое, чем тепловых станций.
- Часто эффективные ГЭС более удалены от потребителей, чем тепловые станции.

- Водохранилища часто занимают значительные территории, но примерно с 1963 г. начали использоваться защитные сооружения (Киевская ГЭС), которые ограничивали площадь водохранилища, и, как следствие, ограничивали площадь затопляемой поверхности (поля, луга, поселки).
- Плотины зачастую изменяют характер рыбного хозяйства, поскольку перекрывают путь к нерестилищам проходным рыбам, однако часто благоприятствуют увеличению запасов рыбы в самом водохранилище и осуществлению рыбоводства.
- Водохранилища ГЭС, с одной стороны, улучшают судоходство, но с другой — требуют применения шлюзов для перевода судов с одного бьефа на другой.
- Водохранилища делают климат более умеренным.

ВОДОРОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Г.З. Курманова, магистрант
Научный руководитель: В.Я.Ушаков д.т.н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
guma_kg@bk.ru

Водородная энергетика— экономичноеи экологичное направление выработки и потребленияэнергии человечеством, основанное на использованияводородав качестве средства для аккумуляирования, транспортировки и потребления энергии людьми, транспортной инфраструктурой и различными производственными направлениями.

В последнее время в связи с проблемами сокращения не восполняемых энергоресурсов и загрязнениями окружающей среды продуктами их разработки все больше актуальной становится водородная энергетика. В России уже давно существует и достаточно развита данная отрасль, целью которой при ее создании была в основном космическая отрасль. Основной проблемой водородной энергетике, которая и сдерживает развитие отрасли, остается его безопасная транспортировка и хранение. Достижения нанотехнологий могут помочь сделать это производство более дешевым, качественными экологически чистым.



Реакция окисления водорода происходит с выделением большого количества тепла. Кроме того, в процессе не образуются экологически вредные оксиды азота, углерода и серы. Реакцию можно проводить двумя путями: обычным горением и окислением при использовании электрохимических ячеек, в которых может быть реализован КПД вплоть до 95-97 %.Одним из основных методов производства атомарного водорода является преобразование солнечного излучения в энергию связи Н-Н. Был предложен комплекс на основе кластерарутения в качестве катализатора, который преобразует солнечный свет и воду в энергию, заключённую в отдельных молекулах кислорода и водорода. Но существует несколько проблем: образование агрессивных продуктов при окислении воды, которые разрушают катализатор и образование смеси кислорода и водорода - "гремучего" газа. В других способах получения водорода используются полупроводниковые наноструктуры. При попадании на них квантов солнечного излучения образуются электронно-дырочные пары, затем происходит разделение зарядов и фотолиз воды (энергия передается молекулам воды и расщепляет их). Образуются кислород и водород.

Проблемы этого метода сходны с предыдущими. Еще существуют методы, связанные с применением бактерий и водорослей. Например, в некоторых бактериях содержатся специальные ферменты (гидрогеназы), которые позволяют преобразовать формиаты - соли муравьиной кислоты - в диоксид углерода и водород. Здесь тоже существуют свои проблемы - протекание побочных реакций с непредельными органическими соединениями, но эти проблемы достаточно успешно решаются.

В области хранения и транспортировки водорода дело обстоит сложнее. Ведь водород обладает самым маленьким диаметром атома и свободно проникает через обычные материалы, а при его утечке может быть взрывоопасен.

Существует несколько методов хранения водородного топлива. Физические методы используют обычно компрессование или ожижение для приведения водорода в компактное состояние. Сжатый водород хранят в газовых баллонах, подземных резервуарах, трубопроводах и т.д. Химические методы хранения водорода основаны на процессах его взаимодействия с отдельными материалами, водород в этих случаях взаимодействует с материалом среды хранения. В способах хранения посредством адсорбции используют такие

вещества как цеолиты, активированный уголь, углеродные наноматериалы. Можно применять также абсорбцию в объеме материала.

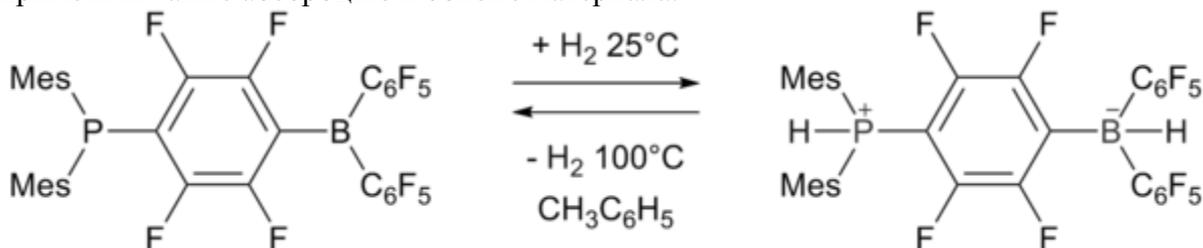


Рисунок.1. Структура органических молекул, используемых для хранения водорода с помощью химического связывания.

Для хранения посредством химического взаимодействия подходят алонаты, фуллерены, органические гидриды, аммиак и др. Использование нанотехнологий позволяет ученым решать проблемы, связанные с хранением и транспортировкой водорода. К наноматериалам, которые химически связывают водород, относятся различные комплексы переходных металлов с ненасыщенными углеводородными лигандами, способными запасать водород по средством реакции гидрирования двойных и тройных связей С-С, или другие более сложные реакции с участием органических и элемент – органических соединений, а так же гидриды и сплавы металлов. На рис.1. представлено строение органических молекул, используемых для хранения водорода с помощью химического связывания.

Перспективы и проблемы водородной энергетики.

Существование земной цивилизации напрямую связано с тем, какие виды источников энергии будет использовать человечество. Одной из проблем современности является поиск новых источников энергии, которые в недалеком будущем могли бы заменить нефть, газ и каменный уголь, запасы, которых, по оценкам специалистов, истощатся в ближайшие сто лет. Наиболее перспективным направлением среди известных технологий получения и транспортировки энергии является водородная энергетика (ВЭ). ВЭ и водород характеризуются следующими особенностями:

- в природе водорода очень много – это вода, на Земле содержание H_2 составляет 17 ат. %;

- H_2 является самым легким элементом, поэтому имеет самую высокую энергоемкость в расчете на единицу массы – 121 МДж/кг;

- продуктом окисления (сгорания) H_2 является H_2O – экологически самый безопасный продукт;

- в случае утечки H_2 при громадных объемах его использования он не накапливается в атмосфере Земли: легкие молекулы H_2 в результате столкновения с молекулами воздуха «разгоняются» до первой космической скорости и улетают за пределы земного тяготения;

В то же время, перспективы масштабного использования ВЭ не так уж безоблачны, как и во всякой технологии, имеется ряд проблем:

- трудности в накоплении и хранении H_2 – этот газ образует с воздухом взрывоопасные смеси, горюч;

- хранение H_2 под большим давлением затруднено, что связано с высокой проникающей способностью его молекул.

Список литературы

1. Б.Н. Кузык, Ю.В. Яковец «Россия: стратегия перехода к водородной энергетике»
2. <http://protown.ru/information/doc/4295.html>
3. <http://www.portalnano.ru/>
4. Полякова Т.В., с.н.с. Центр глобальных проблем ИМИ
5. http://elibrary.ru/query_results.asp

КОГЕНЕРАЦИЯ – ПУТЬ УЛУЧШЕНИЯ РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

О. А. Ласенко, магистрант

Научный руководитель: В. Я. Ушаков, профессор

Национальный Исследовательский Томский Политехнический Университет

г.Томск, Россия

Lasenkoleg@mail.ru

В настоящее время у большинства российских потребителей электрической и тепловой энергии нет свободы в выборе поставщика. Наличие конкуренции привело бы к улучшению качества электроэнергии и уменьшению цены. В цивилизованных западных странах давно практикуется свободный выбор между большим количеством снабжающих компаний. «Конкуренция это хорошо, но откуда ей взяться на российском рынке? Этот бизнес давно уже кем-то захвачен, вся Россия уже в его «сетях» – наверняка возникнет такой вопрос. Есть ответ на такой вопрос.

Распределенная энергетика – является одним из вариантов ответа на данный вопрос. Под распределенной энергетикой понимается распределение автономных источников питания в непосредственной близости к потребителю. Преимущество данного способа энергоснабжения бесспорно! Независимость от внешней сети, а значит надежное бесперебойное питание; отсутствие затрат на передачу энергии следовательно и потерь; возможность обеспечения потребителей отдаленных от электрических сетей, это некоторые из большого количества преимуществ такой энергетике.

Наиболее простым и эффективным техническим решением для российского рынка, является когенеративная установка, работающая на газу. Еще в 1962 году Н.И.Сазонов отмечал, что передача газа по газопроводам в 10-12 раз экономичнее передачи электрической энергии по высоковольтным линиям электропередачи. Нормативные потери в теплосетях – 5 %, а реальные, в среднем, – 12-16 % от передаваемой тепловой энергии [1].

Совместная работа автономных источников с внешней электрической сетью позволяет следить за разницей цен на газ и электричество и играть на этой разнице, получившей название "искровой маржи" (spark spread), или просто продавать энергию в периоды пиковых нагрузок и высоких цен. Чем ближе создание рынка электроэнергии с изменяющимися в реальном времени ценами, тем привлекательнее становится такой дополнительный" бизнес, способный при некоторых условиях стать даже прибыльнее основного [2].

Когенерация - термодинамическое производство двух или более форм полезной энергии из единственного первичного источника энергии. В данном случае комбинированное производство электрической и тепловой энергии из одного и того же первичного источника энергии.

Процесс производства электрической и тепловой энергии с помощью когенерационных установок можно сравнить с ТЭЦ или ГТЭС, но в меньших объемах и в основном для автономного энергоснабжения.

Основным элементом когенератора, является первичный двигатель внутреннего сгорания с электрогенератором на валу. Наибольшим преимуществом пользуются поршневые двигатели, работающие на газе. Они отличаются высокой производительностью, относительно низким объемом начальных инвестиций, широким выбором моделей по выходной мощности, возможностью работы в автономном режиме, быстрым запуском, использование различных видов топлива.

В когенеративных установках тепло, являющееся побочным продуктом получения электроэнергии, используется в технологических процессах для производства пара с требуемыми параметрами, для отопления помещений, для подогрева воды и других производственных целей. Такой подход к производству энергии дает значительный выигрыш в суммарном КПД установки. Принципиальная схема когенерационной установки представлена ниже(рис. 1а). Вырабатываемое на когенерационной установке тепло при

использовании абсорбционных машин может быть преобразовано в энергию холода в виде холодной воды с температурой около 8°C. Такая технология называется тригенерацией (рис. 1б).

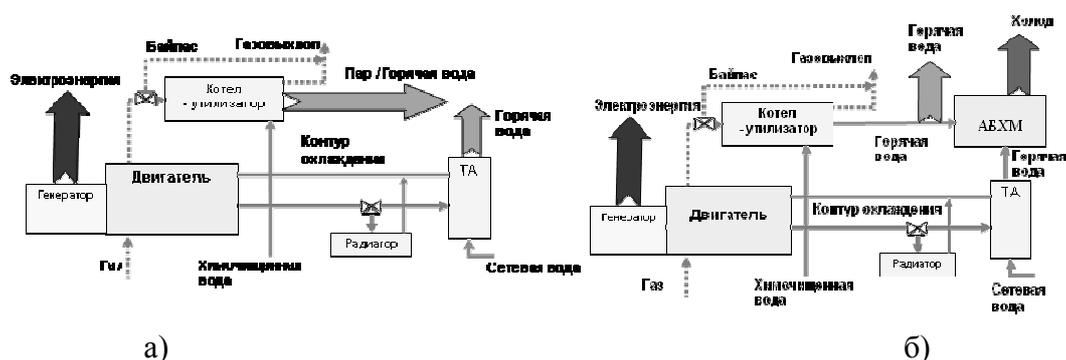


Рисунок 1. Принципиальные схемы когенерационной и тригенерационной установок.

Примеры распространенных наиболее эффективных применений когенераторов:

Собственные нужды котельных (от 50 до 600 кВт). При реновации котельных, а также при новом строительстве источников тепловой энергии крайне важным является надежность электроснабжения собственных нужд теплоисточника. Применение газового когенератора оправдано здесь тем, что он является надежным независимым источником электроэнергии, а сброс тепловой энергии когенератора обеспечен в нагрузку теплоисточника.

Больничные комплексы (от 600 до 5000 кВт). Эти комплексы являются потребителями электроэнергии и тепла. Наличие в составе больничного комплекса когенератора дает двойной эффект: снижение расходов на энергообеспечение и повышение надежности электроснабжения ответственных потребителей больницы - операционного блока и блока реанимации за счет ввода независимого источника электроэнергии.

Спортивные сооружения (от 1000 до 9000 кВт). Это, прежде всего, бассейны и аквапарки, где востребованы и электроэнергия, и тепло. В этом случае когенерационная установка (мини-ТЭЦ) покрывает потребности в электроэнергии, а тепло сбрасывает на поддержание температуры воды.

Электро- и теплоснабжение объектов строительства в центре города (от 300 до 5000 кВт). С этой проблемой встречаются компании, ведущие реновацию старых городских кварталов. Стоимость подключения реновируемых объектов к инженерным сетям города в ряде случаев соизмерима с объемом инвестиций в собственный когенерационный источник, однако в последнем случае собственником источника остается компания, что приносит ей дополнительную прибыль при эксплуатации жилого комплекса.

Внедрение именно когенеративных установок в качестве автономных источников энергии в распределенной энергетике России объясняется следующими факторами:

- наличие больших запасов газа, а часто и его нецелесообразное использование (пример: сжигание попутного газа);
- огромная территория, являющаяся причиной больших затрат на передачу электроэнергии, и вытекающих отсюда технологических, экологических и многих других проблем.

Существует несметное количество экономических выгод когенерации, к сожалению, часть этого потенциала остается незамеченной конечными пользователями, промышленностью, бизнесом и властью или не реализованной компаниями-исполнителями.

Список литературы:

1. <http://www.esist.ru/info/baseofcogen/>
2. Авдеев Б. В., Мешалкин В. П. Традиции, современность, взгляд на будущее.
3. <http://www.cogeneration.ru/worldexp>

МОДИФИКАЦИИ МЕТОДА НЬЮТОНА ДЛЯ УРАВНЕНИЙ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭС В ФОРМЕ БАЛАНСОВ УЗЛОВЫХ МОЩНОСТЕЙ

В.В. Бондарь, магистрант, С.Г. Слюсаренко, стар. науч. сотр.

Научный руководитель: С.Г. Слюсаренко, стар. науч. сотр.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

г. Томск, Россия

bondar-vladimir@mail.ru

Проблема расчёта установившегося режима является базовой в задачах проектирования, эксплуатации и развития электрических сетей (ЭС). Существуют различные методы позволяющие решить данную задачу в той или иной мере. Традиционно расчёт установившихся режимов сводится к решению системы нелинейных уравнений узловых напряжений в форме балансов токов или мощностей. Для решения этих систем уравнений повсеместно используется метод Ньютона. Так как метод Ньютона численный, то результат с заданной точностью достигается за заранее неопределённой число итераций, которое зависит от различных факторов (близость начальных приближений к решению, требуемая точность, степень связанности параметров и т.д.). Основная сложность в этом методе заключается в том, что на каждой итерации приходится решать систему уравнений порядка равному удвоенному числу узлов. Процессорное время затрачиваемое на расчёт системы уравнений примерно пропорционален квадрату порядка системы. Таким образом, при расчёте сети с большим числом узлов время, затрачиваемое на расчёт, может оказаться значительным. [2, 3].

Каждая итерация метода Ньютона состоит из 3-х операций: вычисление небаланса мощности узлов, вычисление матрицы Якоби, решение системы линейных уравнений для нахождения поправок и нового приближения.

За основу была взята модель, где комплексное напряжение в узле описывается амплитудой напряжения U и углом δ . А комплексная мощность перетоков и нагрузки – активной и реактивной мощностями P и Q соответственно. Таким образом, при числе расчётных узлов (т.е. без базового узла) n , размерность матрицы Якоби равняется $2n \times 2n$, а размер массива небаланса узлов равен $2n$. Массив приближений также равен $2n$.

Таким образом, система уравнений метода Ньютона в матричной форме выглядит следующим образом:

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial P_{н52}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_{н52}}{\partial \delta_3} & \dots & \frac{\partial P_{н52}}{\partial \delta_n} & \bigg| & \frac{\partial P_{н52}}{\partial U_2} & \frac{\partial P_{н52}}{\partial U_3} & \dots & \frac{\partial P_{н52}}{\partial U_n} \\ \frac{\partial P_{н53}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_{н53}}{\partial \delta_3} & \dots & \frac{\partial P_{н53}}{\partial \delta_n} & \bigg| & \frac{\partial P_{н53}}{\partial U_2} & \frac{\partial P_{н53}}{\partial U_3} & \dots & \frac{\partial P_{н53}}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \bigg| & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_{н5n}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial P_{н5n}}{\partial \delta_3} & \dots & \frac{\partial P_{н5n}}{\partial \delta_n} & \bigg| & \frac{\partial P_{н5n}}{\partial U_2} & \frac{\partial P_{н5n}}{\partial U_3} & \dots & \frac{\partial P_{н5n}}{\partial U_n} \\ - & - & - & - & \bigg| & - & - & - & - \\ \frac{\partial Q_{н52}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_{н52}}{\partial \delta_3} & \dots & \frac{\partial Q_{н52}}{\partial \delta_n} & \bigg| & \frac{\partial Q_{н52}}{\partial U_2} & \frac{\partial Q_{н52}}{\partial U_3} & \dots & \frac{\partial Q_{н52}}{\partial U_n} \\ \frac{\partial Q_{н53}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_{н53}}{\partial \delta_3} & \dots & \frac{\partial Q_{н53}}{\partial \delta_n} & \bigg| & \frac{\partial Q_{н53}}{\partial U_2} & \frac{\partial Q_{н53}}{\partial U_3} & \dots & \frac{\partial Q_{н53}}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \bigg| & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_{н5n}}{\partial \delta_2} & \frac{\partial Q_{н5n}}{\partial \delta_3} & \dots & \frac{\partial Q_{н5n}}{\partial \delta_n} & \bigg| & \frac{\partial Q_{н5n}}{\partial U_2} & \frac{\partial Q_{н5n}}{\partial U_3} & \dots & \frac{\partial Q_{н5n}}{\partial U_n} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta \delta_2 \\ \Delta \delta_3 \\ \dots \\ \Delta \delta_n \\ \Delta U_2 \\ \Delta U_3 \\ \dots \\ \Delta U_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} P_{н5 2} \\ P_{н5 3} \\ \dots \\ P_{н5 n} \\ Q_{н5 2} \\ Q_{н5 3} \\ \dots \\ Q_{н5 n} \end{pmatrix} \quad (1)$$

где

$$P_{нс i} = P_i - \sum_{j \in \Pi_i} P_{ij} \quad (2)$$

$$Q_{нс i} = Q_i - \sum_{j \in \Pi_i} Q_{ij} \quad (3)$$

P_i, Q_i – мощности нагрузки или генератора в узле i . После решения системы уравнений получаем поправки узлов $\Delta\delta$ и ΔU . Прибавляя их к текущим значениям приближений узла U и δ получаем новое значение приближений.[1]

Перед авторами стояла задача попытаться найти способ уменьшения затрат процессорного времени на расчёт установившегося режима электрических сети. Это предполагалось достичь различными модификациями самого метода Ньютона. В основу модификаций положены различные формы деформации матрицы Якоби(градиента вектора функции):

1. Неучёт dP/dU и $dQ/d\delta$.
2. Учёт dP/dU и $dQ/d\delta$ в векторе небалансов.
3. Дополнительно рассмотрена реализация метода Ньютона для решения УУР в форм балансов мощностей для узловых эквивалентов.

В результате исключается решение системы линейных алгебраических уравнений на итерациях путём видоизменения процедуры движения к решению и результатам моделирования.

В результате авторами были выявлены некоторые перспективные варианты модификации. Рассмотрим их по подробнее.

Вариант 1. Неучёт недиагональных элементов в 4-х подматрицах матрицы Якоби. В итоге система уравнений выглядит следующим образом:

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial P_{нс2}}{\partial \delta_2} & 0 & \dots & 0 & | & \frac{\partial P_{нс2}}{\partial U_2} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \frac{\partial P_{нс3}}{\partial \delta_3} & \dots & 0 & | & 0 & \frac{\partial P_{нс3}}{\partial U_3} & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & | & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & \frac{\partial P_{нсn}}{\partial \delta_n} & | & 0 & 0 & \dots & \frac{\partial P_{нсn}}{\partial U_n} \\ - & - & - & - & | & - & - & - & - \\ \frac{\partial Q_{нс2}}{\partial \delta_2} & 0 & \dots & 0 & | & \frac{\partial Q_{нс2}}{\partial U_2} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \frac{\partial Q_{нс3}}{\partial \delta_3} & \dots & 0 & | & 0 & \frac{\partial Q_{нс3}}{\partial U_3} & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & | & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & \frac{\partial Q_{нсn}}{\partial \delta_n} & | & 0 & 0 & \dots & \frac{\partial Q_{нсn}}{\partial U_n} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta\delta_2 \\ \Delta\delta_3 \\ \dots \\ \Delta\delta_n \\ \Delta U_2 \\ \Delta U_3 \\ \dots \\ \Delta U_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} P_{нс 2} \\ P_{нс 3} \\ \dots \\ P_{нс n} \\ Q_{нс 2} \\ Q_{нс 3} \\ \dots \\ Q_{нс n} \end{pmatrix} \quad (4)$$

Это позволяет разбить систему уравнений на n отдельных малых система порядка 2, для каждого расчётного узла i :

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial P_{нсi}}{\partial \delta_i} & \frac{\partial P_{нсi}}{\partial U_i} \\ \frac{\partial P_{нсi}}{\partial \delta_i} & \frac{\partial Q_{нсi}}{\partial U_i} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta \delta_i \\ \Delta U_i \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} P_{нсi} \\ Q_{нсi} \end{pmatrix} \quad (5)$$

а такие малые системы решаются гораздо проще.

Так как каждая малая система отвечает за отдельный узел, становится возможным применить метод верхней релаксации. Он заключается в том, что вычисленное приближение текущего узла сразу же используется для расчёта следующего узла. Применение метода верхней релаксации позволяет значительно (примерно в 2 раза) сократить число итераций.

Вариант 2. Аналогичен предыдущему, но здесь элементы матрицы Якоби dP/dU и $dQ/d\delta$ переносятся в вектор небалансов, предварительно умноженные на преведущее значение поправок. Было выявлено что перед использованием преведущих значений поправок их рекомендуется уменьшать на некоторый коэффициент демпфирования (в данном случае он принимался равным 2). В итоге для нахождения поправки узла i вообще отпадает необходимость решать какую либо систему уравнений, и они могут быть найдены через простые формулы:

$$\Delta \delta_i^{(k)} = \left(\frac{\partial P_{нсi}(X^{(k)})}{\partial \delta_i} \right)^{-1} \cdot \left(P_{нсi}(X^{(k)}) - \left(\frac{\partial P_{нсi}(X^{(k)})}{\partial U_i} \right) \cdot \Delta U_i^{(k-1)} \cdot \frac{1}{2} \right) \quad (6)$$

$$\Delta U_i^{(k)} = \left(\frac{\partial Q_{нсi}(X^{(k)})}{\partial U_i} \right)^{-1} \cdot \left(Q_{нсi}(X^{(k)}) - \left(\frac{\partial Q_{нсi}(X^{(k)})}{\partial \delta_i} \right) \cdot \Delta \delta_i^{(k-1)} \cdot \frac{1}{2} \right) \quad (7)$$

где k – номер итерации, X – вектор приближения узлов.

После изучения характера сходимости данных алгоритмов было выявлено, что они имеют монотонную сходимость. А значит, для ускорения расчёта нужно применить ускоряющий коэффициент. Этот коэффициент умножается на поправку при вычислении нового приближения.

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \alpha \cdot \Delta \delta_i^{(k+1)}, \quad (8)$$

$$U_i^{(k+1)} = U_i^{(k)} + \alpha \cdot \Delta U_i^{(k+1)}, \quad (9)$$

где α – ускоряющий коэффициент.

Было найдено оптимальное значение этого коэффициента. Его значение оказалось равным 1.5. При этом удаётся снизить количество итераций в 3 - 4 раза.

После проверки алгоритмов получилось, что вариант 1 требует примерно в 1.5 раза меньше итераций чем вариант 2, но вычислительные затраты у него немного выше чем у варианта 2.

По сравнению с базовым методом Ньютона, модификации требуют примерно в 5 - 10 раз больше итераций. Это может показать критическим, и на первый взгляд модификации не дают положительного эффекта. Но рассмотренные модификации требуют в разы меньше вычислительных затрат на осуществление самой итерация. И особенно это проявляется при большом числе узлов. Так как с увеличением числа узлов вычислительные затраты у метода Ньютона растут квадратично, а у рассмотренных модификаций – линейно.

Так же сокращаются затраты памяти, так как уменьшается количество необходимых элементов матрицы Якоби.

Также отдельно можно рассматривать вариант с эквивалентированием узлов. Логически и по числу итераций он соответствует модификации Варианта 1. Но для каждого узла на каждой итерации составляет эквивалентной схема из всех других узлов схемы подключенных к рассчитываемому узлу. Преимущество этого метода заключается в том, что можно проверять физическую возможность сходимости итерационного процесса при

заданных параметрах сети и нагрузках. Таким образом можно выявлять узлы нагрузочная мощность которых выше предельной и сообщать об этом расчётчику режимов.

Список литературы:

- 1.Идельчик В.И. Расчёты и оптимизация режимов электрических сетей и система. – М: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.
- 2.Слюсаренко С.Г., Костюк Л.Ю. Расчёт нормальных установившихся режимов электрических систем двухэтапным методом // Известия вызов. Электромеханика. – 2006. – №3. – С. 101 – 106.
- 3.Слюсаренко С.Г., Учёт физических особенностей передачи энергии по элементу электрической сети в алгоритмах расчёта установившихся режимов. // Известия ТПУ. 2005 Т. 308 №7 С. 70-74.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ АКТИВНЫХ ЧАСТЕЙ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

М.В. Барвинок, магистрант, Ю. М. Ключева, магистрант

Научный руководитель: А.В. Мытников, к.т.н., доцент, М. Т. Пичугина, к.т.н., доцент
Национальный исследовательский Томский политехнический университет

г. Томск, Россия

maximum8@inbox.ru

По данным Европейского центра анализа аварийных ситуаций в энергосистемах около 20-25% отказов и аварий мощных трансформаторов связано с повреждением обмоток. Часто такая ситуация приводит к пожару. Во многих лабораториях ведущих университетов и электротехнических концернов (SEIMENS, ABB, КЕМА) ведется интенсивный поиск новых методов диагностики силовых трансформаторов. Среди всех возможных дефектов обмоток к тяжелым последствиям приводит сочетание смещений и электродинамическое воздействие токов КЗ.

На сегодняшний день наиболее достоверными и эффективными методами диагностики указанных дефектов обмоток трансформаторов является: метод низковольтных импульсов (НВИ) и метод анализа частотных характеристик (Frequency Response Analysis (FRA)).

Любые, даже самые незначительные, изменения геометрии обмоток вызванные деформациями, смещениями, распрессовкой, любыми повреждениями в результате протекания токов КЗ, приводит к изменению емкостей и индуктивностей обмотки, а следовательно, к изменению реакции обмоток на воздействие зондирующего сигнала.

Характер изменения частотного спектра отклика зависит от величины и характера деформаций.

Технология импульсного метода

На обмотку трансформатора подается зондирующий импульс низкого напряжения (100- 500 В). Одновременно осциллографируется ток на измерительных шунтах, подключенных к другой обмотке (переходный процесс, возникающий в обмотках, как их реакция на воздействие прямоугольного импульса).

Осциллограммы приложенного импульса и соответствующего отклика записываются с использованием высокоточных высокоскоростных аналого- цифровых преобразователей, далее преобразуется в амплитудно-частотную характеристику (АЧХ), затем рассчитывается передаточная функция как отношение спектров входного и выходного сигналов.

Технология частотного импульса

В обмотку от генератора подается синусоидальное напряжение с амплитудой 10 В, изменяющееся по частоте в широком диапазоне – от нескольких герц, до нескольких килогерц, а с другой обмотки снимается амплитудно-частотная характеристика (АЧХ) – реакция обмоток на приложенное воздействие.

В любом случае процесс диагностики представляет с собой сравнение нормограммы – характеристики снятой на заводе-изготовителя или на заведомо “здоровом” трансформаторе и дефектограммы - характеристики полученной в результате зондирования обмотки, подлежащей диагностике.

Подобная методика диагностики обмоток разрабатывалась в ВЭИ. Основная метода – применение импульсов амплитудой 85 В длительностью 1мкс, фронт 0..100 нс.

Наш подход состоит в применении импульса амплитудой около 300 В и длительностью 50 – 500 нс с фронтом 5-10 нс.

Меньшая длительность позволяет повысить чувствительность метода за счет формирования отклика только в емкостных элементах системы.

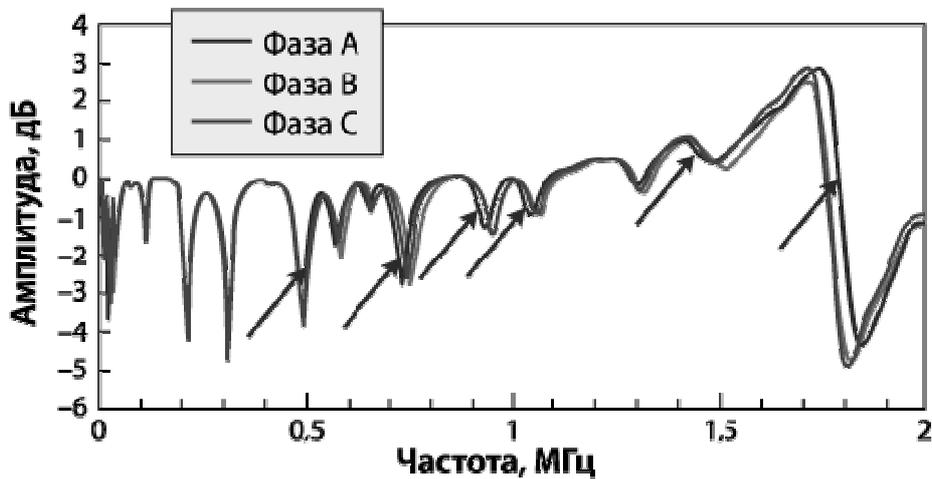


Рисунок. 1.Дефект обмотки и вид частотной характеристики

Результат – повышение достоверности измерений и точность постановки диагноза.

Таким образом, наше направление: развития технологии диагностики активных частей методом наносекундных импульсов.

Предполагаемые преимущества этого метода.

Повышение общей чувствительности импульсного метода диагностики по оценкам можно увидеть смещения обмоток на 2..3 %

Увеличение точности в постановке диагноза состояния активной части предварительным результатам можно определять место расположения дефекта.

Определение характера дефекта (межвитковое замыкание, замыкание на землю и т.п.

Определение степени развития дефекта.

Физическая основа предполагаемой нами методики состоит в том, что уменьшение длительности зондирующего (базового) импульса до уровня 50..300 нс с временем нарастания фронта 5..10 нс исключает появление тока в индуктивных элементах системы. Сигнал отклика в этом случае представляет собой падение напряжения только на емкостных элементах системы.

Проведение моделирование показывает, что применение наносекундных импульсов может повысить точность и общую чувствительность метода. Анализ переходного процесса формируемого базовым импульсом в емкостных элементах системы позволит более точно

выявлять возможные дефекты активных частей (осевые, радиальные, КЗ витки, замыкание витка на землю и т.д.)

Список литературы:

1. Дробышевский А.А. Электродинамическая стойкость силовых трансформаторов и современные способы оценки механического состояния обмоток / Семинар «Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования». ПЭИПК. 3–7 июля 2006 г., Санкт-Петербург.
2. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования.
3. Брошюра СИГРЭ № 342. Mechanical condition assessment of transformer windings using frequency response analysis (FRA), WG A2.26, 2008.

НАКОПИТЕЛИ ЭНЕРГИИ В «БОЛЬШОЙ» ЭНЕРГЕТИКЕ

М.В. Громова, магистрант
Научный руководитель: Р.Б. Абеуов, к.т.н., доцент
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
mariba_2010@mail.ru

Недостатком электричества как энергоносителя является невозможность накопления энергии в достаточном количестве. С развитием электроэнергетических систем, ростом мощностей агрегатов, генерирующих энергию, становится все более острой проблема накопления и хранения энергии. Исправить это недостаток возможно путем создания накопителей энергии (НЭ). В накопителях энергии осуществляется аккумуляирование энергии, получаемой из электроэнергетической системы (ЭЭС), ее хранение и выдача при необходимости обратно в энергосистему.

Различают электрохимические, индуктивные, емкостные, механические, электромеханические, электродинамические накопители энергии.

Наиболее эффективным, во всех отношениях, накопителем потенциальной энергии является ГАЭС.

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) – старейший тип энергетических установок, предназначенных для работы в переменной части графика нагрузки. Они эксплуатировались с конца XIX века. Суммарная установленная мощность ГАЭС в мире равна 55·10³ МВт.

ГАЭС использует в своей работе либо комплекс генераторов и насосов, либо обратимые гидроэлектроагрегаты, которые способны работать как в режиме генераторов, так и в режиме насосов. Во время ночного провала энергопотребления ГАЭС получает из энергосети дешёвую электроэнергию и расходует её на перекачку воды в верхний бьеф (бассейн) (насосный режим). Во время утреннего и вечернего пиков энергопотребления ГАЭС сбрасывает воду из верхнего бьефа (бассейн) в нижний, вырабатывает при этом дорогую пиковую электроэнергию, которую отдаёт в энергосеть (генераторный режим).

Поскольку оба режима имеют коэффициент полезного действия, меньший 100 %, то в среднем ГАЭС потребляет электроэнергию, то есть формально является убыточной. Однако в крупных энергосистемах большую долю могут составлять мощности тепловых и атомных электростанций, которые не могут быстро снижать выработку электроэнергии при ночном снижении энергопотребления или же делают это с большими потерями. Этот факт приводит к установлению существенно большей коммерческой стоимости пиковой электроэнергии в энергосистеме, по сравнению со стоимостью электроэнергии, вырабатываемой в ночной период. В таких условиях использование ГАЭС экономически эффективно и повышает как эффективность использования других мощностей (в том числе и транспортных), так и надёжность энергоснабжения.

Гидроаккумулирующей установки, благодаря способности работать в резко переменном режиме, применяются при разуплотненных графиках нагрузки.

Известно, что функционирование и дальнейшее развитие энергосистемы РБ и Европейской части СНГ происходит прежде всего за счет сооружения и эксплуатации мощных АЭС, не приспособленных к работе в переменном режиме.

В этих условиях усложняется не только проблема покрытия пика графика нагрузки системы, но и проблема прохождения ночного провала нагрузки, величина которой становится меньше технического минимума, работавшего в часы пик оборудования ТЭС и АЭС и кратковременный останов которых практически невозможен.

В настоящих условиях решение этих проблем наиболее целесообразно осуществлять с помощью гидроаккумулирующих электростанций, стоящих из двух емкостей и реверсивных генераторов.

Однако ГАЭС требуют для сооружения определенных топогеологических условий, которые при данном водоеме позволили бы соорудить два резервуара с перепадом уровней между ними не менее 80–100 м (чем больше, тем лучше). Такие условия отнюдь не всегда имеются.

Сооружение ГАЭС в некоторых средних условиях требует сравнительно больших, капиталовложений с достаточно длительным омертвлением их во время строительства, а также привлечения людских сил, материалов и техники. Кроме того, в силу конструктивных особенностей силового оборудования ГАЭС время пуска ее из насосного режима в генераторный занимает 8–10 мин, что ограничивает возможность использования ГАЭС для улучшения динамической устойчивости энергосистем в периоде заряда. Эти недостатки снижают эффективность и надежность известной конструкции.

Недостатком ГАЭС являются большие потери, так как она отдает в систему около 70-75 % электроэнергии, получаемой ею из системы.

Одним из технических решений выше перечисленных проблем являются использование гидроаккумулирующих установок, включающие водоем, реверсивные генераторы и аккумулятор энергии. Аккумулятор энергии выполнен в виде полый емкости, расположенной в водоеме и кинематически соединенной с реверсивными генераторами.

Механические накопители (МН), или аккумуляторы механической энергии, называется устройство для запаса и хранения кинетической и потенциальной энергии с последующей отдачей ее для совершения полезной работы.

Статические МН запасают потенциальную энергию посредством упругого изменения формы или объема рабочего тела либо при его перемещении против направления силы тяжести в гравитационном поле. Твердое, жидкое или газообразное рабочее тело этих МН имеет статическое состояние в режиме хранения энергии, а заряд и разряд НЭ сопровождаются движением рабочего тела [1].

Устройства и установки на базе механических статических накопителей потенциальной энергии эффективны при использовании с гидравлическими устройствами.

Необходимо экспериментальное эксплуатирование ГАУ и устройств и установок на базе механических статических накопителей потенциальной энергии в энергосистеме для определения их технико – экономических показателей.

Список литературы:

1. Д. А. Бут, Б.Л. Алиевский, С.Р. Мизюрин, П.В. Васюкевич. Накопители энергии. Москва, Энергоатомиздат, 1991.
2. Ю. Н. Астахов, В.А. Веников, А.Г. Тер – Газарян. Накопители энергии в электрических системах. Москва. ВШ. 1989.
3. Патент на полезную модель РФ № 5534. Гидроаккумулирующая установка. Кулаковская А.В., Федин В.Т..
4. А.С. СССР № 810884. Гидроаккумулирующая установка. Астахов Ю. Н., В.А. Веников, П.С. Непорожний и др.

КРУПНЫЕ ГЭС

Д.Е. Николаев, С.А. Фалилеева, И.О. Федоров, магистранты
Научный руководитель: В.Я. Ушаков, д.т.н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
svafi@sibmail.com

ГЭС играют важную роль, обеспечивая экономику дешевой и не загрязняющей атмосферу энергией (в плане CO_2 и других выбросов от сжигания углеводородов). Они позволяют экономить органическое топливо и решать проблему регулирования мощности энергосистем. Доля ГЭС в мировом энергобалансе – свыше 6 %. В Канаде и Бразилии она составляет свыше 25 %, а в России, Китае и Индии около 6 %. Доля ГЭС в выработке электроэнергии электростанций мира – 16%. При этом создание водохранилищ привело на земном шаре к преобразованию природных условий на территории 700 тыс. км², и переустройству хозяйства - на территории в 1.5 млн км².

Одно из важнейших воздействий гидроэнергетики связано с отчуждением значительных площадей плодородных земель под водохранилища. В России, где за счет использования гидроресурсов производится не более 20 % электрической энергии, при строительстве ГЭС затоплено не менее 6 млн. гектар земель. На их месте уничтожены естественные экосистемы.

Значительные площади земель вблизи водохранилищ испытывают подтопление в результате повышения уровня грунтовых вод. Эти земли, как правило, переходят в категорию заболоченных. В равнинных условиях подтопленные земли могут составлять 10% и более от затопленных. Уничтожение земель и свойственных им экосистем происходит также в результате их разрушения водой при формировании береговой линии. Абразионные процессы обычно продолжаются десятилетиями, имеют следствием переработку больших масс почво грунтов, загрязнение вод, заиление водохранилищ. Таким образом, со строительством водохранилищ связано резкое нарушение гидрологического режима рек. Так, Волга практически на всем протяжении (от истоков до Волгограда) превращена в непрерывную систему водохранилищ.

Ухудшение качества воды в водохранилищах происходит по различным причинам. В них резко увеличивается количество органических веществ как за счет ушедших под воду экосистем (древесина, другие растительные остатки и т. п.), так и вследствие их накопления в результате замедленного водообмена. Это своего рода отстойники и аккумуляторы веществ, поступающих с водосборов.

В водохранилищах резко усиливается прогревание вод, что интенсифицирует потерю ими кислорода и другие процессы, обусловливаемые тепловым загрязнением. Последнее, совместно с накоплением биогенных веществ, создает условия для зарастания водоемов и интенсивного развития водорослей. По этим причинам, а также вследствие медленной обновляемости вод резко снижается их способность к самоочищению. Ухудшение качества воды ведет к гибели многих ее обитателей. Возрастает заболеваемость рыбного стада. Снижаются вкусовые качества обитателей водной среды.

Нарушаются пути миграции рыб, идет разрушение кормовых угодий, нерестилищ и т. п. Волга во многом потеряла свое значение как нерестилище для осетровых Каспия после строительства на ней каскада ГЭС.

В конечном счете, перекрытые водохранилищами речные системы из транзитных превращаются в транзитно аккумулятивные. Продукты аккумуляции делают проблематичным возможность использования территорий, занимаемых водохранилищами, после их ликвидации. Имеются данные, что в результате заиления равнинные водохранилища теряют свою ценность как энергетические объекты через 50-100 лет после их строительства. Например, подсчитано, что большая Асуанская плотина, построенная на Ниле

в 60-е годы, будет наполовину заилена уже к 2025 году. Несмотря на относительную дешевизну энергии, получаемой за счет гидроресурсов, доля их в энергетическом балансе постепенно уменьшается. Это связано как с исчерпанием наиболее дешевых ресурсов, так и с большой территориальной емкостью равнинных водохранилищ. Считается, что в перспективе мировое производство энергии на ГЭС не будет превышать 5% от общей.

Водоохранилища оказывают заметное влияние на атмосферные процессы. Например, в засушливых районах, испарение с поверхности водохранилищ превышает испарение с равновеликой поверхности суши в десятки раз. Только с каскада Волжско-Камских водохранилищ ежегодно испаряется около 6 км³. Это примерно 2-3 годовые нормы потребления воды Москвой. С повышенным испарением связано понижение температуры воздуха, увеличение туманных явлений. Различия тепловых балансов водохранилищ и прилегающей суши обуславливают формирование местных ветров типа бризов. Эти, а также другие явления имеют следствием смену экосистем (не всегда положительную), изменение погоды. В ряде случаев в зоне водохранилищ приходится менять направление сельского хозяйства. Например, в южных районах нашей страны некоторые теплолюбивые культуры (бахчевые) не успевают вызревать, повышается заболеваемость растений, ухудшается качество продукции.

Издержки гидростроительства для среды заметно меньше в горных районах, где водохранилища обычно невелики по площади. Однако в сейсмоопасных горных районах водохранилища могут провоцировать землетрясения. Увеличивается вероятность оползневых явлений и вероятность катастроф в результате возможного разрушения плотин. Так, в 1960 г. в Индии (штат Гунжарат) в результате прорыва плотины вода унесла 15 тысяч жизней людей.

Для примера рассмотрим экологический ущерб на Бурейской ГЭС. Экологический ущерб гидроузла и его функционирования в течение первых 10 лет только в Амурской области в денежном выражении можно оценить не менее чем в 33.122,1 млн.руб. Эта цифра складывается из следующих показателей:

- ущерб лесным ресурсам- 18200 млн. руб.;
- ущерб редким и исчезающим видам растений – 254,5млн.руб.;
- компенсационные затраты на возмещение ущерба рыбным ресурсам – 359,9 млн.руб.;
- ущерб охотничьим видам зверей и боровой дичи в верхнем бьефе гидроузла -144,4 млн.руб.;
- ущерб птицам в зоне затопления водохранилищем – 17,6 млн. руб.;
- ущерб редким видам птиц в нижнем бьефе гидроузла – 33,8 млн.руб.;ущерб амфибиям и рептилиям в зоне затопления водохранилищем – 1063,9 млн.руб.;
- ущерб наземным беспозвоночным в зоне затопления водохранилищем – 13048 млн.руб.

Список литературы:

1. Викторов А. Как начиналась наша гидроэнергетика. / Журнал «Наука и жизнь» - 1990, № 4.
2. Тематическое сообщество по проблемам больших плотин [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://russiandams.ru/>
3. ОАО «РусГидро» [Электронный ресурс]: Бурейская ГЭС. Режим доступа: <http://www.burges.rushydro.ru/hpp/general>
4. Плотина. [Электронный ресурс]: Проблемы ГЭС носят системный характер.

ПРИМЕНЕНИЕ ФУНКЦИЙ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ К ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ ЗАДАЧАМ

С.В. Шмидт, студент, Д.Ю. Белова, студент
Научный руководитель: Б.З. Калиев, к. т. н., профессор
Инновационный Евразийский университет
г. Павлодар, Казахстан
schmidt.07@mail.ru

Настоящая работа выполнялась в соответствии с научной программой повышения эффективности использования ресурсов Казахстана путем разработки математической модели и алгоритмов оптимального управления электроэнергетических систем, определенная как стратегическая задача РК в Послании Президента страны народу Казахстана «Казахстан 2030». Эта же программа входит в основу разработки глобальной энергоэкологической долгосрочной стратегии, подготавливаемый на базе исследований ученых России и Казахстана отмеченной в фундаментальном труде Нурсултана Абишевича Назарбаева «Стратегия радикального обновления глобального сообщества и партнерство цивилизации». Целью данной научной статьи является повышение эффективности управления качеством вырабатываемой электроэнергии путем совершенствования математической модели стационарных режимов. Анализ схем замещения дает возможность выявить закономерности, применение которых позволит повысить качественные показатели электроэнергии, эффективность эксплуатации и проектирования самой системы на основе совершенствования математической модели ее стационарных режимов.

Оптимизация состояния электрической системы является тонкой и трудоемкой задачей, решаемой на основе анализа и синтеза т.е. рабочих режимов. В промышленных условиях из-за ряда причин (изменение температуры, износ оборудования, снижение активности катализатора, снижение теплопроводности и т.п.) параметры системы управления постепенно изменяются, и их действительные значения всегда отличаются от расчётных. Проблема управления качеством электроэнергии с учетом влияния имеющихся регулирующих устройств в настоящее время решается на основе многократных расчетов, методом последовательного приближения. В рыночных условиях трудно согласиться с подобным подходом к расчету и оптимизации системы электроснабжения.

В данной работе получено решение выше отмеченных проблем путем совершенствования математических моделей с применением функций чувствительности таким образом, чтобы искомые параметры режима определялись непосредственно по независимым параметрам схемы замещения системы передачи и распределения электроэнергии.

Практическая ценность заключается в том, что применение функций чувствительности позволяет изменить методологию ведения режима, смысл которого заключается в обеспечении, в первую очередь, потребителей качественной электроэнергией с учетом надежных и экономических показателей питающих сетей системы электроснабжения, уменьшение неоправданных трудозатрат.

Функция чувствительности является одним из наиболее важных показателей качества частотно-избирательных цепей. Информация о чувствительности используется в различных целях:

1. Функция чувствительности является критерием для сравнительной оценки различных конфигураций электронных цепей.
2. Результаты анализа чувствительности используются для определения допусков на параметры элементов цепи.
3. Функция абсолютной чувствительности используются при оптимизации характеристик электронных цепей для расчета градиента целевой функции.

4. Чувствительность позволяет понять, как влияют вариации какого-либо параметра на характеристики цепи.

При проектировании систем управления и регулирования важно знать, как влияет на характеристики цепи изменение параметров элементов. Это влияние оценивают с помощью функций чувствительности. Функция относительной чувствительности $H(j\omega)$ к вариациям a_i , определяется по формуле:

$$S_{\alpha_i}^{H(j\omega)} = \frac{dH(j\omega)}{d\alpha_i} \frac{\alpha_i}{H(j\omega)} \quad (1.1)$$

$H(j\omega)$ — функция цепи, a_i — параметр одного из компонентов этой цепи, изменяющийся под действием дестабилизирующих факторов.

Одним из наиболее эффективных методов анализа чувствительности является метод присоединенных схем. В соответствии с этим методом для расчета чувствительности характеристики цепи к вариациям всех элементов достаточно провести анализ двух идентичных по топологии схем — исходной и присоединенной.

Рассмотрим цепь, описываемую системой расширенных узловых уравнений:

$$[Y][V] = [J] \quad (1.2)$$

Пусть $[Y]$ и $[V]$ являются функциями параметра a_i , а вектор правой части не зависит от этого параметра. Дифференцируя (1.2) по a_i , получим:

$$\frac{d[Y]}{d\alpha_i}[V] + [Y]\frac{d[V]}{d\alpha_i} = 0$$

Из последнего равенства определим вектор производных:

$$\frac{d[V]}{d\alpha_i} = -[Y]^{-1} \frac{d[Y]}{d\alpha_i} [V] \quad (1.3)$$

Формула (1.3) позволяет определить чувствительность всех элементов вектора $[V]$ к вариациям параметра a_i .

Но на практике обычно требуется определить чувствительность какой-либо одной функции цепи, т.е. необходимо найти чувствительность одной переменной V_i к вариациям нескольких параметров a_i . Чтобы найти чувствительность V_i , умножим левую и правую части равенства (1.3) на единичный вектор $[u_i]$:

$$[u_i] \frac{d[V]}{d\alpha_i} = -[u_i] [Y]^{-1} \frac{d[Y]}{d\alpha_i} [V]$$

Здесь символ t означает транспозицию. Перепишем последнее равенство в другой форме:

$$[u_i] \frac{d[V]}{d\alpha_i} = -\{([Y]^{-1})^t [u_i]\} \frac{d[Y]}{d\alpha_i} [V] \quad (1.4)$$

При рассмотрении функций чувствительности во временной области независимые источники могут иметь произвольную форму тока и напряжения. Выбор времени анализа может быть произвольным, в том числе с самого начала переходных процессов, наступающих в цепи при включении источников. Следовательно, частные производные по параметрам элементов будут определяться от величин (токов и напряжений), представленных в виде функций времени. Пусть откликом на выходе цепи является напряжение $u_{\text{вых}}(t)$. Будем искать частные производные вида: $\frac{\partial u_{\text{вых}}(t)}{\partial R_i}, \frac{\partial u_{\text{вых}}(t)}{\partial C_i}$

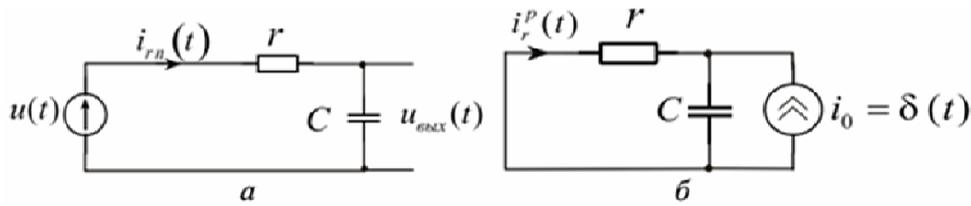


Рисунок 1. Расчет чувствительности к вариации величины резистора r

Ток при номинальных значениях параметров элементов, протекающий через r :

$$i_{rn} = \frac{U}{r} e^{-\frac{t}{\tau}}$$

Ток через тот же реактивный элемент в присоединенной схеме (рис. 1 б)

$$i_r^p(t-\tau) = -\frac{1}{rC} e^{-\frac{t-\tau}{\tau}}$$

Следовательно

$$\frac{\partial u_{\max}}{\partial r} = \int_0^t \frac{U}{r} e^{-\frac{\tau}{\tau}} \left(-\frac{1}{rC} e^{-\frac{t-\tau}{\tau}}\right) d\tau = -\frac{U}{r^2 C} t e^{-\frac{t}{\tau}}$$

Результат, полученный методом присоединенной схемы, можно подтвердить непосредственным дифференцированием реакции цепи:

$$\frac{\partial u_{\max}}{\partial r} = \frac{\partial}{\partial r} \left[U(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}) \right] = -\frac{U t}{r^2 C} e^{-\frac{t}{\tau}}$$

Расчет чувствительности к вариации параметра емкостного элемента цепи (рис. 1 а). Как и в предыдущем случае, задаем приращением варьируемого параметра dC . Соответствующая схема с вынесением элементом dC представлена на рис 2 а. Ток через элемент dC :

$$di_c = dC \frac{du_c}{dt} \approx dC \frac{du_c}{dt}$$

Заменим элемент dC эквивалентным ему источником тока di_c (рис. 2 б).

На выходе цепи можно будет наблюдать отклик на воздействие источника возмущения di_c . Если поделить величину воздействия на константу dC , то отклик изменится на ту же величину. Таким образом отклик на выходе цепи будет численно равен производной du_{\max}/dC (рис 2. б).

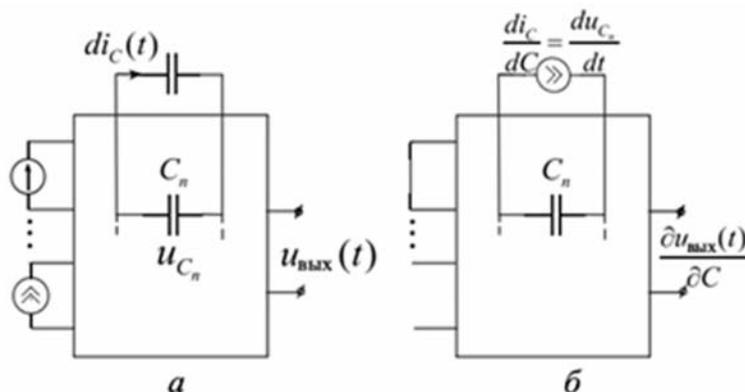
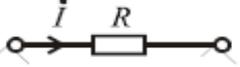
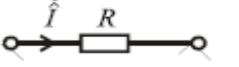
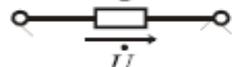
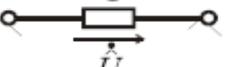
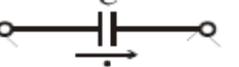


Рисунок 2. Анализ чувствительности к вариации емкостного элемента

В результате анализа можно получить выражения для расчета функций чувствительности к вариациям других элементов. Эти выражения приведены в (табл. 1)

Таблица 1. Выражения для расчета функций чувствительности элементов

Элемент	Схема	Присоединенная схема	Формула чувствительности
R			$\frac{\partial H(j\omega)}{\partial R} = -I\dot{\Phi}$
G			$\frac{\partial H(j\omega)}{\partial G} = U\dot{\Phi}$
L			$\frac{\partial H(j\omega)}{\partial L} = -j\omega I\dot{\Phi}$
C			$\frac{\partial H(j\omega)}{\partial C} = j\omega U\dot{\Phi}$

Вывод:

Действительные значения параметров управления электроэнергетическими системами практически всегда отличаются от расчетных. Данные изменения параметров могут привести к изменению статических и динамических свойств системы. Это обстоятельство желательно учесть заранее в процессе проектирования и настройки системы, что может быть осуществимо применением функций чувствительности, непосредственно метода присоединенных схем.

В данной работе выявлен способ оптимизации состояния электрической системы путем совершенствования математических моделей с применением функций чувствительности таким образом, чтобы искомые параметры режима определялись непосредственно по независимым параметрам схемы замещения системы передачи и распределения электроэнергии, что имеет важное перспективное теоретическое и практическое значение. При решении задачи оптимизации, электрических сетей энергосистемы с учетом вероятностного характера исходных данных, возникает необходимость выделения наиболее значимых факторов. При подходе к предельным по пропускным способностям режимам наибольшее влияние на точность расчета оказывает точность задания параметров схемы замещения.

Настоящая статья имеет большое значение для схемотехнического проектирования электрических схем и их оптимизации, для определения степени влияния параметров компонентов схемы на её выходные параметры, а также для прогнозирования разброса выходных параметров.

Список литературы:

- 1.Ахметбаев Д.С. Моделирование стационарных режимов системы передачи и распределения электроэнергии. – Алматы. 2010. – С. 28-30.
- 2.Калиев Б.З. Материалы международной научно-практической конференции «Индустриально-инновационное развитие на современном этапе: состояние и перспективы». - Павлодар. 2009. - С. 18-20.

АЭС С УРАНОВЫМ ТОПЛИВНЫМ ЦИКЛОМ

А.С. Шеломенцев, магистрант, И.А. Боровский, магистрант
Научный руководитель: В.Я. Ушаков, д.т.н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г.Томск, Россия
boeing787@qip.ru, tich89@mail.ru

Ядерный топливный цикл [3] – комплекс мероприятий для обеспечения функционирования ядерных реакторов, осуществляемых в системе предприятий, связанных между собой потоком ядерного материала и включающих урановые рудники, заводы по переработке урановой руды, конверсии урана, обогащению и изготовлению топлива, ядерные реакторы, хранилища отработавшего топлива, заводы по переработке отработавшего топлива и связанные с ними промежуточные хранилища и хранилища для захоронения радиоактивных отходов.

Атомная электростанция (АЭС) – ядерная установка для производства энергии в заданных режимах и условиях применения, располагающаяся в пределах определённой проектом территории, на которой для осуществления этой цели используются ядерный реактор (реакторы) и комплекс необходимых систем, устройств, оборудования и сооружений с необходимыми работниками (персоналом).

Атомные станции по виду отпускаемой энергии можно разделить на:

- Атомные электростанции (АЭС), предназначенные для выработки электрической энергии. При этом на многих АЭС есть теплофикационные установки, предназначенные для подогрева сетевой воды, используя тепловые потери станции.
- Атомные теплоэлектроцентрали (АТЭЦ), вырабатывающие как электроэнергию, так и тепловую энергию.

Энергия, выделяемая в активной зоне реактора, передаётся теплоносителю первого контура. Далее теплоноситель поступает в теплообменник (парогенератор), где нагревает до кипения воду второго контура. Полученный при этом пар поступает в турбины, вращающие электрогенераторы. На выходе из турбин пар поступает в конденсатор, где охлаждается большим количеством воды, поступающим из водохранилища.

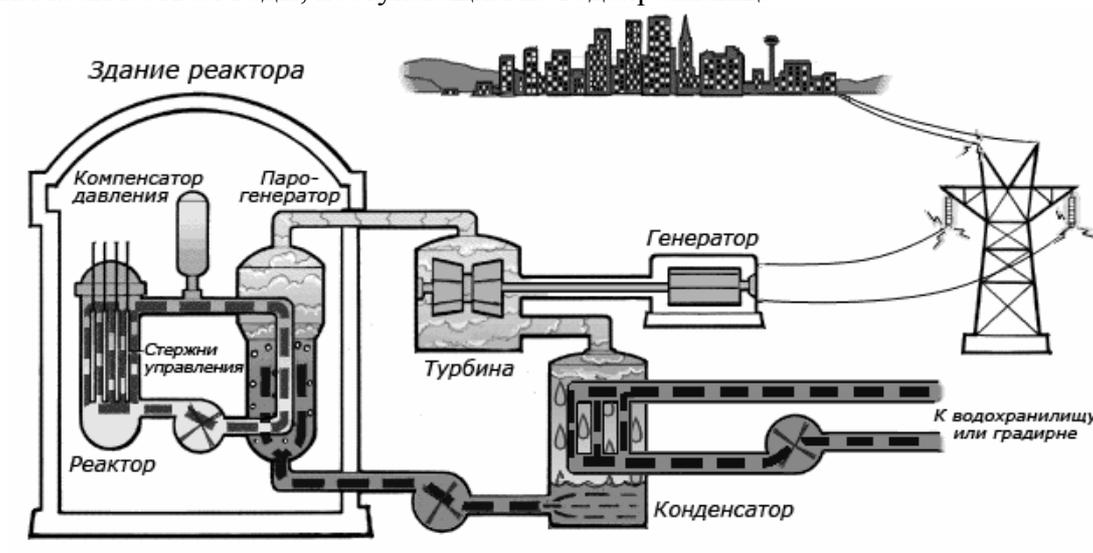


Рисунок 1. Принцип работы АЭС [1]

Компенсатор давления представляет собой довольно сложную и громоздкую конструкцию, которая служит для выравнивания колебаний давления в контуре во время работы реактора, возникающих за счёт теплового расширения теплоносителя. Давление в 1-м контуре может достигать до 160 атмосфер (ВВЭР-1000).

Помимо воды, в различных реакторах в качестве теплоносителя могут применяться также расплавы металлов: натрий, свинец, эвтектический сплав свинца с висмутом и др. Использование жидкометаллических теплоносителей позволяет упростить конструкцию оболочки активной зоны реактора (в отличие от водяного контура, давление в жидкометаллическом контуре не превышает атмосферное), избавиться от компенсатора давления.

Общее количество контуров может меняться для различных реакторов, схема на рисунке 1 приведена для реакторов типа ВВЭР (Водо-Водяной Энергетический Реактор). Реакторы типа РБМК (Реактор Большой Мощности Канального типа) использует один водяной контур, реакторы БН (реактор на Быстрых Нейтронах) – два натриевых и один водяной контуры, перспективные проекты реакторных установок СВБР-100 и БРЕСТ предполагают двухконтурную схему, с тяжелым теплоносителем в первом контуре и водой во втором.

В случае невозможности использования большого количества воды для конденсации пара, вместо использования водохранилища вода может охлаждаться в специальных охладительных башнях (градирнях), которые благодаря своим размерам обычно являются самой заметной частью атомной электростанции.

Первая в мире опытно-промышленного назначения атомная электростанция (АЭС) мощностью 5 МВт была запущена в СССР 27 июня 1954, в городе Обнинске Калужской области.

Во второй половине 40-х гг., советские учёные приступили к разработке первых проектов мирного использования атомной энергии, генеральным направлением которого сразу же стала электроэнергетика

В 1948 г. по предложению И. В. Курчатова и в соответствии с заданием партии и правительства начались первые работы по практическому применению энергии атома для получения электроэнергии.

В мае 1950 года близ посёлка Обнинское Калужской области начались работы по строительству первой в мире АЭС.

В 1953 году выполнен основной объем строительных и монтажных работ: возведен реакторный корпус и здание турбогенератора, смонтированы металлоконструкции реактора, парогенераторы, трубопроводы, турбина и многое другое. В 1953 году стройке дан статус важнейшей в Минсредмаше.

Первая в мире опытно-промышленного назначения атомная электростанция (АЭС) мощностью 5 МВт была запущена в СССР 27 июня 1954 на базе «Лаборатории В» (ныне — Государственный научный центр РФ «Физико-энергетический институт имени А. И. Лейпунского»), в посёлке Обнинское Калужской области.

Успешная работа Первой АЭС в течение многих лет убедительно доказала возможность промышленного использования атомной энергии вообще и на базе канальных реакторов в частности. Доказательство технической осуществимости этого процесса и его безопасности безусловно представило собой один из крупнейших качественных скачков в научно-техническом прогрессе.

В 1958 была введена в эксплуатацию 1-я очередь Сибирской АЭС мощностью 100 МВт (полная проектная мощность 600 МВт). В том же году развернулось строительство Белоярской промышленной АЭС, а 26 апреля 1964 генератор 1-й очереди (блок мощностью 100 МВт) выдал ток в Свердловскую энергосистему, 2-й блок мощностью 200 МВт сдан в эксплуатацию в октябре 1967.

В сентябре 1964 был пущен 1-й блок Нововоронежской АЭС мощностью 210 МВт, второй блок мощностью 365 МВт запущен в декабре 1969. Себестоимость 1 квт-ч электроэнергии (важнейший экономический показатель работы всякой электростанции) на этой АЭС систематически снижалась: она составляла 1,24 коп. в 1965, 1,22 коп. в 1966, 1,18 коп. в 1967, 0,94 коп. в 1968. Первый блок Нововоронежской АЭС был построен не только

для промышленного пользования, но и как демонстрационный объект для показа возможностей и преимуществ атомной энергетики, надёжности и безопасности работы АЭС.

В ноябре 1965 г. Мелекеске Ульяновской области вступила в строй АЭС с водородным реактором «кипящего» типа мощностью 50 Мвт, реактор собран по одноконтурной схеме, облегчающей компоновку станции. В 1973 г. запущена Ленинградская АЭС.

За пределами СССР первая АЭС промышленного назначения мощностью 46 Мвт была введена в эксплуатацию в 1956 в Колдер-Холле (Великобритания). Через год вступила в строй АЭС мощностью 60 Мвт в Шиппингпорте (США).

Крупнейшая АЭС в Европе – Запорожская АЭС у г. Энергодар (Запорожская область, Украина), строительство которой начато в 1980 г. С 1996 г. работают 6 энергоблоков суммарной мощностью 6 ГВт. Крупнейшая АЭС в мире Касивадзаки-Карива по установленной мощности (на 2008 год) находится в Японском городе Касивадзаки префектуры Ниигата – в эксплуатации находятся пять кипящих ядерных реакторов (BWR) и два улучшенных кипящих ядерных реакторов (ABWR), суммарная мощность которых составляет 8,212 ГВт.

В 1979 году произошла серьёзная авария на АЭС Три-Майл-Айленд, а в 1986 году – масштабная катастрофа на Чернобыльской АЭС, которая, помимо непосредственных последствий, серьёзно отразилась на всей ядерной энергетике в целом. Она вынудила специалистов всего мира переоценить проблему безопасности АЭС и задуматься о необходимости международного сотрудничества в целях повышения безопасности АЭС.

Последняя крупная авария на АЭС произошла в марте 2011 года в Японии, в префектуре Фукусима. Авария на АЭС Фукусима I произошла в результате сильного землетрясения и последовавшего за ним цунами. Последствия аварии оказались сравнимы с аварией в Чернобыле и тем не менее даже после этой катастрофы большинство стран мирового сообщества не отказались от использования атомной энергетики.

За 2007 год российскими АЭС было выработано рекордное за всю историю отрасли количество электроэнергии – 158,3 млрд кВт·ч, что составило 15,9 % от общей выработки в Единой энергосистеме [2].

В 2009 году на АЭС было выработано 163,1 млрд кВт·ч электроэнергии, что на 0,6 % превышает показатель 2008 года.

В 2010 г. АЭС России выработали 170,1 млрд. кВтч электроэнергии, что составляет 100,5 % от задания ФСТ России и 104,2 % от выработки 2009 г.

Доля атомной генерации в общем энергобалансе России около 16 %. Высокое значение атомная энергетика имеет в европейской части России и особенно на северо-западе, где выработка на АЭС достигает 42 %.

После запуска энергоблока Волгодонской АЭС в 2010 году, председатель правительства России В. В. Путин озвучил планы доведения атомной генерации в общем энергобалансе России с 16 % до 20-30 %.

В разработках проекта Энергетической стратегии России на период до 2030 г. предусмотрено увеличение производства электроэнергии на атомных электростанциях в 4 раза.

Академик Анатолий Александров считал, что «ядерная энергетика крупных масштабов явится величайшим благом для человечества и разрешит целый ряд острых проблем».

Альтернативные способы получения энергии, за счёт энергии приливов, ветра, Солнца, геотермальных источников и др. на данный момент уступают по производительности традиционной энергетике. Эти виды получения энергии негативно влияют на туризм, некоторые приливные электростанции вызывают нарекания у виндсёрферов, «плантации» ветряных мельниц портят естественный пейзаж. Кроме того, при групповом использовании ветрового поля ветряки создают низкочастотную вибрацию, от

которой могут страдать животные. В этом свете при условиях правильной эксплуатации атомная энергетика выглядит наиболее предпочтительной для дальнейшего развития [5].

В настоящее время разрабатываются международные проекты ядерных реакторов нового поколения, например ГТ-МГР, которые обещают повысить безопасность и увеличить КПД АЭС.

Россия приступила к строительству первой в мире плавающей АЭС, позволяющей решить проблему нехватки энергии в отдалённых прибрежных районах страны.

США и Япония ведут разработки мини-АЭС, с мощностью порядка 10-20 МВт для целей тепло- и электроснабжения отдельных производств, жилых комплексов, а в перспективе – и индивидуальных домов. С уменьшением мощности установки растёт предполагаемый масштаб производства. Малогабаритные реакторы (см., например, NuRegion АЭС) создаются с использованием безопасных технологий, многократно уменьшающих возможность утечки ядерного вещества [4].

Список литературы:

1. Википедия – свободная энциклопедия <http://ru.wikipedia.org/>
2. Сайт корпорации «Росатом» <http://www.rosatom.ru/>
3. Добыча Урана в мире - <http://geo.1september.ru/2006/21/23.htm>
4. Атомные электростанции: что было и что будет <http://vit7225.narod.ru/>
5. Экология и атомная энергетика <http://www.ecoatominf.ru/>

ПИТАНИЕ ТРЕХФАЗНОГО АСИНХРОННОГО ГИРОМОТОРА ОТ ОДНОФАЗНОЙ СЕТИ

Нгуен Чонг Иен, Ву Доан Кет, магистранты
Вьетнам

Теоретические и экспериментальные исследования трехфазного двигателя при питании его от однофазной сети и специальные использования найдены в работах М. Крондля (1934г.), В. Шуйского (1935г.), И. М. Эдельмана (1936г.) и многих других [1].

В гироскопических приборах был применен способ питания асинхронных гиromоторов от однофазной сети, в результате чего удалось легче решить проблему токоподводов, а также упростить источник питания гиromотора [2].

В нашем гиросtabilизаторе нужно питать гиromотор, установленный на платформе, которая имеет неограниченный угол поворота. Для этого использование гибкого токоподвода не пригодно, поэтому подключение гиromотора в однофазной сети с конденсатором является предпочтительным вариантом.

Цель работы – экспериментальное определение оптимальной емкости фазосдвигающего конденсатора для гиromотора ГМВ – 524.

1 Гиromотор ГМВ-524 как трехфазный асинхронный двигатель

ГМВ-524 состоит из статора и ротора. На статоре установлены 3 обмотки, соединенные звездой. При подключении трех статорных обмоток в трехфазной сети 36В, 400Гц токи, протекающие по обмоткам, создают вращающееся магнитное поле со скоростью $\Omega_1 = 24000 \text{ об/мин}$. Ротор гиromотора представляет собой сердечник с короткозамкнутой обмоткой типа «белчья клетка», совмещенный с маховиком для увеличения кинетического момента. Скорость вращения ротора Ω меньше скорости вращения поля на величину скольжения.

Общая точка обмоток статора наружу не вынесена. Нагрузкой гиromотора является только момент оси трения в опорах подвеса ротора и аэродинамический момент сопротивления.

Метод подключения трехфазного двигателя в однофазную сеть с фазосдвигающим конденсатором может применяться для всех асинхронных двигателей, но чаще всего применяется для двигателей малой и средней мощности (до 1,7, кВт) [1], так как пусковая и рабочая емкости при принятой схеме зависят от мощности двигателя. Использование этого метода для двигателей большой мощности экономически не выгодно, так как стоимость конденсатора становится значительно выше.

2 Электрические схемы подключения трехфазных двигателей к однофазной сети.

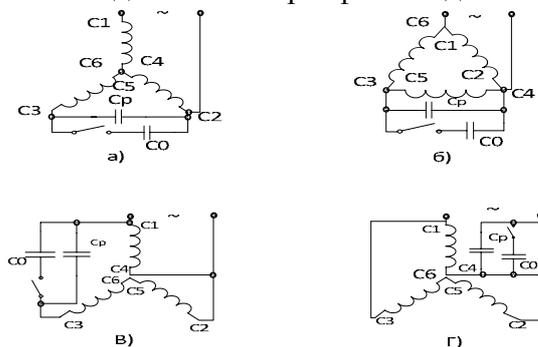


Рисунок 1. Электрические схемы включения трехфазного двигателя в однофазную сеть

Ср- рабочий конденсатор; С0- отключаемый конденсатор; С1, С2, С3 – обозначения выводов начала обмоток; С4, С5, С6 – обозначения выводов конца обмоток.

В связи с особенностью конструкции ГМВ-524 (пункт 1) выбрана схема “а” рис.1 для подключения его в однофазную сеть, рис.2.

3 Подготовка эксперимента

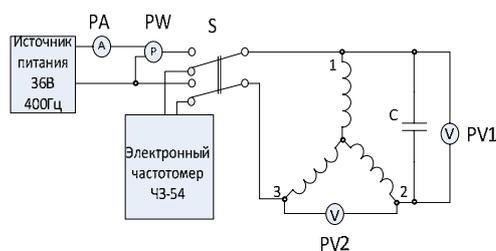


Рисунок 2. Электрическая схема экспериментальной установки

4 Результаты исследования

Таблица 1 Зависимость параметров от величины емкости конденсатора

C, мкФ	t разгона, сек	Епуск, Вт	Рном, Вт	Uc max, В	U23 max, В
3	240	26.25	7.5	37	36
3.1	240	26.25	7.5	37	36.2
3.2	230	25	7.5	37	37
3.3	230	25	7.5	38	38
3.4	210	25	7.5	38	38
3.5	210	25	7.5	38	39
3.6	210	25	7.5	38	40
3.7	210	25	7.5	38	40.2
3.8	210	25	7.5	38	41
3.9	180	25	7.5	38	41.8
4	180	25	8.75	38	42
4.1	180	25	8.75	38	42.5
4.2	180	25	8.75	38	43
4.3	180	27.5	8.75	38	44
4.4	180	26.25	8.75	38	44
4.5	180	26.25	8.75	38	45
4.6	170	26.25	10	38	45.2
4.7	160	26.25	10	38	45.8
4.8	150	26.25	10	38	46
4.9	150	26.25	10	38	46.5

Для получения необходимого объема экспериментальных данных было проведено 40 пусков гиromотора. На основе данных, приведенных таблице 1, построены графики зависимостей, представленные на рис. 4.

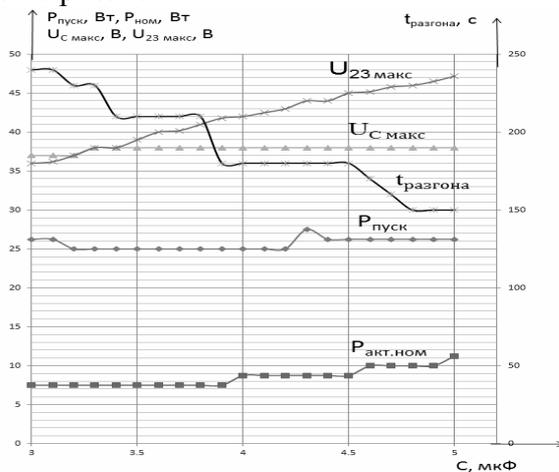


Рисунок 4 Графики зависимости параметров гиromотора от величины емкости фазосдвигающего конденсатора

На рис. 4 обозначено: $P_{пуск}$ - пусковая активная мощность гиromотора; $P_{ном}$ - номинальная активная мощность гиromотора; $U_{C макс}$, $U_{23 макс}$ - максимальные напряжения на конденсаторе и между 2-ым и 3-ым выводами обмоток соответственно; $t_{разгона}$ - время разгона.

Критерии выбора оптимальной емкости :

- фазные токи и напряжения после разгона близки к номинальным значениям;
- сдвиг фаз симметричен;
- минимальное время разгона;
- напряжение на конденсаторе не слишком велико.

На основе этих критериев и по результатам экспериментов выбрана оптимальная величина емкости - $C = 3,4 \text{ мкФ}$.

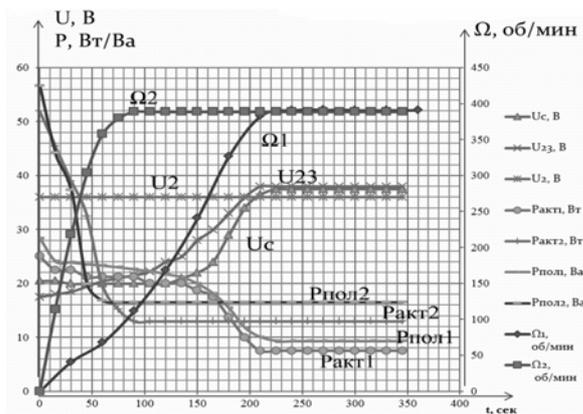


Рисунок 5. Пусковые характеристики гиросмотора при подключении гиросмотора к трехфазной сети в соответствии с ТУ и однофазной сети с конденсатором $C = 3,4 \text{ мкФ}$

На рис.5 обозначено:

$U_c, U_{23}, P_{акт1}, P_{пол1}, \Omega_1$ - ток, напряжение на конденсаторе, активная мощность, полная мощность, скорость вращения гиросмотора соответственно при питании от однофазной сети;

$U_2, P_{акт2}, P_{пол2}, \Omega_2$ ток, фазное напряжение, активная мощность, полная мощность, скорость вращения гиросмотора соответственно при питании от трехфазной сети;

5 Выводы:

- трехфазный асинхронный гиросмотор ГВМ - 524 можно питать от однофазной сети с фазосдвигающим конденсатором;
- пуск гиросмотора возможен при отсутствии отключаемой емкости C_0 ;
- оптимальная величина емкости - $C = 3,4 \text{ мкФ}$;

При $C = 3,4 \text{ мкФ}$ получено:

По сравнению с параметрами после разгона при питании от трех фазной сети получено:

номинальная активная мощность гиросмотора при питании от однофазной сети с конденсатором емкостью $3,4 \text{ мкФ}$ меньше на $5,5 \text{ Вт}$;

номинальная полная мощность гиросмотора при питании от однофазной сети с конденсатором емкостью $3,4 \text{ мкФ}$ меньше на 7 Ва ;

время разгона возросло от $1,5 \text{ мин}$ до $3,5 \text{ мин}$, что является приемлемым.

Список литературы:

1. Торопьев Н.Д. Трехфазный асинхронный двигатель в схеме однофазного включения с конденсатором.- М.:Энергия, 1970.-80 с.
2. Белянин. Л.Н, Голиков. А.Н, Мартемьянов. В.М. Гироскопический датчик инклинометра.- Патент на изобретение № 2116525, 1999.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС, КАК ИНСТРУМЕНТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Климова Г.Н., к.т.н., доцент
ФГБУ ВПО НИ ТПУ, ЭНИН, г. Томск
gariki@tpu.ru

Анализ энергетического баланса региона показывает объемы, структуру и динамику потоков энергетических ресурсов. Но для разработки объективных мер энергосбережения важно знать не только объекты, где имеют место значительные потери энергоресурсов, но и способы их снижения.

Наиболее подробно техника составления баланса и выявления нерационального расходования (потерь) энергии и топливных ресурсов разработана для промышленных предприятий, где энергетические балансы являются основным методом планирования и анализа использования энергоресурсов.

Подходы к определению возможных резервов экономии топливно-энергетических ресурсов для региона (оценки величины регионального потенциала энергосбережения) схожи с методами, используемыми для этих же целей на промышленном предприятии. Коэффициентами, определяющими полезное использование энергии и топлива являются удельные расходы на единицу ВРП, энергопотребление на душу населения и т.д.

Потенциал энергосбережения показывает, какую долю энергии либо энергоресурса можно сохранить или полезно использовать, если произвести соответствующие переустройства действующего технологического процесса. Потенциал энергосбережения характеризуется соотношением коэффициентов полезного использования энергии действующего и преобразованного (перспективного) технологического процесса. В качестве последнего могут быть использованы нормативный, эталонный и идеальный процессы.

Нормативный технологический процесс – это процесс, в котором оборудование и его режимы соответствуют нормативным, паспортным и проектным данным.

Эталонным процессом следует считать такой процесс, в котором используются технологии, соответствующие лучшим научно-техническим достижениям, реализованным в России или в мире.

Идеальным технологическим процессом является такой, в котором используется теоретически возможная, но практически недостижимая в данный момент времени технология.

В Указе Президента Российской Федерации от 2008 года «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики» предусматривается снизить к 2020 году энергоемкость ВВП не менее чем на 40 % по сравнению с 2007 годом. Для удобства сравнения представим этот потенциал как **назначенный потенциал энергосбережения**.

Сопоставление потерь энергии в реальном и перспективном процессе дает оценку потенциала энергосбережения.

Потери от нерационального использования топливно-энергетических ресурсов существуют на всей цепочки добыча (производство) – потребление (утилизация). В связи с этим оценка потенциала энергосбережения произведена от объемов фактического потребления ТЭР (строка 22 топливно-энергетического баланса).

Исходя из характеристик технологических процессов можно рассмотреть нормативный, теоретический потенциалы энергосбережения, а также – назначенный потенциал энергосбережения, который задан в Указе Президента и должен составить к 2020 году не менее 40 % от потребления 2007 года. Учитывая тот факт, что Реализация Программы начнется с 2011 года, то равномерное ежегодное снижение энергоемкости составит 4 %.

Практически оценить потенциал энергосбережения возможно следующим образом:

1. На основе результатов энергетического обследования реального процесса или отчетных материалов, на этапах технологического процесса определяются значения потерь энергии (энергоресурсов).

2. Вычисляются нормативные потери технологического процесса.

3. Нормативный потенциал энергосбережения на каждом этапе вычисляется поэлементным вычитанием соответствующих значений потерь, которые могут быть сокращены, если отрегулировать технологию до уровня проектной или нормативной:

$$П = \Delta W_p - \Delta W_n,$$

где П – потенциал; ΔW_p – потери в реальном процессе; ΔW_n – потери в нормативном процессе.

4. Переведя элементы потерь в условное топливо, и суммируя их по столбцам, можно получить величину потенциала энергосбережения по виду энергоносителей, а по строкам – по этапам жизненного цикла.

5. Аналогично могут быть определены элементы потерь и значения потенциала энергосбережения по отношению к эталонным и теоретическим процессам.

Потребление топливно-энергетических ресурсов в 2007 году видами экономической деятельности и населением составило 9657 тыс. тонн у.т. Потребительская часть сводного топливно-энергетического баланса за 2007 год приведена в табл. 2.24.

Таблица 1. Расходная часть сводного ТЭБ, 2007г., тыс. тонн у.т.

Строка баланса	Топливо-энергетические ресурсы									Потенциал по стадиям потребления
	ЭЭ	ТЭ	Уголь	Газ природный	НП	Нефть	Дрова	Прочие ТЭР	Всего	
Промышленность	1878	1004	901	2771	133	31	10	0	6729	-
Строительство	21	20	9	18	34	1	0	0	103	-
С\Х, охота и лесное хозяйство	42	42	1	33	31	1	9	0	160	-
Транспорт и связь	159	42	14	17	280	2	0	0	513	-
Прочие виды деятельности	171	169	24	7	26	2	6	0	405	-
Население	341	753	8	18	65	0	559	0	1744	-
Фактическое потребление по ВЭД и населением	2612	2033	958	2863	569	37	584	0	9657	-
Потенциал энергосбережения по видам ТЭР	-	-	-	-	-	-	-	-		

Согласно Указу Президента энергоемкость производства ВРП к 2020 году должна снизиться на 40 % относительно 2007 года (другими словами – субъектам Российской Федерации Указом Президента назначено повысить эффективность энергоиспользования на 40 % относительно 2007 года).

Таким образом энергоемкость производства ВРП в 2020 году должна быть не более 20,5 кг у.т./1000 руб. (при условии, что в базовом году энергоемкость производства ВРП была равна 34,1 кг у.т./1000 руб.).

При этом назначенный потенциал энергосбережения к 2020 году должен составить 2551 тыс. тонн у.т.

Возможный прогноз потребления топливно-энергетических ресурсов видами экономической деятельности в 2020 году – 9641 тыс. т у.т. при условии реализации мероприятий Программы должен составить 7090 тыс. тонн у.т.

Исходя из заданного темпа снижения энергоемкости, сценарий реализации назначенного потенциала на долгосрочную перспективу до 2020 года будет выглядеть следующим образом (рис. 1).



Рисунок 1. Распределение потенциалов энергосбережения по видам ТЭР, тыс. тонн у.т.

Потенциал энергосбережения по электрической энергии к 2020 году составит – 234,5 тыс. тонн у.т.;

Потенциал энергосбережения по тепловой энергии к 2020 году составит – 125 тыс. тонн у.т.;

Потенциал энергосбережения по топливу к 2020 году составит – 2191,5 тыс. тонн у.т.;

Анализ технологических процессов и выработка мер по извлечению возможного потенциала энергосбережения позволяют выделить следующие группы энергосберегающих мероприятий.

Организационные мероприятия, которые сводятся к наведению регламентного порядка в использовании топлива и энергии. Среди этих мероприятий: устранение прямых технологических потерь при транспорте и хранении энергоносителей, своевременный ремонт и наладка оборудования и изоляции, соблюдение энергоэкономичных технологических режимов, улучшение организации производства, сокращение времени работы оборудования в холостых режимах, замена электродвигателей избыточной мощности, оборудование потребителей счетчиками электроэнергии, тепла, газа, воды, организация контроля за использованием энергии.

Технологические мероприятия обеспечивают модернизацию технологии и требуют определенных затрат для реализации. Повышение эффективности использования энергии здесь является основной целью, а эффект от энергосбережения должен в приемлемые сроки окупить затраты на реализацию мероприятия. При оценке технологических мероприятий важно учесть возможное увеличение тарифов на электрическую энергию и тепло и цен на топливно-энергетические ресурсы.

Инвестиционные мероприятия выполняются в порядке технического перевооружения предприятия. Энергосбережение в этом случае часто является сопутствующим фактором.

Основными потребителями топливно-энергетических ресурсов на территории Томской области является промышленность (до 70 % всех ТЭР потребляется в отраслях промышленности) и население (в 2007 году населением было потреблено 18% всех топливно-энергетических ресурсов), то и основной потенциал энергосбережения скрыт именно в отраслях промышленности (преимущественно обрабатывающих) и у населения.

Структура назначенного потенциала энергосбережения по видам экономической деятельности представлена в табл. 2.

Таблица 2

Структура реализации назначенного потенциала энергосбережения по видам экономической деятельности,
тыс. тонн у.т.*

№	Виды экономической деятельности	Способ извлечения потенциала**			Всего
		О	Т	И	
1	Промышленность	400	796	1200	2396
2	Строительство	1	3	4	8
3	С/х, охота и л/х	4	8	10	23
4	Транспорт и связь	7	14	21	42
5	Сфера услуг	8	16	24	48
6	Прочие	6	11	17	34
7	Всего	426	848	1277	-
ИТОГО		2551			

* Примечание – структура потенциала энергосбережения дана до 2020 года.

** О – организационный, Т – технический, И – инвестиционный потенциал энергосбережения.

Распределение потенциала энергосбережения по видам экономической деятельности на перспективу до 2020 года при условии, что сохранится заданный темп роста ВРП, следующее:

- Промышленность – 94 %;
- Строительство – 0 %;
- Сельское хозяйство – 1 %;
- Транспорт – 2 %;
- Сфера услуг – 2 %;
- Прочие – 1 %;

Повлиять на величину потенциала энергосбережения, а следовательно и энергоемкости производства ВРП, может изменение структуры сводного топливно-энергетического баланса, изменение структуры производства по видам экономической деятельности (сокращение энергоемких производств в пользу развития менее энергоемких), возможность использования высокоэффективных средств производства, жесткий контроль за исполнением 261-ФЗ.

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 500/220 КВ ОМСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В СВЯЗИ С ВВОДОМ ПОДСТАНЦИИ «ВОСХОД» И СТРОИТЕЛЬСТВОМ ЛИНИИ «ПС ВОСХОД – ПС ИШИМ»

Т.С. Абдыкадыров, магистрант
Научный руководитель: Н.Л. Бацева, к.т.н., доцент
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
DAVEK-19K@yandex.ru

В условиях значительного усложнения структуры существующих и вновь проектируемых энергосистем (ЭС) возникает проблема системного анализа их режимов работы, позволяющего находить условия безопасного функционирования с учётом влияния внешних и внутренних воздействий.

Задачей данной работы является исследование режимов части Омской энергосистемы с учетом ввода в 2012 году подстанции (ПС) 500 кВ Восход, которая будет вторым центром питания города Омска на напряжении 500 кВ и одновременно отправным узлом для формирования связи Объединенных энергосистем (ОЭС) Сибири и Урала. Ввод ПС Восход позволит уменьшить потоки мощности, протекающие по автотрансформаторам ПС Таврическая, а также снять ограничения на присоединение новых потребителей в Омской энергосистеме.

Омская энергосистема входит в ОЭС Сибири, граничит с Новосибирской ЭС, Тюменской ЭС ОЭС Урала и Единой Энергосистемой (ЕЭС) Казахстана. Омская ЭС дефицитна. Покрытие дефицита осуществляется от ОЭС Сибири через ЕЭС Казахстана по сети 500 кВ.

Омская ЭС содержит: две ПС высшим напряжением 500 кВ: Таврическую, расположенную вблизи города Омска, через которую покрывается около 70 % дефицита мощности и Иртышскую, расположенную на юге Омской области и питающую Среднесибирский тяговый транзит 220 кВ, а также прилегающие сельскохозяйственные районы. Электрические сети южных районов имеют слабые связи с ПС Иртышская, трансформаторная мощность которой используется лишь на 30-40%; пять ПС высшим напряжением 220 кВ – Московка, Ульяновская, Лузино, Называевская и Загородная. Электрические сети 220 кВ формируют баланс мощности города и ЭС в целом, так как все источники энергии расположены в г. Омске. Через автотрансформаторы и шины ПС 220 кВ Московка, Лузино, Ульяновская осуществляются обменные перетоки мощности в направлении город-область.

Основой формирования электрических сетей 110 кВ Омской ЭС является кольцевая сеть 220 кВ вокруг г. Омска, объединяющая подстанции 220 кВ Московка, Ульяновская, Лузино, шины 220 кВ Омской ТЭЦ-4 и ПС 500/220 кВ Таврическая, а также шины 110 кВ ТЭЦ-3 и ТЭЦ-5.

Для компенсации зарядной мощности линий электропередачи установлены линейные шунтирующие реакторы 500 кВ мощностью по 180 мвар со стороны ПС Таврическая и Иртышская, а также управляемый шунтирующий реактор на ПС Таврическая с присоединением на шины для снижения сезонных и суточных колебаний напряжения.

На рис.1 представлена схема части Омской ЭС с учетом ввода ПС Восход, строительство которой планируется в расщелку линии между ПС Ульяновская и Московка.

Цифровое моделирование и расчеты режимов были произведены в программном комплексе MUSTANG.

Результаты расчета напряжений в узлах приведены в табл. 1.

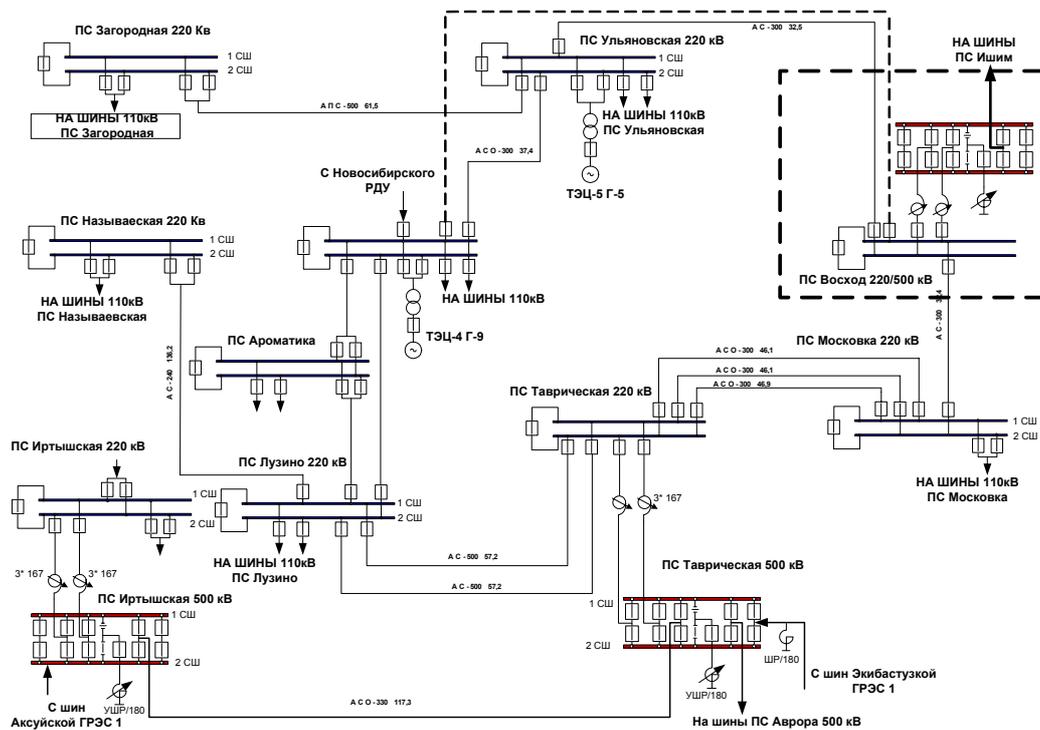


Рисунок 1. Схема электрических сетей 500/220 кВ части Омской ЭС с учетом ввода ПС Восход

Таблица 1. Результаты расчетов напряжений в узлах

№ узла	Название ПС	Рассчитанные напряжения U , кВ	Желаемые напряжения $U_{\text{жел}}$, кВ	Отклонение напряжения от желаемого значения, dU , %
1	Система	500,00	500,00	0
2	Отпайка на Таврическую 220 кВ	235,23	220,00	6,92
3	Зарогодная 220 кВ	233,33	220,00	6,06
4	Отпайка на Московку 220 кВ	230,17	220,00	4,62
5	Отпайка на ТЭЦ-4	238,70	220,00	8,50
7	Отпайка на Ульяновскую	236,86	220,00	7,67
8	ПС Загородная	234,57	220,00	6,62
9	ТЭЦ-4 1 секция шин	238,70	242,00	-1,36
10	ТЭЦ-4 2 секция шин	238,70	242,00	-1,36
11	Восход 500 кВ 1 секция шин	524,60	500,00	4,92
12	Ульяновская 1 секция шин	235,76	242,00	-2,56
13	Восход 500 кВ 2 секция шин	524,60	500,00	4,92
14	Ароматика 1 секция шин	229,13	220,00	4,15
15	Ульяновская 2 секция шин	235,81	242,00	-2,56
16	Ароматика 2 секция шин	229,14	220,00	4,15
17	Лузино 220 кВ 2 секция шин	231,18	220,00	5,08
18	Восход 220 кВ 1 секция шин	231,43	220,00	5,19
19	Восход 220 кВ 2 секция шин	231,43	220,00	5,19
20	Лузино 220 кВ 1 секция шин	231,18	220,00	5,08
21	Московка 220 кВ 1 секция шин	229,89	220,00	4,49

22	Московка 220 кВ 2 секция шин	229,89	220,00	4,49
23	Таврическая 220 кВ 1 секция шин	234,79	220,00	6,72
24	Таврическая 220 кВ 2 секция шин	234,79	220,00	6,72
25	Иртышская 220 кВ 2 секция шин	230,66	242,00	-4,67
26	Таврическая 500 кВ 2 секция шин	500,00	500,00	0
27	Таврическая 500 кВ 1 секция шин	500,00	500,00	0
28	Иртышская 500 кВ 2 секция шин	500,00	500,00	0

По результатам табл. 1 видно, что расчетные напряжения не превышают допустимых рабочих напряжений [1].

В качестве послеаварийного режима был рассмотрен режим отключения линии 220 кВ ПС Московка – ПС Восход. При этом наиболее загруженными окажутся соседние линии, которые и следует проверить по условию длительно допустимой токовой нагрузки [2]. Результаты расчета приведены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты расчета послеаварийного режима

Отключаемая линия 220 кВ ПС Московка – ПС Восход		
Исследуемые линии 220 кВ	Расчитанный ток, $I_{расч.}, А$	Допустимый ток, $I_{доп.}, А$
ПС Восход – ПС Ульяновская	130	690
ПС Лузино – ПС Таврическая	330	960
ПС Московка – ПС Таврическая	150	690

По результатам, представленным в табл. 2, можно сказать, что ток, протекающий по линиям в послеаварийном режиме, не превышает длительно допустимое значение.

Список литературы:

- ГОСТ 721-77 «Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии». – М.: ИПК Издательство стандартов.
- Справочник по проектированию электрических сетей/Под редакцией Д. Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС 2006 –320 с. ил.

ВСТАВКИ ПОСТОЯННОГО ТОКА КАК СРЕДСТВО ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Т.С. Абдыкадыров, магистрант
Научный руководитель: Н.Л. Бацева, к.т.н., доцент
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
DAVEK-19K@yandex.ru

В настоящее время особенно актуальной является проблема повышения эффективности функционирования Единой энергосистемы (ЕЭС) России.

Данную проблему можно рассматривать с двух позиций.

С одной стороны необходимы условия для участия российских генерирующих компаний на международном рынке электрической энергии. Наиболее перспективным направлением в этой области является поддержание надежной синхронной работы ЕЭС России с энергообъединениями Западных стран с осуществлением обмена перетоками мощности между ними по обычным линиям электропередач переменного тока с учётом того, что российские и западные энергосистемы либо работают с различной номинальной частотой (50 и 60 Гц), либо имеют различную идеологию поддержания частоты [1].

С другой стороны необходимо решать внутренние проблемы, связанные с оптимизацией потокораспределения активной мощности. Дело в том, что поступательное развитие ЕЭС России привело к созданию «больших колец» из энергосистем (ЭС). Такие «кольца» помимо неоднородности (отношение $r_0/x_0 \neq const$) характеризуются неравномерностью

размещения мощностей генераторов и нагрузок, а также неодинаковостью графиков нагрузок. При изменениях режимов работы энергосистем, входящих в «большое кольцо», изменяются величины и направления потоков мощности во всём «кольце», что может привести к перегрузке по току сечения «кольца», снижению напряжения на шинах подстанций, ограничивающих сечение, и, как следствие, к завышенным потерям мощности [2]. Примером «большого кольца» может служить кольцо из ЭС, входящих в объединённые энергосистемы (ОЭС) Сибири, Урала и Казахстана при замкнутом режиме работы двухцепной электропередачи 220кВ Томская – Володино – Чажемто – Парабель – Вертикос – Раскино – Чапаевка – Советско-Соснинская – Нижневартовская ГРЭС (далее Томская – Нижневартовская ГРЭС) (рис.1). На рис. 1 стрелками показан обмен перетоками мощности между ЭС.

В настоящее время электропередача Томская – Нижневартовская ГРЭС разомкнута между подстанциями Вертикос и Парабель, что делит Томскую энергосистему на две независимые по электроснабжению потребителей части, снижая надёжность электроснабжения (рис.2).

Замыкание электропередачи создаст возможность обмена мощностью между Тюменской энергосистемой (ОЭС Урала) и Томской энергосистемой, повышая надёжность электроснабжения потребителей последней. Осуществление замкнутого режима невозможно без применения управляющих устройств, так как значения токовых нагрузок на линии Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская превышают допустимые значения, как в установленном режиме работы, так и при отключении одной из цепей линии (табл. 1).

Существующий опыт, в том числе зарубежный, свидетельствует о том, что эффективно усилить связь между энергосистемами можно с использованием вставок постоянного тока (ВПТ), состоящих из совмещенных в одном месте выпрямительной и инверторной подстанций без линий постоянного тока при преобразовании тока на обеих подстанциях с помощью каскадно-мостовой схемы [3].

Для связи Томской и Тюменской энергосистем планируется включить ВПТ в рассечку линии Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская, что обеспечит несинхронную связь между энергосистемами (рис. 2).

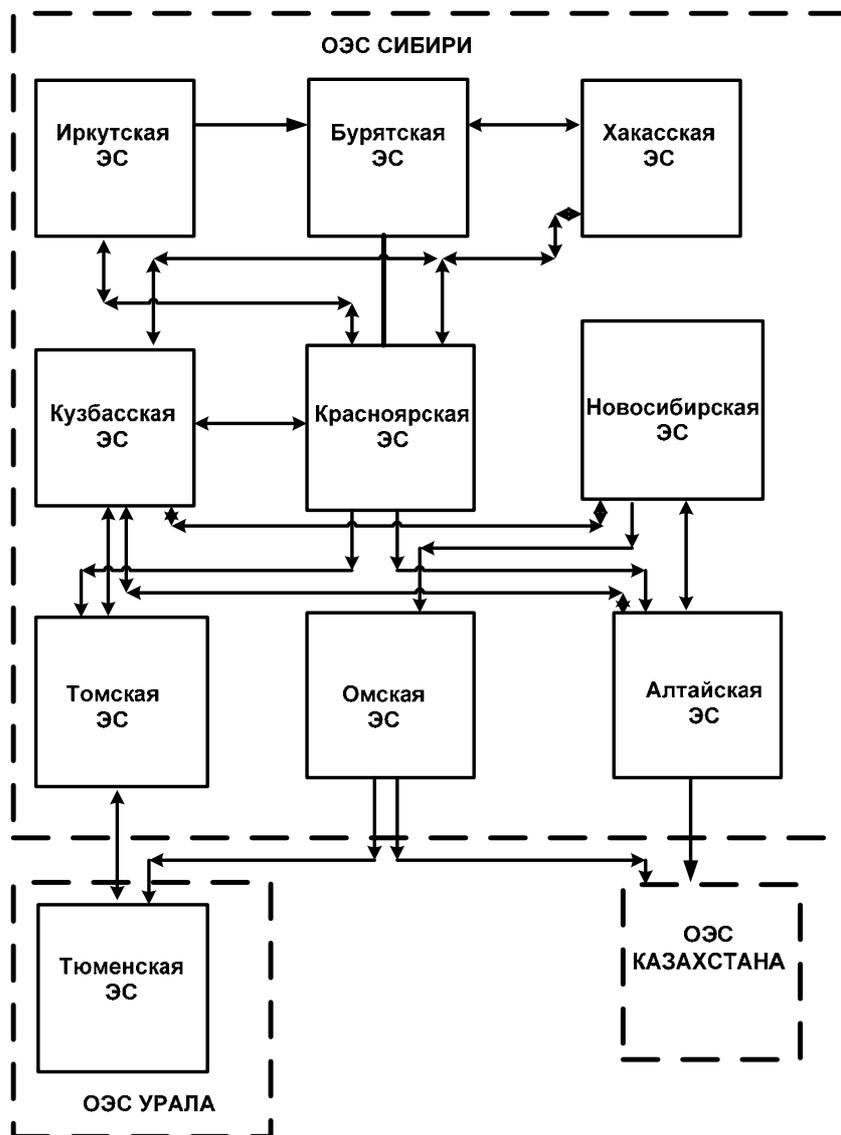


Рисунок 1. Схема «большого кольца» из энергосистем

Таблица 1. Результаты расчёта установившегося режима при замкнутой на участке Вертикос – Парабель электропередаче Томская – Нижневартовская ГРЭС

Линия электропередачи	Марка провода	Допустимый длительный ток $I_{\text{доп.}}$, А (вне помещений)	Режим работы	Ток линии, А
Нижневартовская ГРЭС – Советско-Соснинская	АС 240/32	610	Установившийся	700
			Отключение одной цепи линии	680

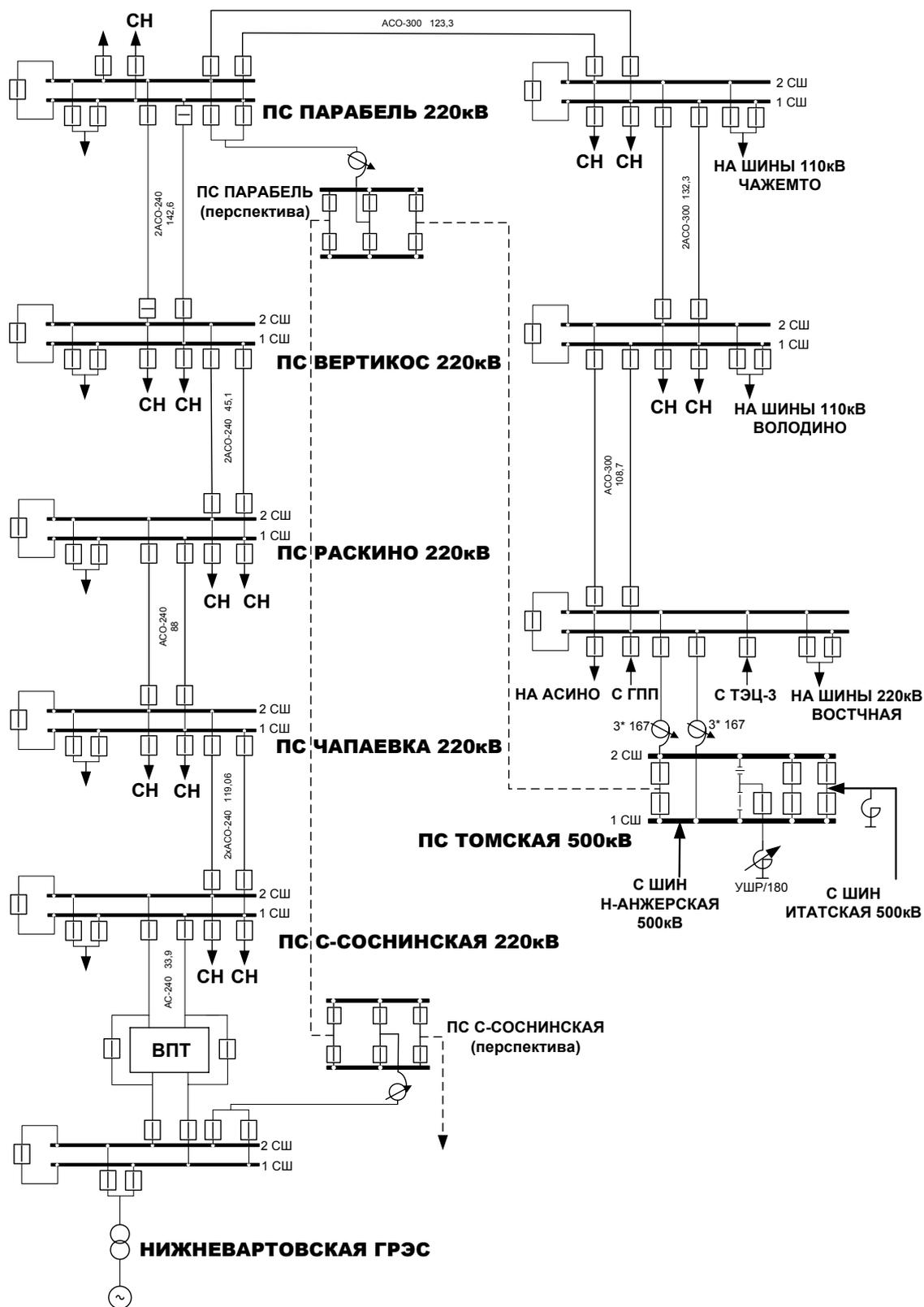


Рисунок 2. Принципиальная схема электропередачи 220кВ Томская – Нижневартовская ГРЭС

Для исследования режимов энергосистем, содержащих ВПТ, можно использовать программный комплекс «Мустанг». Моделирование ВПТ осуществляется вводом номера узлов подключения выпрямительного и инверторного концов, количества блоков ВПТ, общей активной мощности P_d , напряжения постоянного тока U_d , реактивных сопротивлений обмоток трансформатора и фильтровых конденсаторных батарей. В расчётах могут принимать

участие две схемы исполнения ВПТ: схема с регулированием коэффициентов трансформации под нагрузкой только на трансформаторах выпрямителей, либо на трансформаторах, как выпрямителей, так и инверторов.

Список литературы:

1. Балыбердин Л.Л., Кошеев Л.А., Лозинова Н.Г., Мазуров М.И., Ковалёв В.Д. Повышение энергоэффективности энергосистем путём применения вставок и передач постоянного тока // Электро.-2010.-№ 3.-С. 2-6.
2. Калюжный А.Х. Управление потоками мощности в электрических сетях с помощью фазопоротных трансформаторов // Электричество.-1986.-№ 11.-С. 12-18.
3. Ивакин В.Н. и др. Электропередачи и вставки постоянного тока и статические тиристорные компенсаторы / В.Н. Ивакин, Н.Г. Сысоева, В.В. Худяков.- М.: Энергоатомиздат, 1993.- с.

ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ И УСТРОЙСТВ НЕПРЕРЫВНОГО КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ В ЦЕПЯХ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

А.В. Ткаченко, магистрант

Научный руководитель: В.И. Полищук, к.т.н.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

г.Томск Россия

Altkachenko@mail.ru

Общеизвестно, изоляция – важный элемент любой электрической сети, от исправного состояния которого напрямую зависит не только надежная и качественная работа всех токоведущих элементов сети, но и их безопасная эксплуатация (в особенности если говорить про сети напряжением до 1кВ). Сети напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью – самый распространенный тип сетей на промышленных предприятиях и в быту, данному виду сетей присуще большая разветвленность при небольшой протяженности, что непосредственным образом влияет на сложности, возникаемые при их эксплуатации. Как показывает практика, одна из главных проблем это состояние изоляции в этом виде сетей, а точнее отсутствие эффективных и надежных средств ее контроля.

В связи с очевидной актуальностью данной проблемы представляется необходимым проанализировать существующие способы и устройства контроля состояния изоляции в сетях до 1кВ с глухозаземленной нейтралью и определить наиболее оптимальные и эффективные из них и исследовать их. Изучая эту тему, становится ясно что, несмотря на актуальность проблемы, имеет место быть, существенный недостаток разработок касающихся этой проблемы, большинство из которых относится к 70-80 годам 20 века, ни одна из которых так и не получила широкого применения.

Исследование этой тематики показало, что из способов осуществления непрерывного контроля изоляции наиболее перспективными, а также эффективными и качественными являются способы контроля изоляции методом наложения возмущающих воздействий. Суть данного метода состоит в том, что источник возмущений создает воздействия в объекте контроля, и по реакции данного объекта на воздействия, создаваемыми на протяжении определенного периода времени, и по самим воздействиям оцениваются параметры объекта. В качестве возмущающего воздействия удобнее всего выбрать ток непромышленной частоты, а в качестве реакции объекта на возмущение оценивается ток утечки через изоляцию, так как измерение величины тока утечки не вызывает каких то особых трудностей и дает необходимое представление о состоянии изоляции. Схема реализации метода наложения возмущающих воздействий представлена на рисунке ниже.

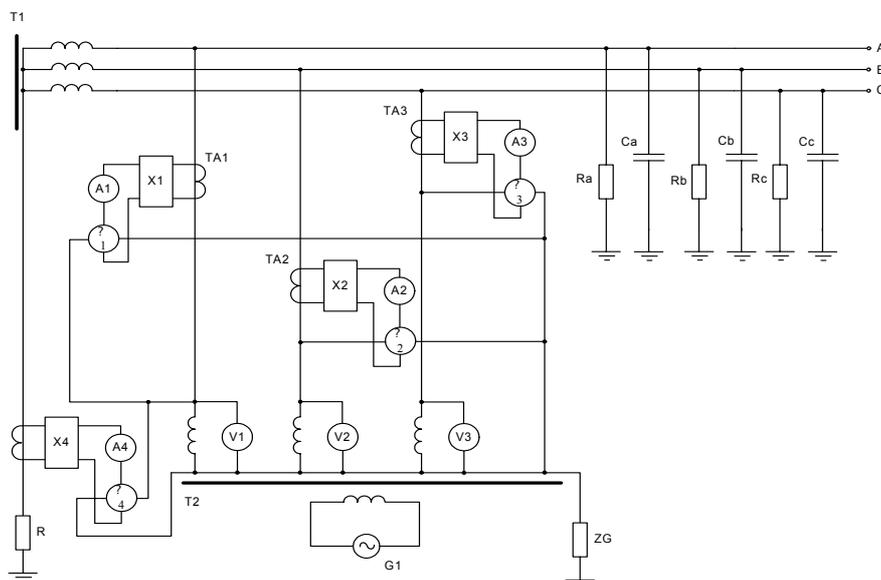
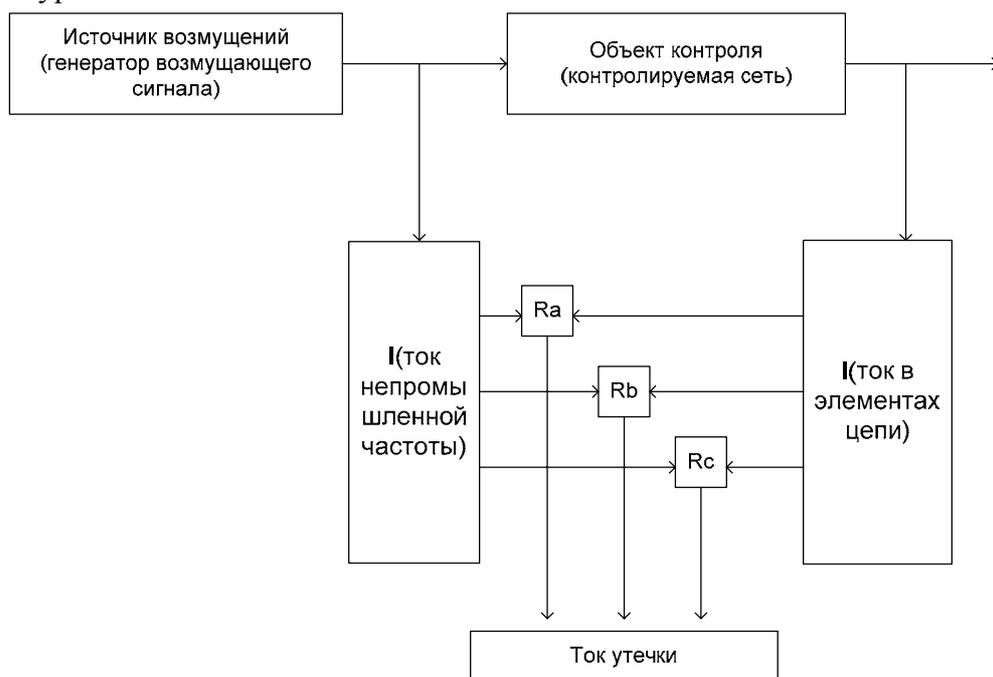


Рисунок 1. Схема метода

Представленный метод может быть реализован по приведенной и описанной ниже структурной схеме.



Сущность схемы состоит в том, что сигнал промышленной частоты подается в сеть через дополнительный трансформатор Т2, вторичные обмотки которого подключены к фазам контролируемой сети, а их нулевая точка заземлена через сопротивление Z_0 . На первичную обмотку трансформатора нагружен генератор сигнала G. Напряжение на вторичных обмотках Т2 измеряются вольтметрами V1 – V3. Токи во вторичных обмотках дополнительного трансформатора измеряются при помощи трансформаторов тока ТА1 – ТА3, нагруженных на амперметры через полосовые фильтры X1 – X3. Также измеряется ток на частоте информационного сигнала в нейтрали силового трансформатора Т1. Кроме того, в схему введены фазометры φ_1 – φ_4 для измерения сдвига фаз между токами во вторичных обмотках Т2 (а также в нейтрали Т1) и напряжениями вторичной обмотки дополнительного трансформатора.

Параметры изоляции принимаются сосредоточенными, продольные активные и индуктивные сопротивления фазных проводников не учитываются, междуфазные активные и емкостные сопротивления имеют бесконечно большую величину.

Разработанный способ определения параметров изоляции отдельных фаз относительно земли сети до 1кВ с глухозаземленной нейтралью может быть реализован в виде устройства, которое бы автоматически измеряло активное и емкостное сопротивление изоляции, а также реагировало на сигнал при повышении током утечки ниже порога срабатывания.

В разработанном методе определения сопротивления изоляции при превышении тока утечки через изоляцию любой фазы тока заданной уставки подается сигнал на срабатывание. Выборе величины тока уставки зависит от двух критериев: 1) Уставка должна быть ниже величины тока, при котором происходит недопустимый перегрев изоляции. Эта величина составляет около 50 мА. 2) Уставка должна быть ниже величины тока утечки, опасного для человека. Величина этого тока составляет порядка 6 мА. Исходя из этих двух критериев ток уставки устройства будет определяться по следующей формуле:

где, l – суммарная длина контролируемой сети, м.

Для определения работоспособности разработанного устройства был проведен ряд замеров сопротивления и емкости изоляции фаз сети относительно земли через равные интервалы времени.

Результаты измерений представлены в (табл. 1).

Таблица 1. Результаты измерений

Параметр	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
R _A , МОм	4,8	4,6	5,0	5,2	4,9	5,5	5,1	5,0	4,8	5,1
C _A , нФ	14,4	14,6	15,1	15,2	14,7	14,4	14,2	13,9	13,8	14,2
R _B , МОм	6,8	6,4	6,5	6,5	6,3	7,0	6,6	6,9	7,1	7,1
C _B , нФ	12,6	12,6	12,5	12,7	12,9	12,8	13,0	12,7	12,9	12,8
R _C , МОм	6,6	6,7	6,7	6,5	6,4	6,9	6,5	6,3	6,4	6,4
C _C , нФ	13,0	12,9	12,7	13,2	12,8	12,9	12,7	13,0	13,0	12,6

Далее будет произведена оценка погрешности измерений данным устройством для фазы А:

1. Определение среднего арифметического значения параметра:

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n}$$

2. Нахождение среднеквадратичной погрешности измерений:

$$S_n = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}{n-1}}$$

3. Нахождение абсолютной погрешности измерений:

$$\Delta X = \frac{t_{n\alpha} S_n}{\sqrt{n}}$$

4. Нахождение относительной погрешности измерений:

$$\delta X = \frac{\Delta X}{\bar{X}} 100\%$$

Результаты расчетов сведены в (табл. 2)

Таблица 2. Результаты расчетов

Параметр	\bar{X}	S_n	ΔX	$\delta X, \%$
R, Мом	5.1	0.27	0.2	3.9
C, нФ	14.5	0.51	0.38	2.6

Выводы: 1) Для измерения и контроля параметров сопротивления изоляции сети относительно земли можно использовать информационный сигнал в виде синусоидального напряжения не промышленной частоты, налагаемые на напряжение контролируемой сети от постороннего источника; 2) Устройстве разработанное на основе рассмотренного способа может быть пригодно для контроля параметров изоляции сети до 1кВ с глухозаземленной нейтралью; 3) Величина уставки срабатывания на сигнала должна выбираться из соображений

электробезопасности; 4) Разработанное устройство обладает достаточной точностью и достоверностью для практического применения.

Список литературы:

1. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов – 3-е изд. – М.: Высшая школа, 1991.
2. Слободкин А.Х. Новые системы защит от электропоражения в электроустановках зданий. – Промышленная энергетика, 1997, №9.
3. Цапенко Е.Ф. Контроль изоляции в сетях до 1000В. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергия, 1972.
4. Сидоров А.И., Коряков Д.В., Суворов И.Ф. Постоянный контроль изоляции в электрических сетях до 1кВ с глухозаземленной нейтралью – один из путей снижения электротравматизма. – Электробезопасность, 1999, №3-4. – С. 15-27.
5. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей. – М.: Энергоиздат, 1984.

ВЫБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ, АВАРИИ И КАТАСТРОФЫ НА ОБЪЕКТАХ ТЭК

Д.С. Пономарев, Н.Л. Акимов

Научные руководители: А.В. Кабышев, д.ф.-м.н., профессор, Е.В. Тарасов, к.т.н., доцент
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия.

Научно-технический прорыв, который начался во второй половине XX века, заставил человечество использовать больше природных ресурсов, чем раньше. С увеличением количества промышленных предприятий, использованием все более сложных технологических систем, их концентрацией, увеличением количества потребляемой человечеством энергии, привело к росту риска возникновения аварий и катастроф.

Угроза созданного человечеством техногенного мира связана, прежде всего, с наличием в промышленности, энергетике и коммунальном хозяйстве большого количества радиационных, химических, биологических, пожаро- и взрывоопасных производств и технологий, которых только в России насчитывается около 45 тысяч. Атомные электростанции, нефте-, газо- и химические предприятия, крупные трубопроводные системы, гидротехнические сооружения, производства, использующих в технологических процессах опасные вещества и рискованные технологии - все это представляет потенциальную угрозу возникновения аварий и катастроф.

Аварии и катастрофы на этих объектах ежегодно уносят десятки тысяч жизней и требуют не только экстренных мер по их ликвидации, но, главное, знаний и умений каждого, решительных и осмысленных действий руководящего состава всех уровней в сложившихся чрезвычайных ситуациях [1].

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) – это совокупность отраслей, связанных с производством и распределением энергии в различных её видах и формах. В состав ТЭК входят отрасли по поиску, добычи и переработке различных видов топлива (топливная промышленность – нефтяная, газовая и угольная), электроэнергетика и предприятия по транспортировке и распределению электроэнергии.

Он обеспечивает жизнедеятельность всех отраслей национального хозяйства и вносит решающий вклад в формирование финансово-экономических показателей страны. Также, говоря о ТЭК, необходимо заострить внимание на экологических проблемах, связанных с добычей, переработкой и использованием энергоресурсов:

- загрязняющие окружающую среду выбросы, образующиеся при сжигании органического топлива;
- аварии на ТЭК с угрозами персоналу, населению, окружающей среде и самому процессу надежного топливо- и энергоснабжения; Для реализации политики экологической безопасности энергетики потребуется решение следующих основных задач:
- создание экологически чистых энерго- и ресурсосберегающих малоотходных и безотходных технологий, обеспечивающих рациональное производство и использование топливо-энергетических ресурсов, снижение выбросов (сбросов) загрязняющих веществ в окружающую среду, а также парниковых газов, сокращение образования отходов производства и других агентов вредного воздействия;
- последовательное проведение специальных природоохранных мероприятий, строительство и реконструкция природоохранных объектов, в том числе по улавливанию и обезвреживанию вредных веществ из отходящих газов;
- развитие экологически чистых технологий сжигания угля как условие реализации прогнозов роста его потребления электростанциями и другими промышленными объектами.

Безопасная деятельность предприятий топливной отрасли будет эффективной только в том случае, если они будут отвечать самым высоким требованиям международных стандартов. В частности, это стандарты серий ИСО 9000 (система управления качеством), ИСО 14000 (система экологического управления) и ИСО 18000 (OHSAS – система управления промышленной безопасностью и охраной труда) и другие международные документы, касающиеся экологического менеджмента и аудита [5].

Для решения экологических проблем ТЭК России Ростехнадзором направлены в Минприроды России предложения по совершенствованию правовых и организационных аспектов управления отходами, в том числе по внесению изменений в законодательство Российской Федерации в части стимулирования ресурсосбережения и минимизации образования отходов, вторичного использования, переработки и вовлечения в хозяйственный оборот отходов, обладающих ресурсным потенциалом, а также формирования индустрии переработки отходов.

В сфере развития ТЭК России стоит упомянуть об утвержденной Правительством Российской Федерации Энергетической стратегии (ЭС) России на период до 2030 года. Стратегия определяет энергетическую политику, целью которой является максимально эффективное использование природных энергоресурсов России и потенциала энергетического сектора для обеспечения устойчивого роста экономики страны. Основные положения ЭС-2030 подлежат использованию при разработке и корректировке стратегий и программ социально-экономического развития, энергетических стратегий и программ субъектов Российской Федерации, генеральных схем и программ развития отраслей ТЭК, комплексных программ по энергетическому освоению новых регионов, а также должны учитываться при подготовке и корректировке инвестиционных программ и крупных проектов компаний энергетического сектора [8].

Список литературы:

1. XXI век – вызовы и угрозы. /под общ. ред. д.т.н. Владимирова В.А.; ЦСИ ГЗ МЧС России. – М.: Иноктаво, 2005. – 304 с.
2. Топливо-энергетический комплекс: состав, значение в хозяйстве, проблемы развития.
3. URL: <http://geography.kz/slovar/toplivno-energeticheskij-kompleks-sostav-znachenie-v-4. hozyajstve-problemy-razvitiya-tek-i-okruzhayushhaya-sreda>.
2. Панин Е.В. Топливо-энергетический комплекс России и его воздействие на окружающую среду // Реферат.2000. URL:<http://works.tarefer.ru/98/100386/index.html>.
3. Крупнейшие радиационные аварии и катастрофы в мире. Справка.
6. http://www.rian.ru/history_spravki/20100126/206337824.html.
7. Российский статистический ежегодник. 2010: Стат.сб./Росстат. -P76 М., 2010. – 813
8. Бондарчук Е.Н., Смолин А.А. Экологический мониторинг ТЭЦ. URL:
9. http://www.bonerg.ru/index.php?action=topics&menu_id=225&page_id=126
10. Кутьин Н.Г. Экологические проблемы и безопасность топливо-энергетического комплекса России // 2008. С. 7.
11. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года.
12. <http://www.atominfo.ru/files/strateg/strateg.htm>.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СТАТИЧЕСКИХ ТИРИСТОРНЫХ КОМПЕНСАТОРОВ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В СЕТИ

Е.В. Ли-Юн, И.В. Малков, М.В. Алексеев, магистрант
Научный руководитель: В.Я. Ушаков, д.т.н., профессор
Национально исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
liyuev@mail.ru

Электроэнергетика является одной из базовых отраслей, без развития которой невозможно поступательное развитие всей экономики страны. Сегодня одной из важнейших задач является обеспечение надежности функционирования и развития Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) в условиях формирования рынка электроэнергии[1].

Одна из проблем в современной энергетике - низкая управляемость сети, в следствии недостаточного количества устройств для регулирования напряжения, что приводит с одной стороны к недопустимому повышению напряжения на недогруженных магистральных линиях, а с другой – к снижению напряжения на сетевом оборудовании, в узлах питания распределительных сетей и подключения потребителей в районах с высокими темпами электропотребления.

Для того чтобы Единая национальная электрическая сеть соответствовала новому времени и новым требованиям, для создания ЕНЭС 21 века необходимо внедрять новые системные технологий, в частности FACTS технологий.

Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS) – это управляемая (гибкая) система передачи переменного тока. Оборудование FACTS может быть включено в сеть как последовательно, так и параллельно, что позволяет изменять параметры и характеристики линий электропередачи, т.е. увеличивать или уменьшать сопротивление линий, перераспределять потоки мощности по параллельным линиям, изменять пропускную способность электропередачи. В результате увеличивается управляемость и надежность электропередачи, повышается качество электрической энергии и обеспечивается эффективное электроснабжения потребителей.

Остановимся более подробно на управляемых системах электропередачи переменного тока на основе статических тиристорных компенсаторов.

Статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности (СТК, мировое обозначение SVC) имеют возможность в непрерывном режиме и практически мгновенно в соответствии с запросами сети вводить емкостную или индуктивную составляющую, таким образом регулируя напряжение сети и поддерживая необходимый уровень генерации реактивной мощности. Сущность управления реактивной мощностью заключается во встречно-параллельном включении тиристоры в цепь реактора и (или) конденсаторной батареи. При полностью открытых тиристорах ток в цепи реактора или конденсаторной батареи максимальный. Изменением угла управления тиристорами этот ток можно уменьшить до нуля.

Мощность СТК определяется по соотношению:

где $Q_{КБ}$ – мощности конденсаторной батареи; $Q_{Р}$ – мощности реактора.

Мощность СТК может изменяться от потребления до выработки (в пределах диапазона регулирования) за 1-2 периода промышленной частоты при практически неизменном напряжении на выходе СТК.

При СТК выдает реактивную мощность в сеть, при СТК потребляет реактивную мощность из сети.

В данной работе рассмотрена возможность регулирования напряжения в распределительных сетях 110 кВ на примере Коголымских электрических сетей ОАО

«Тюменьэнерго». Перспективы развития данного региона таковы, что рост добычи нефти и газа напрямую связан с темпами роста потребления электроэнергии. Высокий прирост электропотребления, особенно в зонах, где наиболее интенсивно растет нефтепереработка, приводит к снижению напряжения в узлах сети, а имеющиеся средства по регулированию напряжения работают на пределе возможностей.

Когалымские электрические сети (КЭС) обеспечивают электроснабжение нефтепромышленных, городских и коммунально-бытовых потребителей. Предприятие обслуживает более 1500 км линий электропередач 110 кВ, 44 подстанции общей мощностью 795 МВт. В состав КЭС входят Когалымский район подстанций (КРПС) и Урьевский район электрических сетей (УРЭС).

В настоящее время основными средствами регулирования напряжения в КЭС являются конденсаторные батареи (КБ) и трансформаторы с устройствами РПН.

Конденсаторные батареи различных мощностей установлены в 14 узлах сети КРПС. Однако использование только этого средства регулирования не позволяет поддерживать сетевое напряжение, а так же напряжение на шинах потребителей в допустимых пределах. Так в максимальном режиме 31 узел КРПС имеет низкое напряжение. Шесть подстанций имеют значения напряжения ниже предельно допустимого. Для поддержания нормальных уровней напряжения в максимальном режиме используются отпайки РПН. Восемь подстанций КРПС эксплуатируются с высоким положением отпаяк. Причем отпайки РПН трансформаторов ПС Белая находятся в максимальном положении. Наибольшие посадки напряжения наблюдаются на ПС Белая и ПС Вать-Еган.

Для решения задачи регулирования напряжения рассмотрены два варианта установки СТК на подстанциях КРПС:

СТК-6кВ устанавливается только на ПС Белая;

СТК-6кВ устанавливаются на ПС Белая и ПС Вать-Еган.

Для первого варианта, задаваясь напряжением на шинах 6 кВ ПС Белая (на нулевой отпайке РПН) - 6.3 кВ (в максимальном режиме) и 6.1 кВ (в минимальном режиме), получаем мощность, которую должно вырабатывать СТК для поддержания этих уровней напряжения:

в максимальном режиме нагрузок - 20,499 МВАр;

в минимальном режиме нагрузок - 5,082 МВАр.

Для второго варианта, задаваясь напряжениями на шинах 6 кВ ПС Белая и ПС Вать-Еган (на нулевых отпайках РПН) в тех же пределах, получаем, что для поддержания этих напряжений мощность, вырабатываемая СТК должна составлять:

в максимальном режиме нагрузок на ПС Вать-Еган –14,630 МВАр;

на ПС Белая –17,556 МВАр;

в минимальном режиме нагрузок на ПС Вать-Еган – (-5,236) МВАр;

на ПС Белая –5,115 МВАр.

Из представленных значений очевидно, что в минимальном режиме нагрузок СТК, установленное на ПС Вать-Еган СТК должно переходить из режима выработки реактивной мощности в режим ее потребления.

На диаграмме представлена характеристика изменения напряжений на шинах 6 кВ (на нулевых отпайках РПН) подстанций КРПС в максимальном режиме для обоих вариантов.

Дальнейший анализ различных режимов работы Когалымских сетей показал, что установка СТК на двух подстанциях КРПС позволяет осуществлять регулирование напряжения как в максимальном, так и в минимальном режимах только за счет этих устройств, не изменяя положение отпаяк РПН трансформаторов (кроме ПС Луч - изменяется из -2 в -3 положение). Также установка СТК позволяет поддерживать уровни напряжения в узлах сети в допустимых пределах не только в нормальных, так и послеаварийных режимах. Это наглядно демонстрирует перспективность использования статических тиристорных компенсаторов для регулирования напряжения в энергосистемах с высоким энергопотреблением.

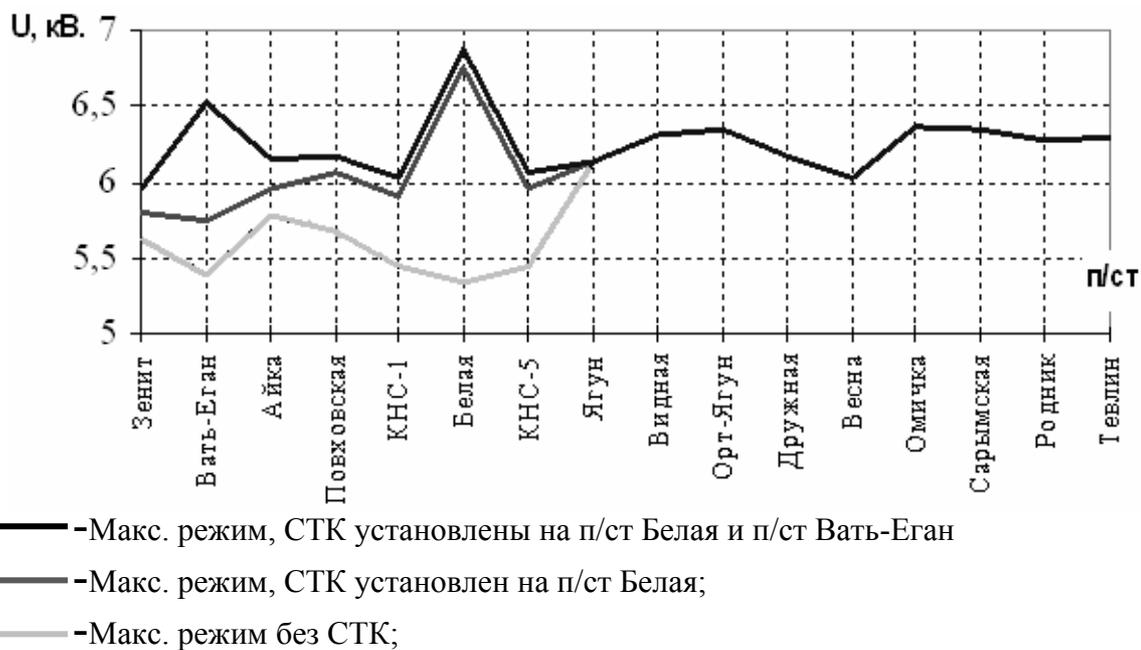


Рисунок 1

Список литературы:

1. Основные направления научно-технической политики ОАО «ФСК ЕЭС».- www.fsk-ees.ru/ru/main/tech/
2. Приказ № 380 от 29.05.2006 г. О создании управляемых линий электропередачи и оборудования для них.- www.matic.ru/

ПЕРСПЕКТИВЫ И ВОЗМОЖНОСТИ РАЗВИТИЯ КОНЦЕПЦИИ SMART GRID В РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Д.Е. Вахрушев, В.Н. Абрамова, Н.А. Ионина магистранты
Научный руководитель: В.Я. Ушаков д.т.н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г.Томск, Россия
slr-maklaren@mail.ru

Авторы убеждены, что в нашей стране существуют необходимые предпосылки и достаточные возможности для реализации концепции Smart Grid. Аргументирована данная позиция может быть следующим: довольно существенная часть идей и компетенций, реализуемых в рамках этой концепции, созвучна идеологии построения единой энергетической системы России (и СССР) и, несомненно, может получить должное развитие в нашей стране в будущем. Кроме того, реализация рассматриваемой концепции на базе интеллектуальных технологий обеспечит переход российской энергетики на инновационный путь развития.

В России в последнее время наблюдается политическая стимуляция инновационной активности, в том числе в электроэнергетике. В директивном порядке начинается внедрение новейших технологий, растет внимание к энергоэффективности, возобновляемым источникам энергии, а также к системе Smart Grid.

В нормативном виде этот процесс закреплен в Энергетической стратегии России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715 р, где в качестве стратегических ориентиров долгосрочной государственной энергетической политики были определены:

- энергетическая безопасность;
- энергетическая эффективность экономики;
- экономическая (бюджетная) эффективность электроэнергетики;
- экологическая безопасность .

Инновационная и научно-техническая политика в электроэнергетике вошла в число основных составляющих государственной энергетической политики. Так, в электроэнергетике инвестиционно-инновационное обновление отрасли, направленное на обеспечение высокой энергетической, экономической и экологической эффективности производства, транспорта, распределения и использования электроэнергии, является одним из заявленных стратегических ориентиров.

Для реализации намеченной стратегии в настоящее время ведомствам в рамках правительственных поручений необходимо обеспечить направленный на увеличение энергоэффективности экономики рост доли нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в энергетическом балансе.

Реформа электроэнергетики обусловила курс на децентрализацию генерации, при обосновании которой была произведена оценка потенциала когенерации, возникающей вследствие замены котельных на ГТУ-ТЭЦ. Согласно данным, полученным исследователями, потенциал составляет около 175 ГВт, что сравнимо с общей текущей установленной мощностью электростанций в России, составляющей, в свою очередь, 219 ГВт. По экспертным оценкам, в перспективе доля распределенной генерации может достичь 20 % от общего объема производства электроэнергии [1].

Распределенная генерация имеет много преимуществ перед централизованной: она технологически более гибкая, позволяет решать проблемы дефицита электроэнергии в масштабах регионов. «Аксиомой является то, что энергосистема, располагающая достаточным количеством малых генераторов, способна функционировать с такой же степенью надежности, но с меньшей суммарной мощностью, чем энергосистема, основанная исключительно на генераторах большой мощности. При этом высокая степень автоматизации и простота в обслуживании делают эти установки более свободными от «человеческого фактора» в эксплуатации».

Вместе с тем развитие малой энергетики сталкивается с рядом проблем, в числе которых — проблема ограниченных возможностей распределительных сетей. Дело в том, что в настоящее время электроэнергия передается по сетям в одном направлении — от крупных генерирующих установок к потребителям. А существование распределенной генерации предполагает установку небольших генераторов в непосредственной близости к потребителям, что позволяет продавать электроэнергию в систему аналогично крупным энергокомпаниям. Поэтому внедрение распределенной генерации предполагает техническое переоснащение распределительного сетевого комплекса.

Инновационная концепция развития электроэнергетики страны является, по сути, верным ответом на указанные вызовы мировой экономической ситуации, но имеет значительные сложности в реализации. В России имеются технологические предпосылки для инновационного развития: в нашей стране разработано и освоено промышленное изготовление целого ряда технических средств, являющихся элементами концепции Smart Grid, причем некоторые из них производятся только в России (например, управляемый шунтирующий реактор с подмагничиванием постоянным током) [2]. Реализация инновационного потенциала в электроэнергетике нашей страны связана в первую очередь со значительными единовременными финансовыми затратами, необходимый объем которых отсутствует в компаниях отрасли. Опыт зарубежных стран показывает, что без активного государственного участия реализация инновационных задач будет существенно затруднена: необходимы меры поддержки развития российского технологического потенциала.

В текущей ситуации внедрение инноваций и расширение номенклатуры выпускаемого электроэнергетического оборудования возможны посредством:

- переориентации генподрядчиков на продукцию отечественного (в том числе лицензионного) производства;
- загрузки мощностей и получения устойчивой прибыли производителями за счет сбыта продукции по долгосрочным контрактам;
- создания программы поддержки и развития российских заводов-изготовителей, в частности специализирующихся на производстве высоковольтного электрооборудования;
- совершенствования законодательной базы в области защиты отечественных товаропроизводителей;
- всестороннего стимулирования российских разработчиков новой импортозамещающей продукции.

В настоящее время в России политическая ситуация в сфере электроэнергетики характеризуется переориентацией на инновационный путь развития. Следует отметить, что данный переход имеет высокую степень риска, связанного с целым перечнем проблем, только своевременное решение которых позволит российской энергетике развиваться по инновационному сценарию:

- высокий износ энергетического оборудования электростанций всех типов и систем транспорта, передачи и распределения электрической и тепловой энергии, составляющий, по официальным данным, в среднем 56 %, а по оборудованию электрических и тепловых сетей — до 80 %;
- низкая инновационно-инвестиционная активность акционированных и приватизированных энергетических предприятий вследствие превалирования частных интересов над интересами корпоративными и общественными, ориентация в первую очередь на оперативные и тактические задачи;
- ослабление технологической дисциплины и порядка соблюдения регламентов, правил эксплуатации и сервисного обслуживания энергетического оборудования, приводящее к снижению его надежности и безопасности в эксплуатации;
- несоответствующая требованиям инновационной экономики структура генерирующих мощностей отечественной электроэнергетики, в которой в течение последних двадцати лет не вводились мощности новых типов АЭС, а только модернизировались старые их типы, построенные в 70–80 гг. прошлого века; не строились новые ГЭС за исключением

ввода двух гидроагрегатов мощностью 350 МВт на Богучанской ГЭС; не появилось на тепловых электростанциях ни одного блока на сверх- и ультра-критических параметрах, которые в массовом масштабе вводятся на электростанциях Китая, США и стран Европы, а также крупномасштабных парогазовых и газотурбинных блоков, за исключением двух блоков на Южной ТЭЦ и Северо-Западной станции ТГК-1 (ОАО), следствием чего является устаревание структуры существующих мощностей ТЭС России, технико-экономические параметры которых не соответствуют современным стандартам по энергетической и экологической эффективности, а также гибкости регулирования их нагрузки;[3]

В большинстве индустриально развитых стран, как было показано в работе, в качестве основополагающего решения этих проблем принят переход на путь инновационного развития электроэнергетики, заключающийся в радикальном изменении системы взглядов на ее роль и место в современном обществе и в обществе будущего на базе концепции Smart Grid.

Появление новой концепции и широкомасштабные работы по ее реализации в индустриально развитых странах, принявших ее за основу своей национальной политики энергетического и инновационного развития, должны, несомненно, учитываться при развитии отечественной энергетики. По сути, Россия получила как технологический, так и политический вызов со стороны мирового сообщества, не реагировать на который в данной ситуации – значит запрограммировать российскую энергетику на экстенсивный, неэффективный путь развития и потерю в рассматриваемой перспективе потенциальных технологических и экономических преимуществ, а также попадание в еще большую зависимость от зарубежных технологий и разработок.

Факторы, определяющие необходимость серьезных изменений в развитии российской энергетики, и факторы, определившие инновационный прорыв на основе концепции Smart Grid в индустриально развитых странах, как отмечалось в работе ранее, во многом представляются схожими. Исходными для такого вывода являются положения Энергетической стратегии-2030, в соответствии с которой основные цели и задачи развития отрасли:

- обеспечение энергетической безопасности страны и регионов;
- удовлетворение потребностей экономики и населения страны в электрической энергии (мощности) по доступным конкурентоспособным ценам, обеспечивающим окупаемость инвестиций в электроэнергетику;
- обеспечение надежности и безопасности работы системы электроснабжения России в нормальных и чрезвычайных ситуациях;
- инвестиционно-инновационное обновление отрасли, направленное на обеспечение высокой энергетической, экономической и экологической эффективности производства, транспорта, распределения и использования электроэнергии;
- расширенное строительство и модернизация основных производственных фондов в электроэнергетике (электростанции, электрические сети) для обеспечения потребностей экономики и общества в электроэнергии;
- расширенное внедрение новых, экологически чистых и высокоэффективных технологий сжигания угля, парогазовых установок с высоким коэффициентом полезного действия, управляемых электрических сетей нового поколения и других новых технологий для повышения эффективности отрасли;
- развитие малой энергетики в зоне децентрализованного электроснабжения за счет повышения эффективности использования местных энергоресурсов, развития электросетевого хозяйства, сокращения объемов потребления завозимых светлых нефтепродуктов [1].

Сформулированные в рамках рассматриваемой концепции ключевые требования (ценности) к электроэнергетике будущего и развиваемые новые функциональные свойства (характеристики) энергосистемы [4] в значительной степени отвечают потребностям развития и отечественной электроэнергетики. Не вызывает сомнения также, что этот подход

в значительной степени соответствует заявленному политическому курсу развития страны и стратегическим целям, что определяет целесообразность рассмотрения положений данной концепции и ее адаптации для использования и развития российской электроэнергетики. Таким образом Smart Grid сегодня – это прежде всего концепция инновационного преобразования электроэнергетики, реализация которой, как ожидается, будет связана с существенными социальными, экономическими, научно-техническими, экологическими и другими эффектами, что и обуславливает значительное внимание к данному направлению технологически развитых стран и крупномасштабность реализуемых ими мероприятий.

Список литературы:

1. Распоряжение Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715–р «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года».
2. Шакарян Ю. Г., Новиков Н. Л. Технологическая платформа Smart Grid (основные средства) // Энергоэксперт. 2009. № 4.
3. Кобец Б. Б., Волкова И. О. Smart Grid за рубежом как концепция инновационного развития электроэнергетики // Энергоэксперт. 2010. № 2. С. 24–30.
4. Электроэнергетика России 2030: целевое видение/под общ. ред. Б. Ф. Вайнзихера. М.: Альпина Бизнес Букс, 2008. – 360 с.

ТРАНСПОРТ НЕФТИ НА ВНЕШНИЕ И ВНУТРЕННИЕ РЫНКИ

А.А. Зюбина магистр, Е.Е. Клипацкая, магистр
Научный руководитель: В.Я. Ушаков, д.т.н, профессор, Ю.А.Краснятов, д.т.н, доцент
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г.Томск Россия
anna_zyubina@mail2000.ru

Наша страна – родина первого промышленного способа переработки нефти. Уже в 1823 году в Моздоке был построен первый в мире нефтеперегонный завод. В 1885-1886 годах изобрели первые машины на тяге двигателя внутреннего сгорания. С этого момента человечество попало в жесткую зависимость от энергоносителей. Внедрение ДВС во все сферы человеческой жизни – от промышленного производства до персонального транспорта и домашних электрогенераторов – с каждым годом повышает потребность в топливе.

Несмотря на постоянное ужесточение норм безопасности, перевозка нефтепродуктов остается губительной для окружающей среды.

Транзит нефти в современном мире представляет собой сложную комплексную систему, формирование которой происходило и происходит под влиянием многих факторов. Среди них наиболее значительными следует признать геополитические, экономические и экологические. Конкретизация этих факторов приведет нас к таким понятиям как энергетическая безопасность страны, политические и экономические отношения со странами транзита, оптимизация маршрутов и стратегия внутреннего развития страны, а также социо-экологические ограничения. Все они в той или иной степени формировали тенденции изменений условий транзита нефтепродуктов.

Сейчас можно выделить следующие способы транспортировки нефти и нефтепродуктов: трубопровод, танкеры, железнодорожный и автотранспорт.

Железнодорожный транспорт [1].

Транспортирование нефти по железной дороге производится в специальных цистернах или в крытых вагонах в таре. К достоинствам железнодорожного транспорта можно отнести: возможность круглогодичного осуществления перевозок, скорость доставки грузов по железной дороге примерно в 2 раза выше, чем речным транспортом. Однако для доставки «черного золота» по железной дороге требуется в 10 раз больше трудозатрат, чем для ее транспортировки по нефтепроводам. Поэтому даже в странах с разветвленной железнодорожной сетью этот способ перевозки нефти является второстепенным.

Водный транспорт.

Широкое применение водного транспорта в нашей стране предопределено тем, что по протяженности водных путей Россия занимает первое место в мире. Длина береговой морской линии России, включая острова, составляет около 100 тыс. км. В нашей стране свыше 600 крупных и средних озер, а суммарная протяженность рек составляет около 3 млн. км. Каналы имени Москвы, Волго-Донской, Беломорско-Балтийский и Волго-Балтийский связывают водные пути Европейской части России и порты Балтийского, Белого, Каспийского, Азовского и Черного морей.

Основным достоинством является ограниченная пропускная способность водных путей и возможность завоза нефти в отдаленные районы страны. К недостаткам водного транспорта относятся: сезонность перевозок по речным и частично морским путям, что вызывает необходимость создавать большие запасы нефтегрузов; медленное продвижение грузов (особенно вверх по течению рек); невозможность полностью использовать тоннаж судов при необходимости переборки специальных нефтепродуктов в небольших количествах [1];

Автомобильный транспорт.

Автомобильный транспорт используется для завоза нефтегрузов потребителям, удаленным на небольшое расстояние от источников снабжения (наливных пунктов, складов

и баз). Например, автотранспортом отгружаются нефтепродукты с нефтебаз в автохозяйства, на автозаправочные станции и сельские склады горючего. Автоперевозки нефтегрузов осуществляются в таре, а также в автомобильных цистернах [1].

Достоинствами автомобильного транспорта нефтегрузов являются: большая маневренность; быстрота доставки; возможность завоза грузов в пункты, значительно удаленные от водных путей или железной дороги; всесезонность.

Главным недостатком является значительный расход топлива на собственные нужды, вследствие чего происходит значительное удорожание стоимости перевозки.

Трубопроводный транспорт.

Является самым дешевым и экологически безопасным способом транспортировки нефти нефтепроводы. Нефть в них движется со скоростью до 3 м/сек под воздействием разницы в давлении, создаваемой насосными станциями. Их устанавливают с интервалом в 70-150 километров в зависимости от рельефа трассы.

Нефтепроводы бывают подземными и наземными. У обоих типов есть свои преимущества. Наземные нефтепроводы легче строить и эксплуатировать. В случае аварии значительно легче обнаружить и устранить повреждение на трубе, проведенной над землей. В то же время подземные нефтепроводы менее подвержены влиянию изменений погодных условий, что особенно важно для России, где разница зимних и летних температур в некоторых регионах не имеет аналогов в мире. Трубы можно проводить и по дну моря, но поскольку это сложно технически и требует больших затрат, большие пространства нефть пересекает при помощи танкеров, а подводные трубопроводы чаще используют для транспортировки нефти в пределах одного нефтедобывающего комплекса [2].

Основными достоинствами трубопроводного транспорта являются: возможность прокладки трубопровода в любом направлении и на любое расстояние - это кратчайший путь между начальным и конечным пунктами; бесперебойность работы и соответственно гарантированное снабжение потребителей, независимо от погоды, времени года и суток; наибольшая степень автоматизации; высокая надежность и простота в эксплуатации; разгрузка традиционных видов транспорта.

К недостаткам трубопроводного транспорта относятся:

- большие первоначальные затраты на сооружение магистрального трубопровода, что делает целесообразным применение трубопроводов только при больших, стабильных грузопотоках;
- определенные ограничения на количество сортов (типов, марок) энергоносителей, транспортируемых по одному трубопроводу; "жесткость" трассы трубопровода, вследствие чего для организации снабжения энергоносителями новых потребителей нужны дополнительные капиталовложения.[2]

В России основные перевозки нефти приходятся на долю трубопроводного транспорта, а нефтепродуктов – на долю железнодорожного. За пределы России нефтепродукты попадают через самую большую в мире систему трубопроводов, а также через морские порты.

К общим условиям транзита относятся направление и дальность транзитных маршрутов, метод транспортировки и ценовая политика участников транзита. Метод транзита оценивается при сравнении рентабельности, и здесь первенство удерживают системы трубопроводов, так как цена перевозки нефтепродуктов по железной дороге составляет более 30 % от конечной цены, в то время как стоимость транспортировки по трубопроводу – 10-15 %. Однако разветвленность железнодорожных магистралей на фоне жесткой привязки системы нефтепродуктопроводов к нефтеперерабатывающим заводам (НПЗ) обеспечивает доминирующее положение железнодорожного транспорта на рынке внутренних транзитных услуг. Несомненно, что некоторые страны, через территорию которых проходят транзитные маршруты, умело пользуются своим географическим положением при согласовании транзитных цен [3].

Направления транзитных маршрутов олицетворяют собой смесь экономической рентабельности и политической стратегии. На данный момент традиционным является центрально-европейское направление: нефтепродукты транспортируются по двум маршрутам: северному – в Польшу и Германию, и южному – на нефтеперерабатывающие заводы Чехии, Словакии, Венгрии, Хорватии и Югославии. Также активно используются черноморские порты: Туапсе и Новороссийск. К этому направлению (каспийско-черноморско-средиземноморскому) относится и транзит нефтепродуктов уже через территорию России из Азербайджана, Туркмении и Казахстана. Северное направление нефтепровода "Дружба" выходит на страны Балтии и рассматривается как сфера совместного использования Россией – для транспортировки своих нефтепродуктов, странами СНГ – для возможного увеличения транзита через территорию России.

Список литературы:

1. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Учебник для ВУЗов. Издание второе, дополненное и исправленное: – Уфа.: ООО “Дизайн ПолиграфСервис”, 2002 - 544с.
2. Трубопроводный транспорт нефти / С.М. Вайшток, В.В. Новоселов, А.Д. Прохоров и др. - Т.1 – 2002.
3. <http://old.sibai.ru/content/view/427/541/>

ТРАНСПОРТИРОВКА ГАЗА НА ВНУТРЕННИЙ И ВНЕШНИЙ РЫНКИ

Н.М. Чекмарева, Г.А. Нагорных, магистранты
Научный руководитель: В.Я. Ушаков д.т.н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
natally@mail2000.ru

Природный газ – основа современного топливно – энергетического баланса России. Отсюда и его значение в обеспечении развития экономики и энергетической безопасности страны.

Основу современной газовой отрасли России составляет Группа «Газпром», обеспечивающая 80-85 % всей добычи газа в стране, магистральный транспорт газа в границах ЕСГ, реализацию газа на внешних рынках и 85 % реализации трубопроводного газа на оптовом рынке России.

По разведанным запасам газа Россия занимает первое место в мире. Около 62 % балансовых запасов приходится на Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию (НГП), причем 60 % балансовых запасов страны сосредоточено на территории Ямало-Немецкого АО (ЯНАО). В Восточно-Сибирской НГП расположено 12 %, на шельфе арктических и дальневосточных морей - 14 %, Каспийского моря – 1 %. На долю Европейской части России приходится 11 % балансовых запасов природного газа страны (рис.1.).

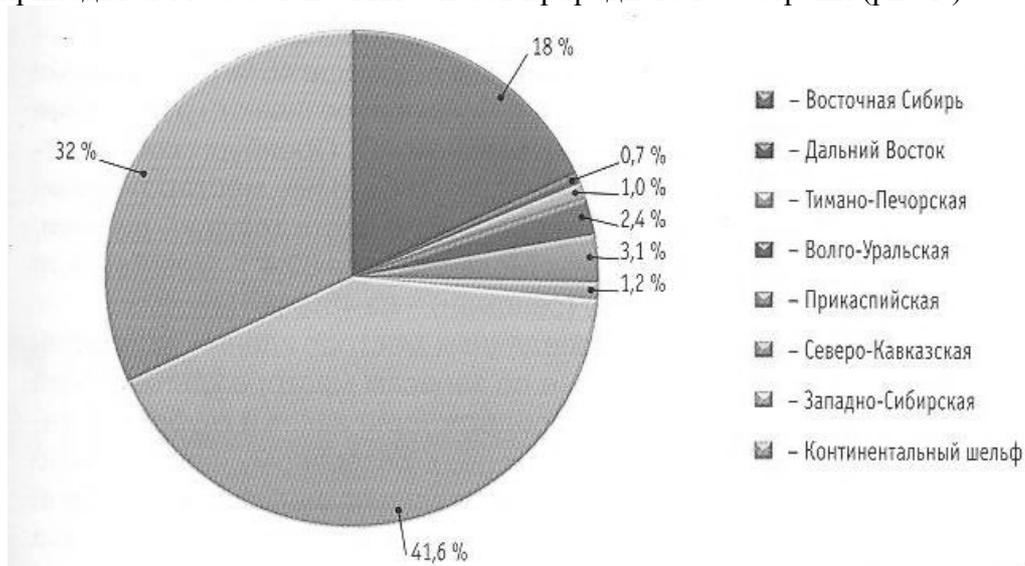


Рисунок 1. Распределение начальных суммарных ресурсов газа России по нефтегазоносным провинциям и регионам

Для России с ее огромными пространствами и крайне неравномерным размещением природных топливно-энергетических ресурсов и основных районов их потребления транспортировка топлива и энергии имеет первостепенное значение.

Основным видом транспорта энергоресурсов в России является трубопроводный. Единая система газоснабжения (ЕСГ), магистральные нефтепроводы наряду с системообразующими линиями электропередачи высокого напряжения являются своеобразными кровеносными системами российской экономики, обеспечивают ее эффективные связи с зарубежными партнерами.

Формирование ЕСГ велось поэтапно, в соответствии с разведкой и освоением новых газовых ресурсов.

Расстояние транспортировки газа от промыслов северных районов Тюменской области до наиболее удаленных стран-импортеров, таких как Франция, Италия, превышает 5 тыс. км. В таких случаях газодинамические процессы в ЕСГ протекают в течение 5-6

суток. Созданная и постоянно совершенствующаяся оптимизационная систем контроля и управления процессами транспортировки газа осуществляется на всем этом огромном пространстве и обеспечивает надежное и эффективное снабжение потребителей не только в России, но и за рубежом.

В 2007 г. ОАО «Газпром» завершило строительство 153 газопроводов различного диаметра общей протяженностью 2,7 тыс. км в 47 субъектах РФ. В частности, было завершено строительство линейной части газопровода Нюксеница-Архангельск общей протяженностью 643 км.

В 2009 г. построено и введено в эксплуатацию 1499 км магистральных газопроводов и газопроводов-отводов, в том числе Дзуарикау - Цхинвал.

Поставки газа на производственно-эксплуатационные нужды увеличились с 2000г. На 17,8 %. Почти 90 % газа, потребляемого внутри страны, поставляется потребителям по ЕСГ. В 2009 г. российским потребителям было поставлено 332,5 млрд. м³ газа, что на 4,9 % меньше, чем в 2009 г.

В структуре поставок газа на внутренний рынок России доминирует Группа «Газпром», которая поставила в 2009 г. 416,3 млрд. м³ газа.

В территориальном разрезе объемами потребления газа выделяются, прежде всего Приволжский и Центральный ФО, на совокупную долю которых приходится более половины всего коммерческого потребления газа в стране.

Ключевыми потребителями газа на внутреннем рынке являются электроэнергетика, промышленность. А также население и предприятия коммунально-бытового сектора. Наиболее быстрыми темпами растет потребление газа в электроэнергетике: за 2000-2009 гг. оно увеличилось на 19,3 %. Основной потребитель в 2000-2009 гг. – электростанции РАО «ЕЭС России», которые увеличили потребление газа на 39 % от общего увеличения потребления газа в стране.

В 2000-2009 гг. быстро росло потребление газа в коммунально-бытовом секторе и населением - в целом за период оно увеличилось на 18 %.

В 2009 г. на реализацию программы газификации регионов РФ были предусмотрены инвестиции в размере 18,5 млрд руб. В программу были впервые включены Камчатский и Приморский края, Европейская автономная часть и Чеченская республика.

Россия является крупнейшим экспортером энергоресурсов, занимая первое место в мире по объемам их поставок на внешние рынки, в том числе первые места по поставкам газа и нефтепродуктов, второе – нефти, третье – угля и восьмое – электроэнергии.

Огромное значение экспорт энергоресурсов имеет и для самой России. В годы реформ он стал основой всего экспорта страны, занимая в нем около 45 %. Доходы от экспорта энергоресурсов стали важнейшей статьей формирования федерального бюджета России и основой всей инвестиционной деятельности ее нефтегазового комплекса.

Средняя фактическая цена экспортных операций с природным газом за последние 5 лет возросла почти в 3,5 раза.

Средние цены на экспортируемый из России газ за 2000-2008 гг., с разбивкой на группы стран представлены ниже (рис.2.).

Ведущими покупателями российского газа в регионе являются Германия, Турция, Италия, Великобритания, на совокупную долю которых в 2008 г. пришлось 57 % от всех поставок российского газа в Европу.

В целях повышения надежности и эффективности экспортных поставок газа и наращивания их объемов Газпром активно использует в своей экспортной стратегии эксплуатацию подземных хранилищ газа (ПХГ) на территории зарубежных стран.

Нефтегазовый комплекс является важнейшей частью реального сектора экономики современной России. Перспективы его развития на ближайшие десятилетия определены двумя основными документами. Это концепция долгосрочного социально-экономического развития на период до 2020 года (КДР-2020), утвержденная Распоряжением Правительства

17 ноября 2008 г., и Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (ЭС-2030) утвержденная Распоряжением Правительства 13 ноября 2009 г.



Рисунок 2. Динамика средних цен на экспортируемый газ в 2000-2008 гг.

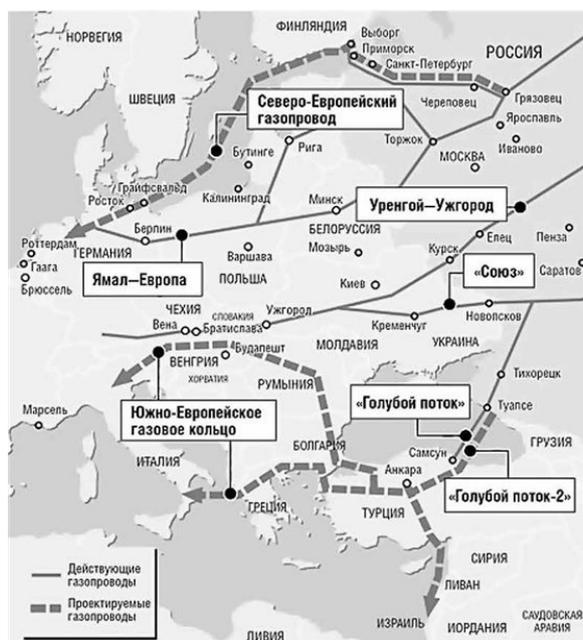


Рисунок 3. Основные маршруты экспорта газа в Европу

Поставленные Энергетической стратегией задачи будут решаться поэтапно. В ЭС-2030 выделены три этапа, различающиеся по условиям, факторам и рискам социально-экономического развития.

Первый этап (2013-2015 г.), главной задачей является скорейшее преодоление кризисных явлений в экономике и энергетике в целях достижения устойчивых темпов экономического и энергетического развития. В этот период планируется осуществить работы по развитию и обновлению основных производственных фондов и инфраструктуры энергетического сектора.

Второй этап (2020-2022 гг.), это этап перехода к инновационному развитию и формирования инфраструктуры новой экономики. На этом этапе должно быть развернуто широкое инновационное обновление отраслей ТЭК за счет отечественных технологий.

Третий этап (2030 г), это этап развития инновационной экономики. Основным содержанием третьего этапа станет постепенный переход к энергетике будущего с

принципиально иными технологическими возможностями дальнейшего развития, с опорой на высокоэффективное использование традиционных энергоресурсов.

В области формирования минерально-сырьевой базы ЭС-2030 считает необходимым:

- Обеспечить за счет геолого – разведочных работ совокупный прирост запасов газа в объеме не менее 16 трлн м³;
- Главными районами прироста запасов нефти и газа считать Западно – Сибирскую, Лено – Тунгусскую Тимано – Печорскую нефтегазоносные провинции;
- Обеспечить ускоренный рост подготовки запасов углеводородов в российском секторе Каспийского моря;
- В период до 2030 г. довести объемы глубокого бурения на нефть и газ до 70 млн и более.

В сфере транспортировки газа ЭС-2030 считает необходимым:

- Обеспечить дальнейшее развитие ЕСГ путем подключения к ней новых объектов любых форм собственности;
- Увеличить протяженность магистральных газопроводов на 20-22 тыс. км к концу второго и на 30-35 тыс. км к концу третьего этапа реализации ЭС-2030;
- Провести реконструкцию и модернизацию действующих магистральных газопроводов общей протяженностью 20 тыс. км к концу второго и 40 тыс. км – к концу третьего этапа реализации ЭС-2030;
- Активно развивать проекты в сфере производства и транспортировки СПГ, в первую очередь для усиления экспортных позиций Российской Федерации на внешнем рынке.

Список литературы:

1. Ананенков А.Г., ОАО «Газпром» и перспективы развития газовой промышленности. – Доклад 2007. – 28 июля.
2. Журнал МИНТОП. – 2008. -№1
3. Карнаухов С.М. и др. Развитие минерально-сырьевой базы газовой промышленности // Газовая промышленность. -2007. - №3.
4. Концепция Энергетической стратегии России на период до 2030 года (проект). Прил К журналу «Энергетическая политика». – М.: ГУ ИЭС, 2007.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ТОРМОЖЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ВЬЕТНАМСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Хоанг Чан Тхе, магистрант
Вьетнам
hoangtranthe18@gmail.com

Чтобы обеспечить быстрое увеличение спроса на электрическую энергию, ЭС Вьетнама непрерывно развивается, многие линии электропередачи 500кВ и крупные генерирующие источники были введены в работу. Одновременно, это создает большие проблемы в обеспечении необходимых уровней динамической устойчивости, как одного из важнейших показателей режимной надёжности функционирования энергосистемы. В связи с этим, исследование и анализ обеспечения динамической устойчивости энергосистемы являются актуальной проблемой. Одним из многих решений этой проблемы является применение современных средств управления в ЭС. На рамках этой работе рассматривается эффективность применения устройства электрического торможения для повышения динамической устойчивости Южной части вьетнамской Энергосистемы.

Метод исследования и анализа динамической устойчивости

В данной работе при помощи программного комплекса (ПК) Мустанга используется цифровое моделирование отдельных элементов энергосистемы для расчетов и анализов переходных режимов при всех возможных коротких возмущениях (к.з.) на межсистемной линии связи 500кВс успешным и неуспешным ТАПВ. По полученным результатам фиксируются те точки, при возникновении к.з. на которых произошло нарушение динамической устойчивости ЭЭС. Для каждой из фиксированных точек к.з. снова производятся расчеты переходных режимов с использованием устройства электрического торможения. По полученным результатам анализируется и оценивается эффективность применения рассматриваемого средства.

Основы и данные расчетов

В целях упрощения процесса моделирования, по сравнению с фактической схемой, данная модель имеет более упрощенную структуру с устранением факторов, которые не оказывают влияние на общую характеристику переходных процессов. Структурная схема Южной части Энергосистемы Вьетнама представлена на (рис.1). При этом в процессе работы приняты следующие допущения:

- Мелкие агрегаты будут устранены за счет компенсации с нагрузкой в том же районе;
- Линии электропередачи 220кВ и нагрузки, которые не находятся в кольцевой цепи, будут устранены и приведены к соседним узлам;
- Для автотрансформаторов и трансформаторов, которые не имеют реальных каталожных данных, принимаются данные российских трансформаторов соответствующей мощности;
- В нагрузочных узлах, где нет информации о нагрузках, мощность нагрузок принимается равной или меньше 140% мощности одного трансформатора двухтрансформаторной подстанции или не больше 90% мощности одного трансформатора однострансформаторной подстанции и коэффициент мощности нагрузки принимается равным 0,8-0,85;
- Для линий электропередачи 220кВ, о которых не имеется информации, ее погонные параметры принимаются по данным российских справочников;
- В расчетах не учитываются нагрузки собственных нужд электростанций.

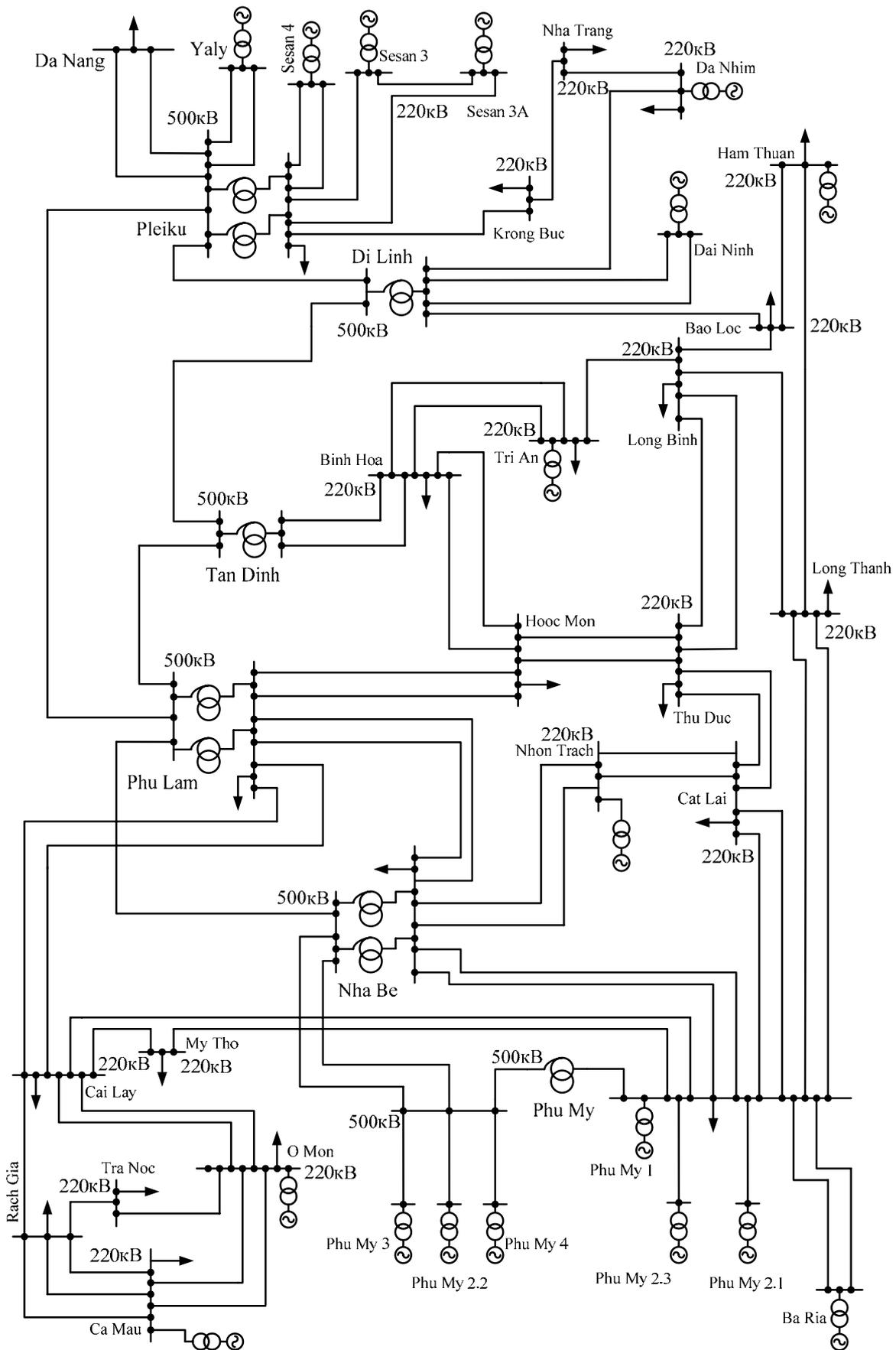


Рисунок 1. Структурная схема Южной части Энергосистемы Вьетнама

В расчетах были приняты: выдержка времени срабатывания релейной защиты – $t_{pz} = 0,04c$, длительность отключения выключателей – $t_{откл.выкл} = 0,04c$, следовательно, длительность к.з. равно $0,08c$. Длительность паузы ТАПВ – $t_{ТАПВ} = 1c$.

Контрольные расчёты переходных режимов

Результаты расчетов переходных режимов являются характеристическими кривыми, иллюстрирующими зависимость изменения углов δ роторов генераторов в переходных процессах во времени при успешном и неуспешном ТАПВ.

Выполненными расчетами на ПК Мустанге установлено, что при трехфазном к.з. на ЛЭП 500кВ «Nha Be – Phu Lam» как с неуспешным так и с успешным ТАПВ в электрической сети Южной части Энергосистемы Вьетнама происходит нарушение динамической устойчивости с выходом из синхронизма генераторов на ГТЭС «Ка Мау», «Фу Ми» и других, находящихся не вблизи приложения возмущения. В других точках к.з. динамическая устойчивость энергосистемы сохраняется.

Полученные графики представлены на (рис. 2). В данном рисунке представлены только изменения углов δ агрегатов в некоторых мощных электростанциях, таких как «СаМау», «Phu My 1», «Yaly», «Phu My 2», «Phu My 2.2».

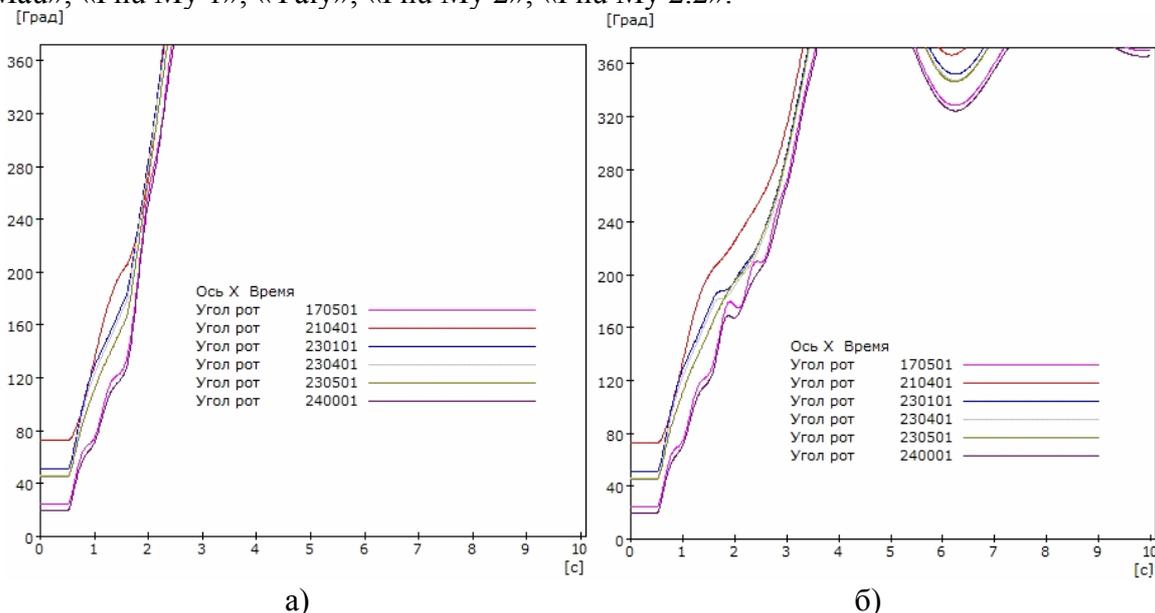


Рисунок 2. Колебания углов роторов генераторов при успешном а) и неуспешном б) ТАПВ

На основе полученных результатов расчетов переходных процессов производится исследование эффективности применения устройства электрического торможения (УЭТ) для обеспечения динамической устойчивости Южной части Энергосистемы Вьетнама при возникновении трехфазного к.з. на линии электропередачи 500кВ «NhaBe – PhuLam».

Обеспечение динамической устойчивости энергосистемы с применением УЭТ

Расчеты проводились для предварительного выяснения осуществимости ТАПВ на ЛЭП 500кВ «Nha Be – Phu Lam» при использовании УЭТ. В проведенных расчетах была принята выдержка времени срабатывания УЭТ – $t_{УЭТ} = 0,1c$. Во всех случаях в данной работе УЭТ включились на генераторном напряжении на время $2c$ ($t_{вкл} = 0,1c$, $t_{откл} = 2,1c$).

Сначала рассматривается случай успешного ТАПВ. Переходный процесс при действии УЭТ приведен на (рис. 3).

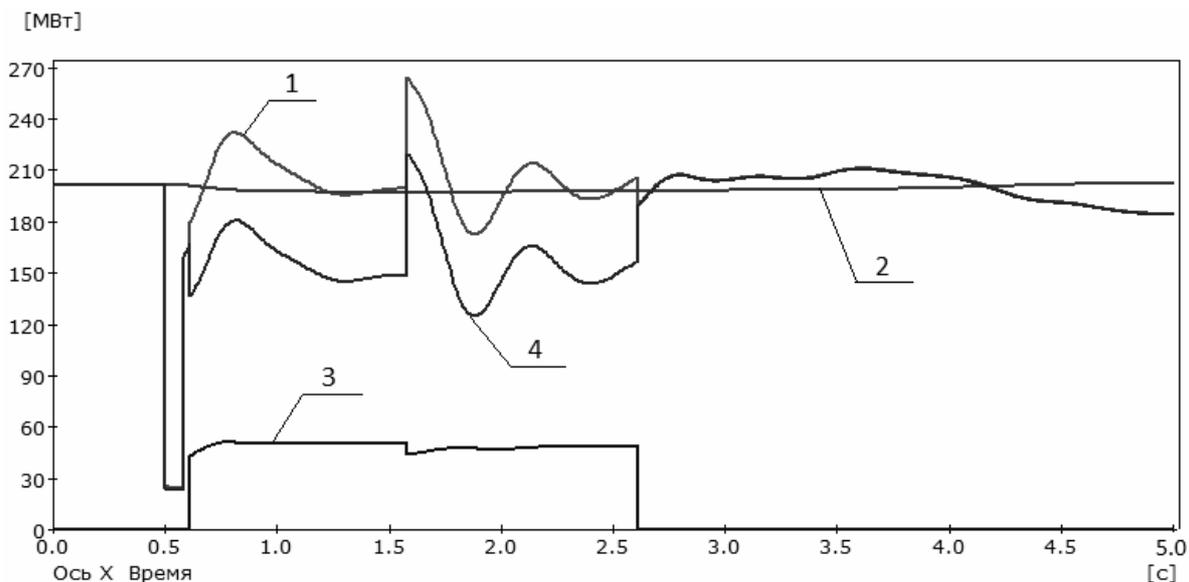


Рисунок 3. Переходный процесс при действии ЭТ.

1 – мощность генератора 210101, 2 – мощность турбины на генераторе 230101, 3 – активная мощность, потребляемая УЭТ в узле 230404, 4 – переток активной мощности по ветви 2301 – 23. Коммутации: $t = 0,5с$ – 3ф.КЗ в узле 50002, $t = 0,58с$ – откл.КЗ, $t = 1,58с$ – ТАПВ. Управления: $t = 0,61с$ – включение шунта проводимости в узел 230404, $t = 2,61с$ – отключение шунта проводимости

Далее графики, характеризующие колебания роторов приведены на (рис. 4).
[Град]

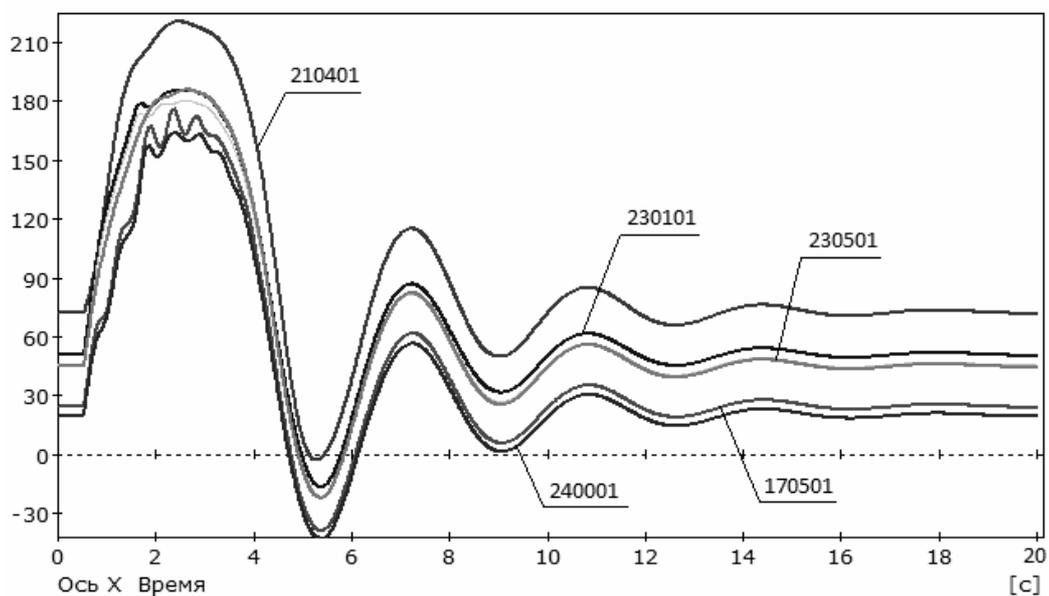


Рисунок 4. Колебания роторов при воздействии ЭТ

Далее производится расчет динамических режимов с неуспешным ТАПВ.

Основные сведения по расчетным условиям и полученным результатам приведены в (табл. 1).

Таблица 1. Результаты расчетов динамической устойчивости с применением УЭТ

ЛЭП	№ расчета	Расчетные условия	Результаты расчетов
«NhaBe – PhuLam»	1	Успешное ТАПВ без управления	Неустойчиво. Углы генераторов на всех электростанциях неограниченно растут
	2	Успешное ТАПВ, ЭТ на ТЭС «Фу Ми 3»:(0,1+2,1)с – 50МВт	Устойчиво. Наибольшие качания имеют генераторы на ТЭС «Ньон Чач» (размах – 148,6°) и генераторы на ТЭС «Ка Мау» (размах – 148°)
	3	Успешное ТАПВ, ЭТ на ТЭС «Фу Ми 2.2»:(0,1+2,1)с – 50МВт	Устойчиво. Переходный процесс подобен процессу при применении УЭТ на ТЭС «Фу Ми 2.2»
	4	Неуспешное ТАПВ, ЭТ на ТЭС «Фу Ми 3»:(0,1+2,1)с – 400МВт	Неустойчиво. Углы генераторов на всех электростанциях неограниченно растут
	5	Неуспешное ТАПВ, ЭТ на ТЭС «Фу Ми 2.2»:(0,1+2,1)с – 550МВт	Устойчиво. Наибольшие качания имеют генераторы на ТЭС «Ньон Чач» (размах – 128,5°) и генераторы на ТЭС «Ка Мау» (размах – 131,4°)
	6	Неуспешное ТАПВ, ЭТ на ТЭС «Фу Ми 3»:(0,1+2,1)с – 550МВт	Устойчиво. Переходный процесс подобен процессу при применении УЭТ на ТЭС «Фу Ми 2.2»

Расчеты показали, что при одинаковых параметрах эффективность электрического торможения практически не зависит от выбора станции («Фу Ми 3», «Фу Ми 2.2», «Ка Мау»), на которой включаются УЭТ. Суммарная мощность одновременно включаемых на этих станциях УЭТ, обеспечивающая устойчивость энергосистемы в наиболее тяжелом случае, не превосходит 550МВт, расчетная длительность работы каждого УЭТ не превышает 2с.

Вывод

По результатам проведенных исследований, использование УЭТ на ТЭС «Фу Ми 3» позволит осуществить успешное и неуспешное ТАПВ на линии 500кВ «NhaBe – PhuLam», без применения других средств управления активной мощностью, таких как отключение генераторов, автоматическое отключение нагрузки (САОН).

Список литературы

1. Отчет Диспетчерского Центра Национальной Энергосистемы. Режим доступа – <http://www.icon.evn.com.vn>.
2. Хрущев Ю.В. Управление движением генераторов в динамических переходных энергосистем.– Томск: STT, 2001.–310с.
3. Портной М.Г., Рабинович Р.С. Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. – М.: Энергия, 1978. – 352 с.

КРИТЕРИЙ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДИСТАНЦИОННОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ И РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ НАСТРОЙКИ ЕЁ НА ОСНОВЕ ЭТОГО КРИТЕРИЯ

Чан Хоанг Куанг Минь, аспирант
Вьетнам
thqminhkt@gmail.com

Производство, распределение и потребление электрической энергии обеспечивается совокупностью элементов: генераторов, трансформаторов, воздушных линий электропередачи, кабелей, электрических двигателей и т.д. называемых электроэнергетической системой (ЭС). Предотвращение возникновения аварий или их развития при повреждениях в ЭС может быть обеспечено путем быстрого отключения поврежденного элемента. С этой целью используют релейные защиты, которые в соответствии с Международным стандартом определяются как «защитой является совокупность устройств, предназначенных для обнаружения повреждений или других аномальных режимов в ЭС, отключения повреждения, прекращения аномальных режимов и подачи команд или сигналов» [1]. Дистанционная релейная защита (РЗ) является основным видом защиты высоковольтных линий, используемыми как основные и резервные виды защит линий. Проектирование и настройки этой защиты в настоящее время не позволяет полностью определить качества дистанционной РЗ. Предлагать критерию технической эффективности для проектирования и настройки дистанционной РЗ. На этой работе будет раскрывать эту критерию и рекомендации для проектирования и настройки дистанционной РЗ на основе этой критерию.

Техническая эффективность каналов (ступеней) релейной защиты линий, представляющая собой разность потенциально-возможного эффекта (вероятности КЗ на защищаемой линии) и потерь (сумма вероятностей отказов срабатывания, излишних и ложных действий), отнесенная к потенциально-возможному эффекту, является весьма полным критерием качества функционирования релейной защиты (в том числе дистанционной защиты высоковольтных линий), обслуживающей работу электрических сетей.

$$E^* = \frac{E}{\text{ПЭ}} = \frac{\text{ПЭ} - \sum \text{П}}{\text{ПЭ}},$$

E^* – техническая эффективность, E – технический эффект, ПЭ – потенциально-возможный эффект, П – потери (отказы срабатывания, ложные и излишние действия).

Параметры потоков событий фиксируют переходы объектов из одних состояний в другие, но не дают представления о продолжительности существования этих состояний, интересующих после возникновения каждого события. Так, при КЗ важными для релейной защиты являются состояния обнаружения, отключения КЗ, а для силового оборудования или сетевых компонентов – аварийный ремонт вследствие разрушения или дефекта, обусловленных повреждением. Поэтому наряду с параметрами потоков событий, характеризующих переходы из одного в другое или другие состояния не менее важными и актуальными являются различные кратковременные и продолжительные периоды пребывания в указанных состояниях, которые адекватно характеризуются вероятностями, изменяющимися в течение продолжительностей этих состояний. В статическом установившемся процессе вероятности состояний становятся неизменными и количественно характеризуются произведениями параметров потоков событий на средние продолжительности интересующих состояний, возникающих после совершения событий. Средние продолжительности состояния обнаружения, отключения КЗ, аварийного ремонта и т.д. могут приближенно приниматься как уставки по времени каналов релейной защиты и автоматики, учитывающие времена отключения, действия сервомеханизмов и др. Определенные таким образом вероятности состояний как и входящие в состав их параметры

потоков сохраняют безусловность своих значений (независимость от условий наблюдения). Поэтому технический эффект, потери и техническая эффективность РЗ в вероятностной мере более предпочтительны и адекватны условиям и процедурам функционирования интересующих объектов. Действительно, в данной мере соединены оба главных компонента случайного процесса как возникновение событий и их последствие. И, следовательно, более естественно, полно и обобщенно учитываются как действие (возникновение) событий, так и их последствие (состояния после этих различных действий) для интересующих свойств заданных объектов. Благодаря этому вероятности оказываются найденными при наиболее обобщенных, естественных и одинаковых условиях функционирования. По этой причине практическое использование технического эффекта, потерь и технической эффективности для настройки релейной защиты представлено в вероятностной мере. Математическая модель в вероятностной форме для определения технического эффекта и потери:

$$E = p(A) - p(O) - p(L_{\varepsilon}) - p(L_{ap}) - p(L_{нпф}) - p(L_{нам}) - p(I),$$

где A – состояние КЗ на пространстве защищаемого объекта,

O, L, I – события отказов, ложных, излишних действий канала РЗ защищаемого объекта,

нижние индексы для различения событий ложных действий: ε – в эксплуатационных условиях, ap – в асинхронных режимах, $нпф$ – в неполнофазных режимах, $нам$ – при бросках тока намагничивания,

Полные безусловные вероятности каждого события или интересующих после него состояний определяются как произведение параметра потока конкретного события на среднюю продолжительность устранения интересующего его состояния (обнаружения, отключения, ремонта и т.д.). Таким путем, в выражении целесообразно определить безусловную вероятность КЗ, т.е.

$$p(A) = \omega_{кз} m(T_{рз})$$

где $\omega_{кз}$ – параметр потока КЗ на защищаемом объекте,

$m(T_{рз})$ – средняя продолжительность устранения КЗ релейной защитой (фактически ее уставка), т.к. статистика для определения параметра потока КЗ $\omega_{кз}$ весьма представительна.

Статистика ряда событий, например, отказов срабатывания (O) и излишних действий (I) и др. для функционирующих РЗ является весьма редкостной, т.е. не представительной и ненадежной, поэтому прямое определение безусловных вероятностей через параметры потоков событий будет неправомерным. Поэтому в расчетном безусловные вероятности этих событий определяются расчетным путем, т.е. совмещение их с другими событиями, имеющими более представительные статистики (отказы срабатывания (O) с КЗ (A) на защищаемом объекте, излишние действия (I) с внешними КЗ (BK) за пределами защищаемых зон каналов РЗ).

$$p(O) = p(O/A) \cdot p(A); \quad p(I) = p(I/BK) \cdot p(BK),$$

где безусловная вероятность $p(BK)$ вычисляется аналогично безусловные вероятности КЗ $p(A)$ как произведение параметра потока внешних КЗ ω_{BK} на среднюю продолжительность $m(T_{рз})$ работы рассматриваемого канала РЗ $p(BK) = \omega_{BK} \cdot m(T_{рз})$.

Аналогично для определения вероятностей ложных действий:

1) ложные действия при асинхронных режимах с событиями асинхронных режимов $p(L_{ap}) = p(L_{ap}/AP) \cdot p(AP)$;

2) ложные действия при неполнофазных режимах с событиями неполнофазных режимов $p(L_{нпф}) = p(L_{нпф}/НПФ) \cdot p(НПФ)$;

3) ложные действия при бросках тока намагничивания с событиями броски тока намагничивания $p(L_{\text{нам}}) = p(L_{\text{нам}}/\text{НАМ}) \cdot p(\text{НАМ})$;

4) ложные действия при эксплуатационных режимах с событиями эксплуатационных режимов $p(L_3) = p(L_3/\text{Э}) \cdot p(\text{Э})$.

Здесь безусловные вероятности состояний АР, НПФ, НАМ в которых происходят ложные действия, определяются как произведение параметра поток этих событий на среднюю продолжительность состояний после этих событий по выражению:

$$p(\text{АР}) = \omega_{\text{ар}} m(T_{\text{алар}})$$

$$p(\text{НПФ}) = \omega_{\text{нпф}} m(T_{\text{оапв}})$$

$$p(\text{НАМ}) = \omega_{\text{нам}} m(T_{\text{нам}})$$

где $m(T_{\text{алар}})$ – средние продолжительности работы автоматики ликвидации асинхронного режима (АЛАР),

$m(T_{\text{оапв}})$ – средние продолжительности работы однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ) практически равны уставкам по времени данной аппаратуры,

$m(T_{\text{нам}})$ – средняя продолжительность процесса затухания бросков намагничивающего тока может быть принята с запасом в пределах полусекунды.

А параметры потоков состояний находятся как:

1) асинхронных режимов $\omega_{\text{ар}}$ как обратная величина средней периодичности возникновения асинхронного хода $m(T_{\text{ар}})$, вычисляемой по весьма представительной отчетной годовой статистике;

2) неполнофазных режимов $\omega_{\text{нпф}}$ как процент однофазных и двухфазных КЗ на землю, который также весьма представительен;

3) бросков тока намагничивания $\omega_{\text{нам}}$ фактически равен параметру потока действий дифференциальной защиты трансформатора или автотрансформатора, когда отключаются все его выключатели, а затем после ремонта требуется включение под напряжение на холостой ход с какой-либо стороны, т.е. можно положить $\omega_{\text{нам}} = \omega_{\text{кз}}$.

Безусловная вероятность пребывания в эксплуатационном состоянии находится как вероятность противоположного события относительно ненормальных состояний, учитываемых на защищаемом объекте (ЗО) $p(\text{Э}) = 1 - p(\text{А}) - p(\text{АР}) - p(\text{НПФ}) - p(\text{НАМ})$.

А выше проведенные условные вероятности $p(\text{О/А})$, $p(\text{И/ВК})$, $p(L_{\text{ар}}/\text{АР})$, $p(L_{\text{нпф}}/\text{НПФ})$, $p(L_{\text{нам}}/\text{НАМ})$, $p(L_3/\text{Э})$ определяются по методу селекции границ интервалов данных (СГИД) [2].

С целью сокращения вариантов выбора уставок при оптимизации в [3] был проведен структурно-режимный анализ параметра реагирования и сопутствующих характеристик, т.е. замеряемые сопротивления прямой последовательности, уставки по сопротивлению и по времени, техническую эффективность при КЗ вдоль пространства защищаемых и внешних линий. Анализ показывает, что при настройке ступенчатых РЗ сети с использованием каналов связи (подачи сигналов или дифференциального принципа) оказываются полностью исключенными функциональные отказы срабатывания и излишние действия основных ступеней, остаются только потери ложных действий. Данные построение и настройка ступенчатых РЗ используют положительные свойства существующих основных РЗ линий с обменом информацией между комплектами на их концах. Этот вариант РЗ целесообразно в дальнейшем назвать наилучшим, но дорогим из-за необходимости канала обмена. В связи с этим целесообразно рассмотреть другие менее дорогие варианты построения и настройки РЗ линии без канала обмена, но по свойствам, приближающимся в некоторой степени к наилучшему. Рассмотрение таких менее совершенных вариантов вполне возможно благодаря разработанному аппарату технической эффективности РЗ, позволяющего количественно

оценивать качество канала РЗ. Анализ дает несколько рекомендаций для настройки основных ступеней дистанционных РЗ линий на основании расчета технической эффективности:

1. настройка первой ступени путем оптимизации технической эффективности с учетом всех составляющих потерь. При этом экспертным или экономическим путем должно быть задано соотношение удельных весов между излишними и ложными действиями, с одной стороны, и отказами срабатывания, с другой.

2. настройка второй ступени и резервирующих ступеней, исходя из минимума потерь излишних действий

С использованием указанных анализа и алгоритмов в расчетной схеме электрической сети на (рис. 1) получатся результаты, представленные в (табл. 1 и 2). При расчетах были заданы значения постоянных коэффициентов токораспределения между защищаемой и предыдущими линиями, соотношения удельных весов между излишними и ложными действиями с одной стороны и отказами срабатывания с другой стороны.

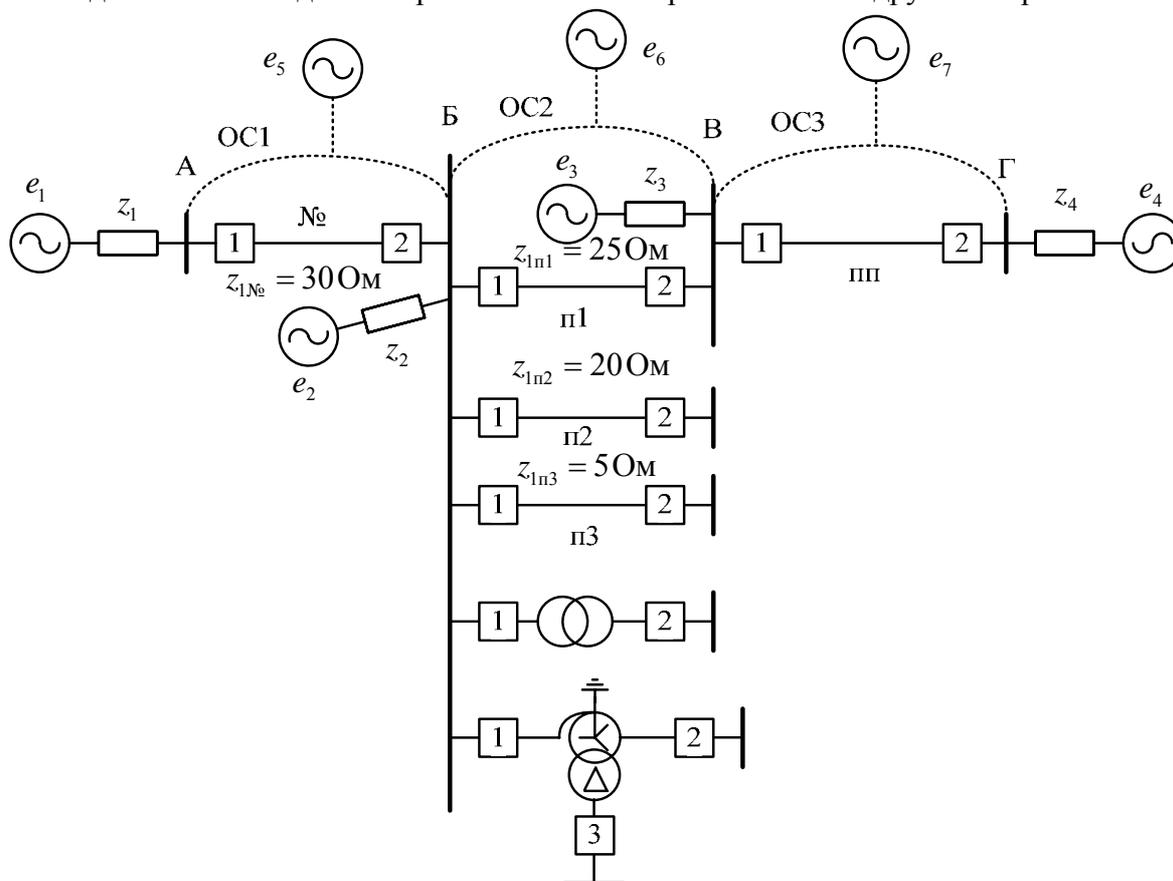


Рисунок 1. Условная схема сети для расчета технической эффективности

Таблица 1. Техническая эффективность первой ступени дистанционных РЗ линий № при варьировании уставки первой ступени Z.

Z	p(O)	p(I)	E	E*
30	$1,87 \cdot 10^{-11}$	$0,39 \cdot 10^{-11}$	$23,06 \cdot 10^{-11}$	92,35
33	$0,81 \cdot 10^{-11}$	$0,66 \cdot 10^{-11}$	$24,17 \cdot 10^{-11}$	96,49
36	0	$1,03 \cdot 10^{-11}$	$24,94 \cdot 10^{-11}$	99,59
39	0	$1,33 \cdot 10^{-11}$	$24,00 \cdot 10^{-11}$	99,67

Таблица 2. Техническая эффективность второй ступени дистанционных РЗ линий № при варьировании уставки второй ступени Z.

Z	p(O)	P(И)	E*
38,5	0	$8,57 \cdot 10^{-12}$	99,638
37,5	0	$8,31 \cdot 10^{-12}$	99,668
37	0	$8,18 \cdot 10^{-12}$	99,674
36,5	0	$8,05 \cdot 10^{-12}$	99,679
36	0	$7,92 \cdot 10^{-12}$	99,684
35,5	0	$7,83 \cdot 10^{-12}$	99,689

Из результатов видно что, настройка для первой ступени ДЗ может быть при оптимальном значении технической эффективности, а для второй ступени при минимальном значении вероятности излишних действий с учетом удовлетворительной чувствительности. При расчетах E^* в табл. 1 и 2 использовать значение $p(A_{№}^{I(M)}) = 2,497 \cdot 10^{-10}$, $p(A_{№}^{II(M)}) = 2,505 \cdot 10^{-9}$.

Заключение:

1. Представление критерии технической эффективности для оценки качество каналов ступенчатых дистанционных РЗ и математическая вероятно-статистическая модель для определения этой критерии.

2. Кроме варианта с использованием канала с обменом информацией, можно предложить новый вариант построения и настройки ступенчатых дистанционных РЗ линий без использования обменного канала: 1) с оптимальной настройкой второй и резервирующих ступеней, исходя из минимума потерь излишних действий, и 2) с оптимальной настройкой первой ступени, исходя из максимума технической эффективности.

Список литературы:

1. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 520 с.
2. Шмойлов А.В., Кривова Л.В., Стоянов Е.И., Игнатъев К.В. Вероятностный метод селекции границ интервалов данных для задач электроэнергетики // Изв. ВУЗов «Проблемы энергетики» – 2008 – № 7 – 8/1. – С. 144–155.
3. Ле Тхи Хоа, Чан Хоанг Куанг Минь, Шмойлов А.В. Анализ дистанционных защит линий и разработка рекомендаций для них настройки // Журнал Известия ВУЗов «Электромеханика» 2011. – № 6. – С.92–97.

КРЕПЛЕНИЕ ГЕРКОНОВ ДЛЯ ТОКОПРОВОДОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 6÷35 кВ

А.Б. Жантлесова, ассистент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

г. Томск, Россия

acbzh@yandex.kz

В данной работе предлагается конструкция для крепления герконов трехфазных симметричных токопроводов напряжением 6÷35 кВ [1].

Конструкция устанавливается на опоре трехфазных симметричных токопроводов напряжением 6÷35 кВ. Геркон 1 с помощью губок 2 прикрепляют на пластину 3, которая фиксирующими винтами 4 – к пластине 5. На 5 зажимами 6 устанавливается разъемный кожух 7, состоящий из передней части 8 (рис. 1) со шкалой 9, задней части 10 с пазами 11 и боковой части 12 с первым 13 и вторым круглыми отверстиями 14. Первый стержень 15 с резьбой 16 вставляется в первое отверстие 13 боковой части кожуха и отверстие 14 платформы 17, а второй стержень 18 с резьбой 19 – во второе отверстие 14, ползуны 20 платформы – в пазы 11 задней части 12 кожуха 10. Пластины 5 с герконами болтами 21 с гайками-барашками установлены на штангах 22. К конструкции в виде правильного треугольника крепятся первая и вторая штанги 22, 23 и 24.

Расположение пластины 5 с герконами можно изменять вдоль длины штанги 24 со шкалой при помощи болтов с гайками-барашками 21. Штанги 22 прикреплены к сторонам правильного треугольника крепежными болтами 25 (рис. 1). Перемещение геркона 1 на пластине влево или вправо относительно токопроводов осуществляется перемещением платформы 17 по стержню 15 с резьбой 16. Количественная оценка перемещения отражается на шкале 9 верхней части кожуха 8. Изменение расстояния между токопроводом и герконом в вертикальной плоскости достигается изменением положения кожуха 7, путем фиксации крепежного ушка 26 с помощью зажимов 6. Угол между горизонтальной плоскостью и продольной осью геркона изменяется ручкой 27, которая воздействует на пластину 3 с резьбой 32 и стержень 18 с резьбой 19. Количественная оценка изменения угла отражается на платформе 17 с градуировкой 29 через окошко 30 верхней части кожуха. Положение герконов на остальных пластинах регулируются аналогично.

Конструкция для релейной защиты трехфазных симметричных токопроводов напряжением 6÷35 кВ жестко закреплена к опоре, что уменьшает погрешности при определении тока срабатывания защиты. Дело в том, что при расчетах считается, что магнитное поле, воздействующее на геркон, создается током в прямолинейном проводнике во много раз большей длины, чем размер геркона. Данная конструкция выполнена из немагнитных материалов.

Рассмотрим, например, установку положения герконов для выполнения функций фильтра нулевой последовательности. Для этого необходимо, чтобы координаты одного из герконов на пластине 5, расположенной между фазами А и С (рис. 1), были: $\alpha_1 = \sqrt{3}/3$, $\gamma_1 = 0^\circ$, $c_1 = \sqrt{3}/3$, где α_1 – расстояние от центра О до данной пластины, γ_1 – угол между продольной осью геркона и горизонтальной плоскостью, c_1 – расстояние от фаз А и С до данной пластины. Пусть расстояние между фазами электроустановки равно один метр, а до ближайшей фазы соседней линии – 6 метров, расстояние от центра О до пластины 5 с герконами вдоль продольной оси штанги 22 устанавливаем α_1 метра, регулируем положение каждого из указанных герконов крепежным ушком 31 и фиксирующим винтом 14 и вращением ручки 31 стержня 15 с резьбой 16, устанавливаем платформу 17, так чтобы геркон был на c_1 метра от фаз А и С, угол между продольной осью одного из герконов и горизонтальной плоскостью устанавливаем γ_1 с помощью ручки 27.

Технико-экономическая эффективность заключается в экономии материальных

ресурсов и при внедрении позволяют экономить медь и сталь. Защиты на основе герконов достаточно просты.

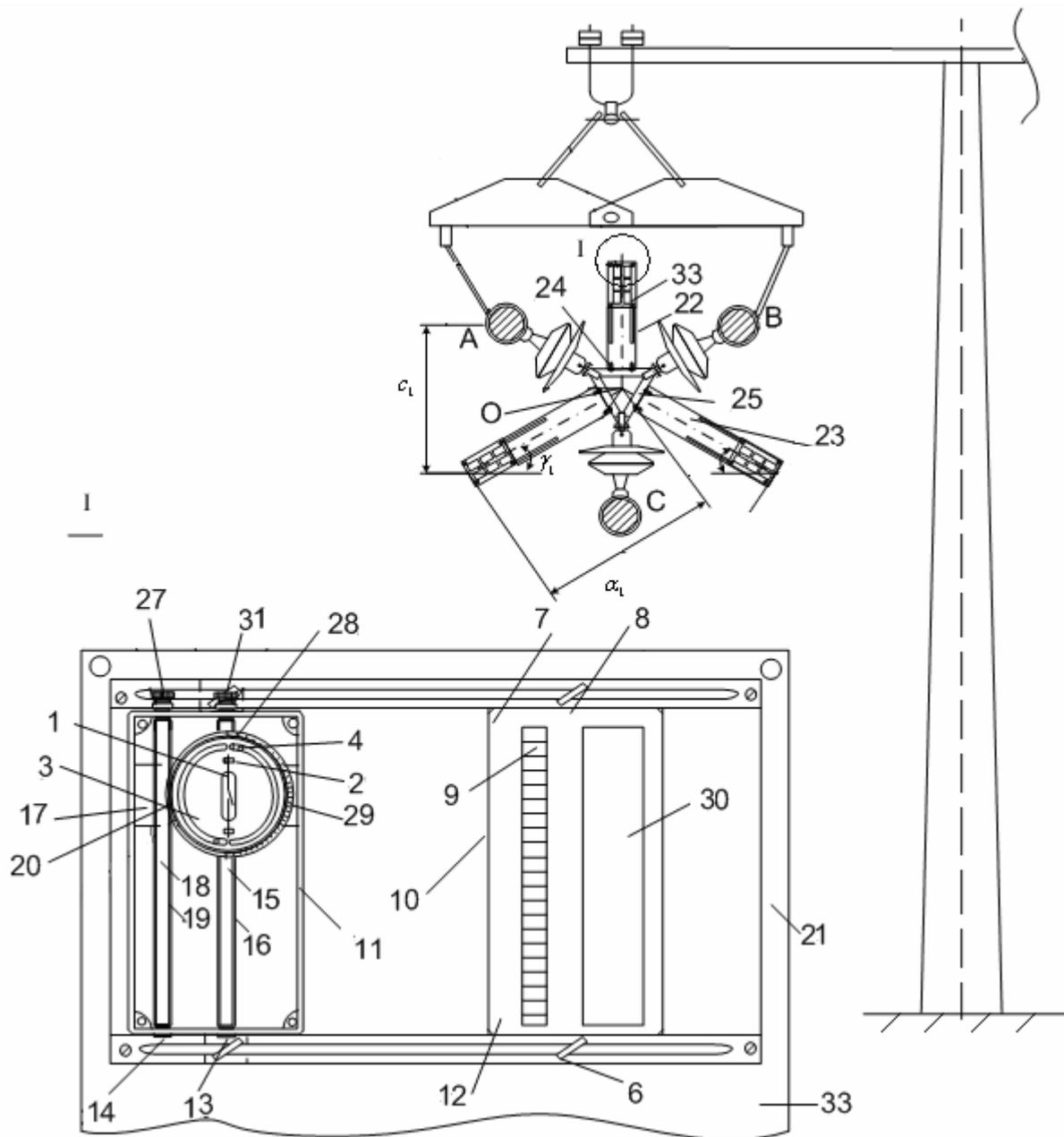


Рисунок 1. Конструкция для крепления герконов трехфазных симметричных токопроводов напряжением 6÷35 кВ

Список литературы:

1. Предварительный патент №08821 Республики Казахстан. Измерительный орган для релейной защиты трехфазных симметричных токопроводов напряжением 6÷35 кВ. / Клецель М.Я., Жантлесова А.Б., Жантлесова Б.Б. // Промышленная собственность.2005.

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛНЕЧНОЙ/ВЕТРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

М.Г. Лихачева, В.Д. Никитин, доцент, к.т.н.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

г. Томск, Россия,

malyshka_mary@sibmail.com

Наряду с достоинствами, о которых много говорят, у возобновляемых источников энергии (ВИЭ) есть принципиальные недостатки, о которых говорят мало (и не охотно). Ограничимся анализом только двух вынесенных в заголовок ВИЭ (табл. 1); капитальные затраты – пока – не исследуются.

Таблица 1. Особенности и недостатки солнечных и ветроустановок (фрагмент^{*}).

Принцип получения энергии в установках, использующих энергию	
Солнца	Ветра
<p>Солнечное излучение: в простейшем случае нагревает черный металлический (обычно –Al) лист, который отдает тепло воде для отопления или горячего водоснабжения; в кремниевой гелиобатарее преобразуется в электроэнергию (ЭЭ), так, в условиях Томска батарея МС – 14 – 10 вырабатывает в среднем 28 кВт·ч/год ($S=0,18 \text{ м}^2$, КПД $\eta = 13\%$) [3]; точнее – 27,26 кВт·ч/год. Однако солнечная батарея нагревается от падающего излучения, и при повышении температуры с 10°C до 50°C напряжение холостого хода СБ снижается с 19 В до 12 В, КПД – с 13 % до 5%. Иными словами, КПД падает в 2,6 раза. Или так: $\Delta\eta(\Delta T)^{-1} = -0,2\%/^{\circ}\text{C}$ (0,2% - от энергии, падающей на землю)</p>	<p>Ветроколесо преобразует энергию набегающего ветрового потока в механическую энергию вращения (чистота от 15 до 100 об/мин) вала генератора. В связи с изменчивостью ветра в состав автономной ВЭУ в качестве буферного устройства включается аккумуляторная батарея (АБ). Способно запасать ЭЭ только на уровне мощности, определяемой величиной зарядного тока. Избыток мощности ВЭУ над уровнем потребления нагрузкой и АБ в большинстве случаев не может использоваться полезно. Для защиты АБ от большого тока заряда в схемы включаются или неуправляемы балласт. Применение автоматически управляемой балластной нагрузки (например, электронагревательных элементов для горячего водоснабжения) увеличит выработку ЭЭ на 60-70%. Эквивалентная схема электрической части ВЭУ с управляемом балластом приведена в [4].</p>

* Полный вариант таблицы приведен в [2].

1. Тариф на электроэнергию (ЭЭ) в установках с ВИЭ

Для устранения недостатков ВИЭ приходится использовать:

- солнечные зеркала или кремниевые батареи (фотовольтаника) большой площади, либо ветроустановки, в которых длина лопасти и высота опоры десятки метров;
- устройства, аккумулирующие энергию солнца/ветра, когда энергия от ВИЭ не поступает (особенно рациональны для целей отопления и горячего водоснабжения);
- резервные (альтернативные) источники питания (ИП), обычно на угле(водо)родном сырье, если ВИЭ не дает достаточно энергии.

Применение солнечных и ветроустановок в целях освещения – задача более сложная, чем, например, отопление помещений. Вопрос о целесообразности использования ВИЭ в светотехнических установках решается сравнением стоимости единицы световой энергии (ЕСЭ) при солнечных/ветроустановках и при традиционных ИП (на ископаемом угле(водо)родном сырье). Стоимость ЕСЭ хорошо изучена и описана в литературе [5]. Если тариф на ЭЭ – фундаментальная экономическая характеристика и известен (например, в Томске сейчас одно из значений тарифа $q=1,97 \text{ руб/кВтч}$), то аналог для солнечных/ветроустановок не приводится: рекламные материалы сообщают, что «использование 5000 ветроустановок даст за год экономический эффект...». Технический

потенциал ветровой энергии ветра России превышает 50 ПВт·ч/год. Экономический потенциал составляет примерно 260 ТВт·ч/год, то есть около 30 процентов производства ЭЭ в России [6]. Формулы для базовой части тарифа приведены в табл. 2

Таблица 2. Приближенные формулы для оценки «тарифа» при использовании солнечных/ветровых установок T (срок службы, годы).

Солнечная энергетика	Ветроэнергетика
$q \approx C_{ск}(WST)^{-1}$, (1) где $C_{ск}$ - стоимость, руб, кремниевой солнечной батареи; W – годовая аккумуляция энергии излучения, кВт·ч/м ² ·год; S – площадь, м ² , кремниевой солнечной батареи	$q = (C_{ВУ} \cdot T^{-1} + C_{эксп}) \cdot W^{-1}$ (2) где $C_{ВУ}$ – стоимость, руб, ветроустановки; $C_{эксп}$ – годовая стоимость регламентных работ, руб/год; W – годовая аккумуляция энергии кВт·ч/год

2. Стоимость единицы световой энергии (ЕСЭ)

Для определения экономичности солнечных/ветровых электроустановок необходимо:

- подставить в формулу (1,2) в табл.2 соответствующие значения параметров и получить аналог тарифа на ЭЭ для солнечных/ветровых установок;
- полученное по формулам (1,2) значение тарифа использовать для нахождения стоимости ЕСЭ на основе формул, приведенных в [5] (табл.3, формула (3); применяется в случаях самодостаточности ВИЭ).

Существует нюанс, который производители и продавцы установок ВИЭ «не замечают».

Только в редких случаях ВИЭ для целей освещения являются самодостаточными:

- в речных бакенах заменили ЛН на СД (ЛПРК-01 – лампа полупроводниковая красная), а мощные аккумуляторы, на солнечные батареи, получив автономную установку [7].
- МКС питает солнечная энергия, у которой громадные «солнечные паруса» - плоскости, которых составленные из кремниевых батарей.

Но обычно осветительную установку на ВИЭ дублирует второй ИП (от стационарной сети, или дизель- бензогенератора). Потребитель фактически оплачивает помимо установки, дающим энергию от солнца/ветра, но и обычную электро-установку.

При дублировании установки с ВИЭ другим ИП стоимость ЕСЭ рекомендуем находить по приближенной формуле (4) в табл.3.

Таблица 3.Алгоритм оценки стоимости ЕСЭ [4] при использовании солнечных/ветровых электроустановок

Альтернативный (резервный) ИП для освещения	
Не используется	Используется
$G_B \approx q_B \cdot \eta^{-1} + C_{л}(\Phi\tau)^{-1}$, (3)*	$G_{B+T} \approx [(1 - \alpha)q_B + q_T]\eta^{-1} + C_{л}(\Phi\tau)^{-1}$, (4)
где q_B и q_T - тариф на возобновляемую (солнечную, ветровую и т.п.) и традиционную (обычно – угле(водо)родную) ЭЭ соответственно; α – доля времени, когда освещение работает от традиционного ИП; η - световая отдача; $C_{л}$ - стоимость лампы; Φ – световой поток лампы; τ – срок службы.	

*Формулу (3) можно рассматривать как частный (предельный) случай формулы (4) при $\alpha=0$, когда становятся ненужными (и, естественно, исключаются) все затраты, связанные с альтернативным (традиционным) ИП.

Подчеркнем, что использование солнечных/ветроустановок для целей освещения экономически целесообразно:

- при высоких значениях q_T (отдаленные поселки, гарнизоны, метеостанции, маяки и т.п.) и малых значениях α (но $\alpha \neq 0$);

- реже, чем на отопление и горячее водоснабжение, поскольку возможно $(1-\alpha)q_{\Gamma} + \alpha q_{\Gamma} > q_{\Gamma}$, тогда как теплоаккумуляторы весьма рациональны.

3. Анализ мощности фотоэлектрической станции

В работе [8] предлагается передвижная фотоэлектрическая станция (ФЭС) - модификация заявки US 2007283987 «Solar powered umbrella»; ФЭС предназначено в качестве мобильного источника электроэнергии, например, для холодильных установок. Цель настоящей работы – проверить, достаточная ли мощность ФЭС для питания подобных потребителей.

Плотность потока солнечного света в реальных условиях средних широт можно принять равной $K_1=0,3$ от солнечной постоянной (плотности излучения на земной орбите или вне атмосферы, равной $K_2=1,4$ кВт/м²).

Коэффициент преобразования солнечной энергии в электроэнергию примем $K_3=0,13$ [9].

Коэффициент заполнения фотоэлектрическими модулями (размеры: $0,7 \cdot 0,4 = 0,28$ м²) зонтичной поверхности и, следовательно, экваториальной плоскости примем равным $K_4=0,8$. Тогда имеем:

$$P_{\Sigma\Sigma} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot S(R, \alpha)$$

где $S = \pi R^2 \cos^2 \alpha / 2$, $P_{\Sigma\Sigma} = (1,4 \cdot 0,3 \cdot 0,13 \cdot 0,3) \cdot \pi R^2 \cdot \cos^2 \frac{\alpha}{2}$,

$$P_{\Sigma\Sigma} = 0,137 \cdot R^2 \cdot \cos^2 \frac{\alpha}{2}.$$

Мощность ФЭС в функции $P = P(R, \alpha)$ для $\alpha=0-30-60-90^\circ$ и $R=0,5-1-1,5-2$ м для $P \leq 0,5$ кВт представлена на рисунке [9]. На рисунке 4 изображены линии равной мощности ФЭС ($P \leq 1,5$ кВт).

Заключение

1. Проблемы использования ВИЭ носят преимущественно экономический характер; так как во многих случаях ЭЭ на ископаемое сырье стоит дешевле.

2. Предложены формулы для определения в установках, использующих энергию солнца или ветра:

- складывающегося базового значения тарифа на электроэнергию;
- стоимости единицы световой энергии, если применяется и альтернативный источник питания.

Список литературы

1. Огородников О.В. Масштабы использования солнечной энергии при строительстве / О.В. Огородников, В.Е. Губин // Энергетика: экология, надежность, безопасность: Материалы X Всерос. Научно-техн. конф. – М., 2004. – с. 277-279.
2. Лукутин О.Б. Возобновляемые источники энергии для электроснабжения отдельных потребителей Томской области / О.Б. Лукутин // Электроэнергетика, электротехнические системы и комплексы: Материалы междунар. научно-техн. конф. – Томск, 2003. – с. 272-273.
3. Юрченко А. В. Статическая модель кремниевых солнечных батарей... / А. В. Юрченко и др. // Известия Томского политехнического университета, 2009. -Т. 314. -№ 14.-е. 142-148.
4. Лукутин О. Б. Анализ искажений токов и напряжений генератора ветроэлектростанций / О. Б. Лукутин // Энергетика: экология, надежность, безопасность : Материалы X Всерос. научно-техн. конф. - М., 2004.-С. 1 26-130.
5. Никитин В. Д. Динамика стоимости единицы световой энергии как критерий научно-технического прогресса / В. Д. Никитин // Энергетика и энергосбережение. - 2005. - С. 45-49.
6. <http://ru.wikipedia.org/10>.

- 7.Бакин Н. Н. Светотехническая продукция ОАО НИИПП / Н. Н. Бакин // В сб. мат. докладов X Всеросс. совещания «Энергосбережение, энергоэффективность и энергетическая безопасность регионов России». (XII Междунар. выставка-конгресс по энергосбережению). - Томск, 2009.-С. 71-74.
- 8.Бастрон А.В. Передвижная фотоэлектрическая станция /А.В.Бастрон // Энергоэффективность систем жизнеобеспечения города : Материалы IX Всероссийской научно-практической конференции. – Красноярск : МВДЦ «Сибирь», 2009. – с. 178-181.
- 9.Юрченко А.В. и др. Статистическая модель кремниевых солнечных батарей, работающих под воздействием природных и аппаратных факторов / А.В. Юрченко и др. // Известия Томского политехнического университета, 2009. – Т. 314. - № 4. – с. 142-148.

МЕСТО АВТОНОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В ЭНЕРГОБЕЗОПАСНОСТИ РЕГИОНОВ РОССИИ

В.Л. Матюшев, О.М. Матюшева, магистранты
Научный руководитель: В.Я. Ушаков, д.т.н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
19mety87@mail.ru, olen_ka_1988@mail.ru

Интеграция экономики и энергетики России в мировые структуры сопровождается повышением чувствительности состояния национального хозяйства к экономическим и политическим воздействиям извне [1]. Эффективное использование энергетического потенциала России должно быть экономическим фундаментом подъема российской экономики.

Усиливается негативное влияние чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера на условия энергоснабжения потребителей. Последствия многих крупных аварий в энергетике усугубляются физическим износом основного оборудования и коммуникаций, поддержанию которых в удовлетворительном состоянии препятствует недостаток денежных средств.

Все это достаточно отчетливо, хотя и не в полной мере, характеризует актуальность и многогранность проблемы энергетической безопасности России.

Энергетическая безопасность страны – это состояние защищенности ее граждан, общества, государства, экономики от обусловленных внутренними и внешними факторами угроз дефицита в обеспечении их обоснованных потребностей в энергии экономически доступными топливно-энергетическими ресурсами приемлемого качества в нормальных условиях и при чрезвычайных обстоятельствах, а также от нарушений стабильности, бесперебойности топливо- и энергоснабжения [2].

Для России при ее протяженной территории, различных природно-климатических условиях в разных регионах, разной степени их обеспеченности топливно-энергетическими ресурсами принципиальную важность имеют региональные аспекты энергетической безопасности [1].

Малая энергетика позволяет потребителю не зависеть от централизованного энергоснабжения и его состояния, использовать оптимальные для данных условий источники производства энергии [3]. Малая энергетика России – это около 49 тысяч электростанций (98,6 % от их общего числа) общей мощностью 17 млн. кВт (8 % от суммарной установленной мощности всех электростанций России), работающих как в энергосистемах, так и автономно. Средняя мощность малых электростанций составляет 340 кВт.

Несмотря на относительно скромную долю малой энергетики в общем энергобалансе страны по сравнению с большой энергетикой, которой уделяется основное внимание нашей науки и промышленности, значимость малой энергетики трудно переоценить.

Во-первых, большая часть территории России не охвачена централизованным электроснабжением. На этой огромной территории проживает более 20 млн. человек, и жизнедеятельность людей обеспечивается, главным образом, средствами малой энергетики.

Во-вторых, обширной сферой применения средств малой энергетики является резервное (иногда его называют аварийным) электроснабжение потребителей, требующих повышенной надежности и не допускающих перерывов в подаче энергии при авариях в зонах централизованного электроснабжения.

В-третьих, малая энергетика может быть конкурентоспособна в тех зонах, где большая энергетика до сего времени рассматривалась как безальтернативная. Например, на промышленных предприятиях, когда постоянное повышение платы за подключение к централизованным сетям или за увеличение мощности подталкивает потребителей к строительству собственных источников энергии.

Сегодня в малой энергетике преобладающими являются дизельные электростанции (далее ДЭС). Из 49 тысяч малых электростанций России примерно 47 тысяч являются именно дизельными.

Такое широкое применение ДЭС определяется рядом их преимуществ перед другими типами электростанций, а именно: высоким КПД, полной автоматизацией всех технологических процессов, возможностью длительной работы без технического обслуживания, малым удельным расходом воды или воздуха для охлаждения, компактностью, возможностью блочно-модульного исполнения электростанций.

Главными недостатками ДЭС являются высокая стоимость топлива и ограниченный по сравнению с электростанциями централизованных систем срок службы.

Большое распространение получают рабочие дизельные электротепловые станции (далее ДЭТС), обеспечивающие комбинированную выработку электрической и тепловой энергии за счет комплексной утилизации тепловых потерь.

Коэффициент использования топлива при раздельном получении электроэнергии от ДЭС и тепла от котельной на таких объектах находится в пределах 0,45–0,65. Применение ДЭТС увеличивает этот коэффициент до 0,8–0,85.

В последнее время все большее внимание как во всем мире, так и в нашей стране уделяется газодизельным и газопоршневым электростанциям (далее ГДЭС и ГПЭС), использующим в качестве топлива природный газ.

Наряду с высокой экономичностью ГДЭС и ГПЭС обладают хорошими экологическими характеристиками, поскольку состав выхлопных газов у них отвечает самым строгим мировым экологическим стандартам. При использовании газа значительно увеличивается и ресурс собственно дизельного агрегата.

Применение ГДЭС и ГПЭС целесообразно в зонах, имеющих систему газоснабжения. В этих условиях по стоимости электроэнергии они могут конкурировать с системами централизованного электроснабжения, а по срокам окупаемости капиталовложений существенно опережать их.

В зонах без систем газоснабжения возможно применение ГДЭС и ГПЭС, использующих привозной сжиженный природный газ. Однако экономическая сторона этого варианта их применения требует дополнительного анализа.

Пока еще относительно скромное применение в малой энергетике находят газотурбинные электроустановки (далее ГТУ), эти установки имеют по сравнению с газопоршневыми установками (далее ГПУ) меньший КПД (23–39 %), увеличенный расход топлива, требуют большого количества воздуха для охлаждения, обладают высокой шумностью, хотя требуют меньших затрат на обслуживание.

В настоящее время выпускаются газотурбинные электростанции (далее ГТЭС) мощностью 2–100 МВт. Работать они могут как автономно, так и параллельно с другими источниками питания или централизованной энергосистемой.

При этом ГТЭС обладают следующими несомненными преимуществами: высоким КПД, высокой надежностью, высоким показателем наработки до капитального ремонта, коротким сроком окупаемости (1–3 года) при небольшом сроке строительства, высоким коэффициентом технической готовности, автоматизацией управления и диагностики, минимальной численностью обслуживающего персонала, высокими экологическими показателями.

В последнее десятилетие в мировой энергетике быстрыми темпами развивается технология парогазового цикла. Неоспоримые преимущества парогазовой установки (далее ПГУ) перед традиционными технологиями – снижение потребления газа на 20–30 % и увеличение КПД блока до 50–52 %.

Парогенераторы работают на природном газе, мазутном топливе, угле, лигнитах. Парогенераторы могут располагаться в котельном отделении главного корпуса теплоэлектростанции либо на открытой площадке под шатром. Энергоблоки работают надежно и эффективно с КПД на природном газе 39–40 %, на угле 37–38 %.

С каждым годом в контексте обеспечения национальной безопасности и стабильности будет возрастать роль системы атомных электростанций малой мощности (далее АЭС ММ) [4]. Депрессивные территории может спасти ядерная энергетика, но не в сегодняшнем варианте, а принципиально иная – на основе реакторов малой мощности нового поколения, с длительным циклом автономности эксплуатации, с высокой степенью заводской готовности – своеобразных «ядерных батареек» [5].

В густонаселенных районах наиболее эффективным станет подземное расположение АЭС – ПАТЭС. Подземным размещением АЭС ММ «убиваются два зайца»: станции получают защиту от любых внешних воздействий (техногенных, военных, террористических), а население и окружающая среда защищаются от последствий возможных инцидентов на АЭС.

Для малых ядерных энергоустановок проще обеспечить высокую безопасность и длительную надежность в силу их малых габаритов и низкой энергонапряженности. Кроме того, ядерная энергетика намного устойчивее в социально-экономическом плане, чем технологии на органическом топливе, весьма чувствительные к ритмичности поставок топлива.

Малые и микро-ГЭС используют энергию водных ресурсов с помощью гидроэнергетических установок малой мощности (1–3000 кВт) [6]. Малая гидроэнергетика получила развитие в мире в последние десятилетия из-за стремления избежать экологического ущерба, наносимого водохранилищами крупных ГЭС, из-за возможности обеспечения энергоснабжения в труднодоступных и изолированных районах, а также из-за небольших капитальных затрат при строительстве станций и быстрого возврата вложенных средств (в пределах 5 лет).

Кроме абсолютной экологической безопасности, у малых и микро-ГЭС немало достоинств. Современные станции просты в конструкции и полностью автоматизированы. Вырабатываемый ими ток соответствует требованиям ГОСТа по частоте и напряжению, причем станции могут работать как в автономном режиме, так и в составе энергосистемы. А полный ресурс работы станции – не менее 40 лет (не менее 5 лет до капитального ремонта).

Использование энергии небольших водотоков с помощью малых ГЭС является одним из наиболее эффективных направлений развития ВИЭ и в нашей стране. Основные ресурсы малой гидроэнергетики в России сосредоточены на Северном Кавказе, на Дальнем Востоке, на Северо-Западе (Архангельск, Мурманск, Калининград, Карелия), на Алтае, в Туве, в Якутии и в Тюменской области.

Проблемы, связанные с повышением надежности электроснабжения в регионах, охваченных централизованным энергоснабжением, могут быть решены с помощью ВИЭ [7]. Например, на случай аварийного отключения различных объектов, автономные электростанции могут использоваться в качестве резервных мощностей.

Использование ВИЭ в районах, не охваченных единой энергосистемой, диктуется непосредственно нуждами населения, потребностями развития промышленности и сельского хозяйства. Плотность населения здесь крайне мала, поэтому строить развитую сетевую инфраструктуру нецелесообразно. Зато компенсировать нехватку электроэнергии можно с помощью ВИЭ, тем более что наличие возобновляемых ресурсов это позволяет.

Солнечные электростанции (далее СЭС) могут быть использованы как для решения локальных энергетических задач, так и глобальных проблем энергетике [8]. При КПД 12 % все современное потребление электроэнергии в России может быть получено от СЭС активной площадью около 4000 м², что составляет 0,024 % территории.

Наиболее «солнечные» районы в России – это Приморье, Юг Сибири – от 4,5 до 5 кВтч/день*м², что больше чем в Германии (3,2 кВтч/день*м²) и вполне сравнимо с Италией (6 кВтч/день*м²). Другие районы, такие как Краснодарский Край, Юг Якутии, Восточная Сибирь сопоставимы с югом Франции и центральной Италией. Таким образом, по «солнечному ресурсу» часть нашей территории не уступает ведущим потребителям солнечной энергии.

Ветровая энергия может быть использована для электроснабжения и теплоснабжения удаленных децентрализованных потребителей [9]. Кроме того, она может успешно функционировать в составе единой энергосистемы.

В перспективных для применения ВЭУ регионах среднегодовая скорость ветра должна быть 4–6 м/с и более [10]. Россия располагает значительными ресурсами ветровой энергии, они сосредоточены, главным образом, в тех регионах, где отсутствует централизованное энергоснабжение.

В России ветряные ресурсы находятся вдоль береговых линий, поскольку именно здесь из-за перепада температур ветры достаточно сильны и имеют устойчивый характер [7]. Развитие ветроэнергетики целесообразно в районах Крайнего севера, побережьях и островах северных и восточных морей от Мурманска до Находки, Балтийского, Черного, Азовского и Каспийского морей и ряде других мест.

Несмотря на определенную удовлетворительность существующего и перспективного состояния топливо- и энергоснабжения по стране в целом, отдельные регионы по ряду объективных причин испытывают дефицит в энергоресурсах. Поэтому чрезвычайно важно своевременное выявление региональных проблем энергетической безопасности с целью нахождения способов их устранения или, по крайней мере, снижения их остроты [1].

Список литературы:

1. Энергетическая безопасность России / В.В. Бушуев, Н.И. Воропай, А.М. Мастепанов, Ю.К. Шафраник и др. – Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1998. – 302 с.
2. Закон РФ «О безопасности» от 05.03.1992 № 2446-1 // Экономика и жизнь. – 1994. – № 12 (июнь).
3. ОАО «Холдинг «РусЭнергоРесурс» [Электронный ресурс]. – 2006. – Режим доступа: <http://www.energyresource.ru>. – Загл. с экрана.
4. Щепетина Т.Д. Система АЭС малой мощности как фактор национальной безопасности России [Электронный ресурс]. – 2009. – Режим доступа: http://www.antiatom.ru/2009_5-7.php. – Загл с экрана.
5. Алексеев П.Н., Субботин С.А., Щепетина Т.Д. Как оживить малую энергетику // Атомная стратегия. – 2005. – №2 (16)
6. Альтернативная энергетика. Малая гидроэнергетика [Электронный ресурс]. – 2011. – Режим доступа: http://alt-energetic.ucoz.ru/index/malaja_gidroehnergetika/0-12. – Загл. с экрана.
7. Беляков А., Орлов А., Голубович А. Альтернативная энергетика в России [Электронный ресурс]. – 2009. – Режим доступа: <http://www.computerra.ru/readitorial/397704/>. – Загл. с экрана.
8. Развитие солнечной энергетика в России [Электронный ресурс]. – 2011 – Режим доступа: <http://www.energycenter.ru/article/350/1/>. – Загл. с экрана.
9. Снигирев А. Энергия будущего. – СПб.: 2008. – 36 с.
10. Полевая И. Энергия ветра. Киловатты чистой энергии [Электронный ресурс]. – 2009. – Режим доступа: <http://www.woodbusiness.ru>. – Загл. с экрана.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ КАК СПОСОБ ЗАЩИТЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ, ПЕРЕДАЧЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.

А.А. Крашенинников, магистрант, Р.А. Нунумете, магистрант
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г.Томск, Россия
andrew@capper.in

Современная энергетика — крупная высокоразвитая отрасль промышленности, тесно связанная со всеми отраслями экономики. Воздействие энергетика на биосферу проявляется на всех стадиях производства энергии: при извлечении и транспортировке ресурсов, при производстве, передаче и потреблении энергии. Например, извлечение угля связано с изменением ландшафта, с образованием шахт, карьеров, отвалов; транспорт угля — с потерями, рассеиванием твердых частиц в почву и в атмосферу. При сжигании органического топлива образуются оксиды углерода, серы, азота, соединения свинца, сажа, углеводороды, в том числе канцерогенные (например, бенз(а)пирен $C_{20}H_{12}$), и другие вещества в твердом, жидком и газообразном состоянии. Передача электроэнергии приводит к образованию мощных электромагнитных полей вблизи линий электропередачи. Работа энергетических установок неизбежно связана с выбросами тепловой энергии. Кроме того, из пользования изымаются большие площади земель, особенно при сооружении гидроэлектростанций.

Воздействие тепловых электростанций ТЭС на окружающую среду зависит от используемого топлива. При сжигании твердых видов топлива в атмосферу поступают летучая зола, частицы несгоревшего топлива, сернистый и серный ангидриды, окислы азота, фтористые соединения. В золе содержатся разные токсичные соединения — мышьяк, двуокись кремния, оксид кальция и другие. Использование жидких видов топлива (мазатов) исключает из отходов производства только лишь золу. При этом отпадает проблема золоотвалов, которые занимают значительные территории и являются источником постоянных загрязнений атмосферы в районе станции. При сжигании природного газа существенным загрязнителем являются окислы азота, но в среднем они на 20% ниже, чем при сжигании твердых видов топлива. Это объясняется не только свойствами самого топлива, но и особенностями его сжигания. Таким образом, экологический ущерб от вредных воздействий ТЭС на окружающую среду в случае использования газа будет минимальным в сравнении с другими видами топлива.

Электроэнергетика лидирует по суммарным выбросам загрязняющих веществ в атмосферу. Ее доля в суммарных выбросах загрязняющих веществ промышленности от стационарных источников достигла в 2003 г. 21,7%. В 2005 г. выбросы загрязнителей составили 5,37 млн. т, что ниже уровня 1990 г. на 2,3 млн. т. В 1999 г. выбросы загрязнителей составили 3,9 млн. т, что ниже уровня 1998 г. на 56 тыс. т. Сохранение устойчивой тенденции сокращения выбросов обусловлено увеличением до 64% доли природного газа в структуре топливно-энергетического баланса (ТЭБ). Кроме того, повышается экологическая культура эксплуатации тепловых станций, осуществляется внедрение на ТЭС технологий, направленных на повышение эффективности действующих золоулавливающих установок.

В условиях растущего дефицита природных ресурсов, увеличения масштабов и количества техногенных аварий и катастроф важнейшим направлением развития ТЭК является повышение эффективности использования ТЭР, снижение отрицательного влияния деятельности ТЭК на окружающую природную среду в целях предотвращения экологической катастрофы и создание условий для перехода на энергосбережение.

Энергосбережение является наиболее эффективным и приоритетным видом природоохранной деятельности в ТЭК, в связи с чем выделяются три его основных направления:

1. Экономия энергии в добыче, транспортировке, переработке ТЭР, производстве и распределении электро- и теплоэнергии. При реализации этого направления основной эффект может быть получен, например:

- в нефтедобыче — от более полной утилизации попутного нефтяного газа, резерв составляет до 20%;
- в перерабатывающей промышленности — увеличение глубины переработки нефти с 63 до 90% позволит сэкономить до 60 млн. т у.т./год (около 14% годового объема добычи);
- в газотранспортных системах — от замены газотурбинных приводов на компрессорных станциях электрическими;
- в теплоснабжении — от централизации, т. е. замены мелких котельных более эффективными крупными установками теплоснабжения;
- во всех отраслях ТЭК — от уменьшения потерь, а также сокращения собственного потребления ТЭР, от утилизации вторичных энергетических ресурсов (ВЭР).

2. Экономия «конечной» энергии в сфере ее использования в народном хозяйстве. Главными источниками данного направления энергоснабжения являются:

- снижение материалоемкости и, следовательно, энергоемкости производимой продукции, сокращение ее потерь (переход к новым видам оборудования и технологиям);
- использование ВЭР, вырабатываемых в различных неэнергетических отраслях народного хозяйства;
- структурная перестройка экономики в направлении увеличения доли неэнергоемких отраслей в производстве валового внутреннего продукта (ВВП) может обеспечить 50–60% необходимого прироста энергопотребления, поскольку энергоемкость продукции промышленности, строительства и сферы услуг в 8–10 раз меньше, чем в ТЭК, и в 12–15 раз меньше, чем в металлургии.

3. Замещение расхода органического топлива альтернативными энергетическими источниками. Третье направление энергосбережения должно происходить, прежде всего, в электроэнергетике, потребляющей почти 75% всего котельно-печного топлива путем все большей выработки электрической и тепловой энергии на базе использования АЭС, ГЭС, а также использования энергетических установок на возобновляемых нетрадиционных источниках энергии (геотермальная энергия, энергия солнца, ветра, биомассы и др.) [10].

Перечисленные направления энергосбережения, сопровождаемые одновременным снижением нагрузки на окружающую среду, можно классифицировать по количеству затрат, требующихся для их реализации:

- малозатратные мероприятия, связанные с рациональным использованием топлива и энергии, позволяют сократить потребление энергоресурсов на 10–12%;
- капиталоемкие мероприятия, направленные на использование энергосберегающих технологий, оборудования, приборов учета расходуемой энергии и др. (возможно снижение потребности в энергоресурсах на 25–30%).

Реализация потенциала энергосбережения и решение экологических проблем обуславливают необходимость проведения энергоэффективной политики во всех сферах народного хозяйства, расширение использования экологически более чистых видов топлива и источников энергии, законодательное регулирование в области энергопотребления, использование экономических санкций за превышение установленных нормативов загрязнения окружающей среды.

В настоящее время основная часть вырабатываемой электрической энергии производится тепловыми электростанциями, поэтому именно ТЭС представляет собой основной объект для изучения отрицательного влияния на биосферу.

Низкий уровень использования ТЭР обусловлен недостаточным совершенством применяемых классических методов преобразования топлива в электрическую энергию, низким коэффициентом полезного действия двигателей, наличием больших потерь при транспортировке и потреблении конечной энергии. Резервы экономии ТЭР в настоящее время имеются практически во всех звеньях энергетического цикла: при добыче топлива, его

транспортировке, переработке, при выработке тепловой и электрической энергии, ее передаче и использовании.

В настоящее время, электростанции ответственны за 2/3 суммарных национальных выбросов двуокиси серы (SO₂), 1/4 окиси азота (NO_x), 1/3 ртути (Hg) и 1/3 выбросов двуокиси углерода (CO₂), основного парникового газа. Эмиссии способствуют усугублению серьезных экологических проблем, включая глобальное изменение климата, кислотные дожди, смог, загрязнение водных артерий и эвтрофикации важнейших водоемов (процесса, при котором образуется переизбыток питательных веществ, что приводит к быстрому росту водных растений и подавлению других форм жизни, а также избыточному образованию ила). Те же самые эмиссии вносят свою лепту в многочисленные проблемы со здоровьем, такие как хронический бронхит и обострение астмы, особенно у детей.

В ряде европейских стран (Дания, Норвегия, Финляндия и др.) одной из составных частей энергетической безопасности является охрана окружающей среды и достижение стабилизации климата, что в значительной степени было обусловлено появлением парникового эффекта и глобального потепления климата в результате использования основных энергоносителей — угля, нефти и газа. Использование прогрессивных и экологически чистых технологий должно снизить потребление энергии в зданиях по крайней мере на одну пятую, что соответствует 40 млн. т у.т. ежегодно. Одновременно это составляет приблизительно 20% необходимого сокращения выбросов странами ЕС по обязательствам, установленным Киотским протоколом.

Значительный потенциал снижения выбросов ПГ (эффективного с точки зрения затрат) существует в государствах с переходной экономикой в системах централизованного теплоснабжения, промышленности, жилом секторе и при транспортировке энергоносителей.

Если не предотвратить потепление, то экосистемы тундры постепенно исчезнут с лица Земли. Большая часть построенных человеком сооружений в зоне вечной мерзлоты будет уничтожена, особенно это касается нефте- и газопроводов. В Соединенных Штатах уже сейчас нефтедобывающая промышленность столкнулась с большими проблемами в результате глобального потепления, поскольку вечная мерзлота на Аляске начала таять и антропогенная инфраструктура стала разрушаться. Такие последствия будут очень дорого стоить для экономики, особенно для нефте- и газодобычи в Арктике.

Не так давно в нашей стране предприняли первые попытки для реального, а не формального развития энергосбережения, хоть и с опозданием на несколько десятков лет. После принятия Федерального закона №261 «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» в декабре 2009 г., нескольких заседаний Государственного совета, посвященных этому вопросу, соответствующих Постановлений Правительства РФ в январе 2011 г. и начала реализации федеральных и региональных программ по энергосбережению.

Применительно к странам Западной Европы пятый период характеризуется тем, что только в 2009 г. реально начала действовать «Программа 20–20–20», которая была принята Европейским Парламентом ещё 17 декабря 2008 г. Свою лепту также внесли события, случившиеся после аварии на АЭС «Фукусима-1» в Японии в марте 2011 г.

Любая деятельность человека, требующая производства энергии и превращения ее в формы, пригодные для конечного использования, оказывает сопутствующие воздействия, которые при достижении определенного уровня наносят ущерб окружающей среде. Воздействия такого рода возникают как на тепловых электростанциях, преобразующих энергию различных видов органического топлива в электрическую, так и на гидравлических электростанциях, у которых в отличие от тепловых нет никаких вредных выбросов в атмосферу.

Величины загрязнений тепловыми электростанциями окружающей среды зависят от типа и мощности станций. Выбросы диоксида серы, оксида азота, оксида углерода, а также золы имеют место на всех тепловых станциях (за исключением атомных), разница заключается только в объеме этих выбросов. В окружающую среду рассеивается и более 60%

исходной энергии топлива в виде подогретой воды и горячих газов. Это является характерным показателем используемых в настоящее время термодинамических циклов. Указанные потери тепла не могут быть радикально снижены при дальнейшем совершенствовании существующей технологии паротурбинных электростанций, если не учитывать комбинированное производство тепла и электроэнергии, доля которого в общем производстве энергии ограничена. Необходимо также учитывать, что выработанная энергия в процессе ее передачи и потребления также в значительной мере превращается в тепло и рассеивается в окружающую среду — природные водоемы и атмосферу.

Список литературы:

1. Экологические проблемы энергетики / П.Н. Кашкаров // Энергетик – 2010 - № 3 – С. 23-25
2. О модернизации промышленной теплоэнергетики / В.М. Лебедев, С.В. Глухов, Е.В. Тимошина // Промышленная энергетика – 2010 - №2 – С. 2-6
3. Энергосбережение на промышленных предприятиях. Учебное пособие. / Под ред. М.И. Яворского.
4. Основы энергосбережения: Учеб. пособие / М.В. Самойлов, В.В. Паневчик, А.Н. Ковалев. 2-е изд., стереотип. - Мн.: БГЭУ, 2002. - 198 с.
5. Гарин В.М., Кленова И.А., Колесникова В.И. Экология для технических вузов.
6. Зеленая книга «Европейская стратегия безопасности энергоснабжения». European Commission, 2001.
7. Киото на пороге России: основы системы правового регулирования выбросов парниковых газов в Российской Федерации. Соловей Ю.В., под ред. Ханькова А.В. – М.: МГ «Юрист», 2003.
8. Крылов Д.А., Путинцева В.Е. Оценка выбросов в окружающую среду загрязняющих веществ газовой, угольной и нефтедобывающей отраслями России // Горная промышленность, 1997, № 6.

РЫНОЧНЫЙ СЕКТОР РОССИЙСКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

А.Л. Морозов, магистрант

Научный руководитель: В.Я. Ушаков, д.т.н., профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

г. Томск, Россия

rudnicms@sibmail.com

В статье рассматривается проблема рыночного сектора электроэнергетики, описывается специфика электроэнергии, как товара, и конкурентные оптовые рынки электроэнергии, а также проведен анализ текущего состояния и перспективы развития электроэнергетики.

Наиболее важными особенностями экономики энергосистем, вызванными спецификой электроэнергии как товара является следующее:

1) производство, доставка (передача и распределение) и потребление электроэнергии, так как произведенная продукция не может накапливаться на складах производителя, потребителя или в пути, а практически мгновенно доставляется до потребителя и потребляется им;

2) электроэнергия является в высшей степени стандартизированным продуктом— можно лишь контролировать объемы поставки в общую сеть от каждого производителя и объемы потребления из нее каждым потребителем;

3) электроэнергия, получаемая потребителем из энергосистемы, является товаром первой необходимости

4) производители вырабатывают и поставляют в общую сеть электрическую мощность точно в соответствии со своими обязательствами, но иногда допускают отклонения от своих обязательств, как потребители, так и производители.

Специфика электроэнергии как товара приводит к развитию рынка электроэнергии отличного от обычных товарных рынков.

Электроэнергетика возникла в 80-х годах XIX века, когда были построены первые небольшие электростанции на постоянном токе низкого напряжения для электроснабжения отдельных потребителей. Ввиду очевидных достоинств применения электроэнергии для освещения помещений и улиц, а также постоянно расширяющихся областей ее применения. Таким образом, электроэнергетические компании изначально были вертикально - интегрированными структурами, осуществляющими производство, передачу и поставку электроэнергии. Следующий этап развития электроэнергетики пришелся на конец XIX - начало XX века, когда были изобретены и начали применяться трехфазные электрические машины. Это позволило строить электростанции в местах расположения первичных источников энергии (гидроэнергия рек, уголь). Дальнейшее развитие электроэнергетики во всех странах вплоть до последней трети XX века преимущественно происходило в условиях низкой инфляции и ознаменовалось следующими процессами:

1) продолжалось дальнейшее слияние и укрепление отдельных независимых компаний, что позволяло за счет положительного эффекта масштаба сокращать издержки, а за счет концентрации денежных средств и привлечения инвесторов;

2) увеличение единичной мощности генерирующих установок и повышение напряжения линий электропередачи позволили постоянно снижать удельные издержки на производство и передачу электроэнергии за счет повышения эффективности электростанций и снижения потерь при передаче. По этой причине цены (тарифы) на электроэнергию оставались стабильными, а относительно цен на большинство других потребительских товаров даже снижались.

В западных странах с начала 70-х и вплоть до 90-х годов прошлого века, характеризовавшихся высокими темпами инфляции, имели место следующие процессы:

- происходил постоянный и существенный рост постоянных и переменных издержек энергетических компаний, стремившихся возместить все свои издержки через тарифы.

- потребление электроэнергии перестало расти прежними темпами и практически стабилизировалось из-за перехода на новые энергосберегающие технологии, в которых имелся неоправданный избыток генерирующих мощностей, оплачиваемых в итоге потребителями;

- в ряде стран имели место крупные системные аварии и в целях повышения надежности работы отдельных энергосистем повсеместно стали строиться межсистемные линии электропередачи, что сделало возможным торговлю электроэнергией между энергосистемами.

Все эти процессы и соображения, а также замедление роста положительного эффекта масштаба в отрасли и, в первую очередь, в генерации, поставили в повестку дня вопрос об отказе от монополии и переходе к дерегулированию и конкуренции. То есть естественными монополиями электроэнергетике являются производство электроэнергии и ее поставка, а также передача и распределение. В начале 90-х годов прошлого столетия в ряде стран (Великобритания, отдельные штаты США, страны Скандинавии и некоторые другие) были проведены реформирование и реструктуризация электроэнергетики, предусматривающих дерегулирование отрасли и переход к конкуренции.

В итоге, в настоящее время уже несколько десятков стран перешли или переходят к дерегулированию и конкуренции на рынке электроэнергии. Начался этот процесс и в республиках бывшего СССР. Однако в случае дерегулирования, ввиду важных экономических и социальных последствий реформ в электроэнергетике, необходимым представляется иметь в их составе независимый орган, ответственный за проведение реформ и нормальное функционирование рынка.

Любая энергосистема, независимо от того, работает она в условиях монопольного или либерализованного рынка, имеет технологическую структуру, показанную на (рис.1).

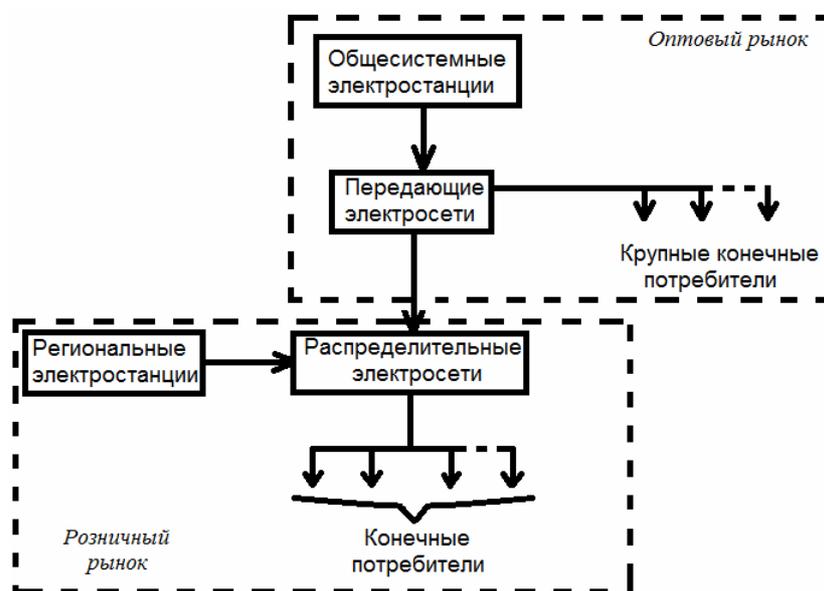


Рисунок 1. Технологическая структура энергосистемы и границы оптового и розничного рынков

Переход от монопольного рынка, когда одна вертикально интегрированная компания (ВИК) монопольно осуществляет производство, передачу, распределение и поставку электроэнергии, к конкурентному рынку, может быть осуществлен различными путями и в различных вариантах, а сферы передачи и распределения электроэнергии в любом случае должны оставаться монопольными и регулироваться государством. [1]

Но, несмотря на производство, передачу, распределение и поставку электроэнергии, обеспечение надежности энергосистемы, управление перегрузками, а также необходимое качество электроэнергии ВИК, конечным продуктом ее деятельности, подлежащим продаже, является только электроэнергия,

Рынок собственно электроэнергии состоит из двух уровней — оптового рынка и розничного рынков. Наиболее важным из них является оптовый рынок, т.к. на нем в основном формируется конкурентная цена на электроэнергию, и только на нем централизованно осуществляются балансирование энергосистемы.

Оптовый рынок является более сложным и с точки зрения его организации, т.к. возможные методы и формы оптовой торговли электроэнергией и управления рынком являются более разнообразными, что, в свою очередь, предопределяет и более сложную его структуру. [2]

Таким образом, переход от монополии к конкурентному рынку электроэнергии означает более сложную структуру, такой переход требует организации вместо единого монопольного рынка целого ряда новых рынков по торговле электроэнергией, а также новых подходов в вопросах взаиморасчетов, тарифов на передачу, управления перегрузками, балансирования энергосистемы и обеспечения качества электроэнергии и надежности энергосистемы.

С 2000х годов структура Российской электроэнергетики во многом изменилась, стараясь непрерывно обеспечить потребителей электроэнергией по минимальным тарифам, а также повысить эффективность и надежность энергосистемы.

Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» [4] (ОАО «ФСК ЕЭС») создано в соответствии с программой реформирования электроэнергетики Российской Федерации как организация по управлению Единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ЕНЭС) с целью ее сохранения и развития. Постановлением Правительства РФ от 11.07.2001 № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации». Основной ее частью «является единая национальная энергетическая сеть, включающая в себя систему магистральных линий электропередачи, объединяющих большинство регионов страны и представляющая собой один из элементов гарантии целостности государства» [5].

Был проведен анализ текущего состояния и перспективы развития электроэнергетики [3]. Статистика изношенности оборудования приведен на (рис. 2).

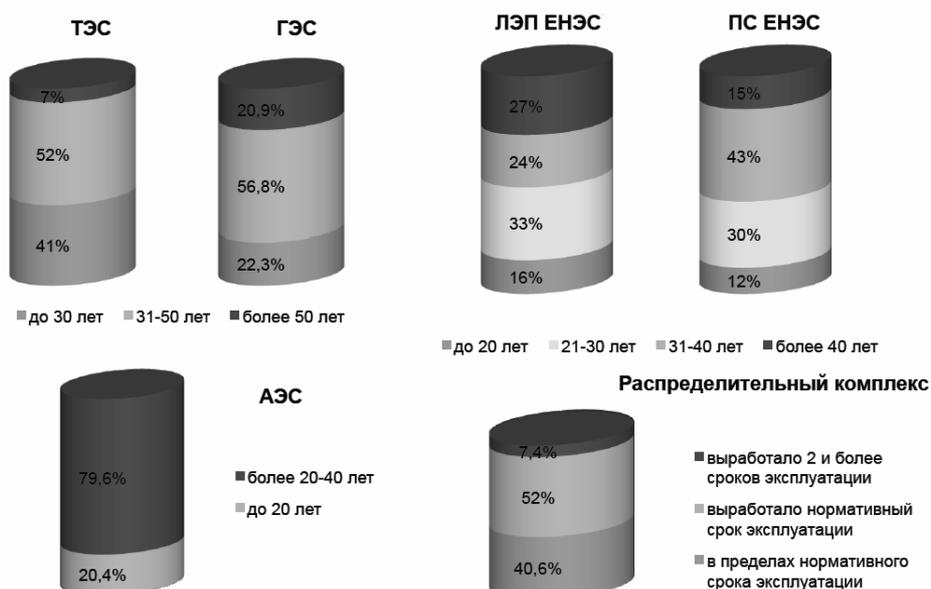


Рисунок 2. Статистика изношенности оборудования

Исходя из (рис. 2) электроэнергетика нуждается в комплексном развитии и модернизации. А высокая степень изношенности оборудования электростанций приводит к снижению: надежности работы оборудования; эффективности, КПД ТЭС в России 36.6%, в мире 39-41%, давление пара ТЭС в России 25 МПа, в мире 30-35 МПа, температура пара ТЭС в России 544-550 С, в мире 600-650 С. А следовательно потери электроэнергии в ЕНЭС в России 5%, за рубежом 3.7%. Потери электроэнергии в распределительных сетях около 8.68%.

Модернизация электроэнергетики должна осуществляться в условиях сдерживания роста цен – это является залогом устойчивости социально-экономического развития страны. В соответствии с прогнозом социально-экономического развития страны до 2030 года, перевод электроэнергетики на новый технологический уровень позволит после 2025 года добиться замедления темпа роста цен на электроэнергию.

В настоящее время, спрос на электроэнергию растет большими темпами, это поясняет (рис. 4).

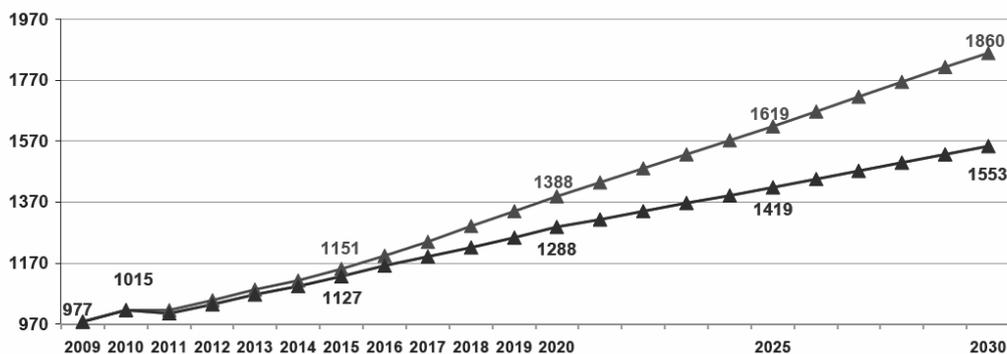


Рисунок 4. Прогноз энергопотребления до 2030 года

Из рис. 4 можно сделать вывод, что к 2030 году спрос на электроэнергию будет значительно превышать выработку, поэтому нужно не только модернизировать текущие электростанции, но и потребуются ввод новых генерирующих электростанций. По данным прогноза спрос будет превышать на 317 ГВт.

Основные технологические приоритеты модернизации и развития энергетики в 2010-2030 годах:

1. Обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения и перевод тепловых нагрузок с котельных на ТЭЦ. [6]
2. Развитие и модернизация систем централизованного теплоснабжения
3. Переход на парогазовый цикл при вводе новых и модернизации и расширении действующих электростанций на газе.
4. Вывод из эксплуатации устаревшего паросилового оборудования, в первую очередь на электростанциях, использующих газ.
5. Унификация оборудования, модульные поставки, типовое проектирование.
6. Внедрение технологий интеллектуальных электроэнергетических сетей (SMART Grid)

Список литературы:

1. Туkenov A. A. «Рынок электроэнергии: от монополии к конкуренции»
2. Журнал «Энергорынок» № 9,10,11,12 2005 г.
3. www.minenergo.gov.ru
4. www.fsk-ees.ru/about/
5. Постановление Правительства РФ от 11 июля 2001 г. № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации»
6. Журнал «Энергетика и электротехника» 18я специализированная выставка, 17-20 мая 2011г – Санкт-Петербург

УМЕНЬШЕНИЕ УЩЕРБА ПРИРОДЕ И ЧЕЛОВЕКУ ПРИ ДОБЫЧЕ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ МИНЕРАЛЬНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

А.К. Озубеков, магистрант

Научный руководитель: А.А.Сивков д.т.н., профессор

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

г. Томск, Россия

ozubekov.azamat@mail.ru

Жизнедеятельность человека невозможна без потребления энергии: она необходима для производства промышленных и сельскохозяйственных продуктов, для разработки новых технологий, да и просто для обогрева жилищ. Потребляя энергию, человек прошел путь от первого костра до атомных электростанций, освоил добычу традиционных энергетических ресурсов, таких как угля, нефти и газа, научился использовать энергию рек, освоил «мирный атом». На сегодняшний день суммарное потребление тепловой энергии в мире составляет 200 млрд. кВт/ч в год (эквивалентно 36 млрд. тонн условного топлива). В современной России общее потребление топлива составляет около 5% мирового энергобаланса [1]. Свыше 80% от всех геологических запасов органического топлива в мире приходится на долю угля, который становится все менее популярным, в связи с вредным влиянием его на окружающую среду. Кроме того, по прогнозам некоторых экспертов запасы угля будут исчерпаны к 2100 г. Уже сейчас сокращаются добыча нефти и газа, но не за счет модернизации технологий переработки нефти и газа, а за счет истощения природных ресурсов. Так к 2020 г. доля добычи нефти и газа в топливно-энергетическом балансе снизится с 66,6: до 20 %. Рост народонаселения Земли и развитие промышленности будут неуклонно увеличивать приведенные цифры. В будущем для удовлетворения потребностей человечества в энергии будет увеличиваться давление на природу, путем добычи, транспортировки и потребления еще больших объемов минеральных энергоресурсов (таблица 1) [2]. Данное развитие и потребление будет негативным образом отражаться на природе, а мы, как ее часть, там же будем подвержены негативному воздействию. Уже сегодня природе наносится колоссальный ущерб. В 1980 году более 100 миллионов тонн CO₂ было выброшено в атмосферу в восточной части Северной Америки, Европы, западной части СССР и крупных городах Японии. Выбросы CO₂ в развитых странах в 1985 году составили 74 % от общего объема, а доля развивающихся стран составила 24 %. Ученые полагают, что к 2025 году доля развивающихся стран в производстве углекислого газа возрастет до 44 %. В конце XX века Россия и страны СНГ значительно сократили выбросы в атмосферу CO₂ и других тепличных газов, что прежде всего объясняется падением уровня производства. Тем не менее, с началом XXI века Россия практически достигла прежних объемов выброса в атмосферу тепличных газов.

Таблица 1. Современное состояние и прогноз структуры мирового производства ископаемых топливно-энергетических ресурсов, Мт.у.т.

	2009	2015	2030
Уголь	3184	3828	4887
Нефть	4093	4234	5009
Газ	2512	2801	3561

Потребление природных ресурсов растет быстрыми темпами. Если в 1913 г. в среднем на каждого жителя нашей планеты приходилось 4,9 т различных природных ресурсов, в 1940 г.- 7,4 т, в 1960 г.- 14,3 т, то в 2010 г. их количество достигло более 45 т на человека [3]. Для своих нужд человечество использует 13% речного стока, из земных недр ежегодно добывается около 100 млрд. т полезных ископаемых. Производство электроэнергии удваивается примерно каждые 10 лет. Время, когда природа казалось неисчерпаемой,

миновало. Грозные симптомы разрушительной деятельности человека с особой силой проявились пару десятилетий назад, вызвав в некоторых странах энергетический кризис. Стало ясно, что ресурсы энергоносителей ограничены. Постоянными источниками загрязнения, связанными с добычей и транспортировкой нефти и газа, становятся газовые факелы, установки подготовки нефти, газокomppressorные станции, технологический транспорт. Для охраны невозполнимых минеральных ресурсов необходимо совершенствовать способы их добычи (в земных пластах при современных способах добычи остается 25 % руд черных и цветных металлов, 50-60 % нефти, 40 % угля), более полно извлекать из руд все содержащиеся в них элементы, использовать полезные ископаемые только по назначению.

Для решения энергетической проблемы следует прибегнуть к использованию нетрадиционных источников энергии [4]. К ним относятся: тепло Земли (геотермальная энергия), Солнца (в том числе энергия ветра, морских волн, тепла морей и океанов), а также «малая» гидроэнергетика: морские приливы и отливы, биогазовые, теплонасосные установки и другие преобразователи энергии.

Общее количество солнечной энергии, достигающее поверхности Земли в 6,7 раз больше мирового потенциала ресурсов органического топлива. Использование только 0,5 % этого запаса могло бы полностью покрыть мировую потребность в энергии на тысячелетия. На сегодняшний день технический потенциал солнечной энергии в России (2,3 млрд. т. усл. топлива в год) приблизительно в 2 раза выше сегодняшнего потребления топлива. В России потенциал ветровой энергии – 80 трл. кВт/ч в год, а к примеру, на Северной Кавказе – 200 млрд. кВт/ч (62 млн. т. усл. топлива). Эти величины существенно больше соответствующих величин технического потенциала органического топлива. Но нетрадиционные источники энергии имеют свои недостатки, такие как нестабильность, цикличность и неравномерность распределения по территории.

В своей экологической политике Россия исходит из необходимости обеспечения всеобщей безопасности и развития международного природоохранного сотрудничества в интересах настоящего и будущих поколений. Именно поэтому в Законе РФ «Об охране окружающей природной среды» международное сотрудничество провозглашено одним из принципов охраны окружающей среды [5].

В целях охраны флоры и фауны учреждена Международная Красная книга, в которую включаются редкие и исчезающие виды растений и животных, нуждающиеся в особой охране. Национальные Красные книги заведены во многих странах мира, в том числе и в России, а также в ряде ее субъектов.

Ниже, в таблице 2 приводятся затраты на охрану окружающей среды.

Таблица 2. Затраты на охрану окружающей среду по данным МВФ за 2010 г. (в процентах к ВВП)

Страны	Затраты на охрану окружающей среды
Россия	0,9
Болгария	2,1
Великобритания	1,0
Германия	0,5
Греция	0,5
Испания	0,9
Италия	0,8
Казахстан	0,1
Украина	0,2
Финляндия	1,1
Франция	0,9
Чехия	1,9

Общий объем затрат на охрану окружающей среды в РФ в 2010 году составил 372,4 миллиарда рублей, увеличившись на 8,44% по сравнению с 2009 годом.

Важную роль в выработке путей разрешения глобальных экологических конфликтов играют конференции ООН по проблемам окружающей среды и развития. Так, например, проходившая в 1972 г. в Стокгольме конференция сосредоточила внимание государств-участников на важнейших проблемах, стоящих перед мировым сообществом: был обозначен новый путь развития мирового сообщества – путь устойчивого развития (sustainable development).

В конференции ООН, проходившей на уровне глав государств и правительств в 1992 г. в Рио-де-Жанейро, приняли участие главы 114 государств и дипломаты из 178 стран мира, представители 1600 неправительственных организаций. На ней было установлено, что проблемы окружающей среды и развития не могут рассматриваться отдельно друг от друга, и принято решение о необходимости перехода мирового сообщества на путь устойчивого развития. Интересно отметить, что понятие “устойчивое развитие” – весьма неточный перевод англоязычного термина sustain – поддерживать, подкреплять. Таким образом, термин sustainable development следовало бы переводить как “поддерживающее или сбалансированное развитие”. Однако в отечественной литературе укоренилось понятие “устойчивое развитие”.

Данное понятие впервые использовано во Всемирной стратегии охраны природы. В 1986 г. в рамках Международной геосферно-биосферной программы была сформулирована цель стратегии устойчивого развития – выработка основных путей и приспособления к глобальным изменениям.

21 октября 1991 г. Всемирная стратегия охраны природы была провозглашена и принята в Москве. В тот же день она была утверждена еще в 60 странах мира. Официальное название этого документа – “Забота о Земле – стратегия устойчивого существования”.

Хотелось бы отметить, что в настоящее время понятие устойчивого развития включает взаимосвязь экономических, социальных и экологических компонентов развития, а также потребность в сотрудничестве на разных уровнях. Экологическая политика государств, в том числе и России, преимущественно строится на принципах устойчивого развития. В ООН создана Комиссия по устойчивому развитию.

Список литературы:

1. Ceadedien A. The Global Concept Of Landfill Gas Expoitation. – Brussels: ECSC-EEC-EAEC
2. IEA World Energy Outlook 2009, Reference Case
3. <http://eco.ria.ru>
4. <http://www.alternatesource.ru/>
5. <http://www.prom-ecologi.ru>

ПРОБЛЕМЫ ВНЕДРЕНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОМПАКТНЫХ ЛЮМИНЕСЦЕНТНЫХ ЛАМП В БЫТОВЫХ УСЛОВИЯХ

А.В. Печатнов, студент

Научный руководитель: М.В. Яценко, к.б.н., доцент
ФГБОУ ВПО «Алтайский государственный университет»,
г. Барнаул, Россия
m37a0777@yandex.ru

В последние годы проблема энергосбережения становится особенно острой. Весь мир предпринимает большие усилия по внедрению инновационных технологий и решений, позволяющих сократить потребление электроэнергии. Правительства разных стран принимают новые законы и проекты по энергосбережению. Не смотря на достаточность топливно-энергетических ресурсов в нашей стране (по сравнению с европейскими странами) совершенно не должна предусматривать энергорасточительность, т.к. только энергоэффективное хозяйствование при открытой рыночной экономике является важнейшим фактором конкурентоспособности российских товаров и услуг. Перед обществом поставлена очень амбициозная задача - добиться удвоения валового внутреннего продукта (ВВП) за 10 лет, но решить эту задачу, не изменив радикально отношение к энергоресурсосбережению, не снизив энергоемкость производства, не удастся [1]. Также президентом РФ поставлена стратегическая задача (Указ № 889 от 4 июня 2008 года «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики») – сократить энергоемкости отечественной экономики на 40% к 2020 году. Требуемые для внутреннего развития энергоресурсы можно получить не только за счет увеличения добычи сырья в труднодоступных районах и строительства новых энергообъектов но и, с меньшими затратами, за счет энергосбережения непосредственно в центрах потребления энергоресурсов - больших и малых поселениях, в т.ч в жилищно-коммунальном секторе. На сегодняшний день на освещение в коммунально-бытовом хозяйстве расходуется более 15 % всей электроэнергии.

Сегодня потребителю предоставляется огромный выбор источников искусственного освещения (ИИО). На сегодняшний день основным источником освещения в коммунально-бытовом хозяйстве являются лампочки накаливания. Эта технология не изменялась за последние 50 лет. В то же время в последние десятилетия появились новые технологии освещения, имеющие такие же функциональные характеристики, но обладающие существенно лучшими параметрами по экономичности и долговечности [1]. Наиболее распространены для использования в быту люминесцентные, компактные люминесцентные (КЛЛ), светодиодные лампы. Из них КЛЛ наиболее доступны для потребителей. Таким образом население чаще всего для освещения в быту выбирают лампы накаливания или КЛЛ.

Электронное устройство компактной люминесцентной лампы обеспечивает ее мгновенное включение и работу без мигания. Электрическое поле между электродами заставляет пары ртути, которая входит в состав этих ламп, выделять невидимое ультрафиолетовое излучение. Нанесенный на внутренние стенки стекла люминофор преобразует ультрафиолетовое излучение в видимый свет. Подбирая сорт люминофора, можно изменять цветность света лампы [1]. Лампы накаливания представляют собой источники света, работающие по принципу температурного излучения. Типичная ЛН состоит из стеклянной ножки с нитью накаливания, стеклянного баллона и цоколя. В качестве нити накала используется одинарная или двойная спираль из вольфрама, нагреваемая электрическим током до температуры 2200-3000°С.

Для проведения эксперимента использовались КЛЛ мощностью 15 Вт (эквивалентно 75 Вт лампы накаливания) различных фирм, теплового спектра и лампы накаливания мощностью 75 Вт. Проводилось исследование отношения падающего светового потока к

величине поверхности (Лк) в зависимости от конструкционных и технических особенностей, а также его изменения в процессе эксплуатации КЛЛ. Это позволяет определить насколько данный источник искусственного освещения эффективен.

В ходе эксперимента было выявлено:

1. Световой поток лампы накаливания соответствует световому потоку КЛЛ холодного белого света спиралевидной формы. У КЛЛ теплого белого света световой поток ниже лампы накаливания, а у дневного белого выше.

2. КЛЛ не зависимо от конструкции имеют период разгорания. У спиралевидных ламп оптимальная светоотдача достигается в течении 40-60 с., а у U – образные включаются с задержкой по времени и оптимальная светоотдача достигается в течении 60 – 90 с.

3. Рабочая температура КЛЛ намного ниже-около 60°C , чем у лампы накаливания (250°C), т.е пожаробезопасна.

4. По тепловому световому спектру КЛЛ наиболее приближены к естественному солнечному (в зависимости от модели до 6400 К).

5. В процессе эксплуатации через 800 часов световой поток у КЛЛ снижается на 15 %.

6. Поскольку напряжение в бытовой осветительной сети отличается от номинального рабочего напряжения КЛЛ, то при измерении потребляемой мощности при реальном напряжении (230 В), было выявлено, что лампа накаливания с номиналом 75 Вт – потребляет 63,3 Вт, а КЛЛ с номиналом 15 Вт – потребляет 12,1 Вт.

7. В пересчете на реальную потребляемую мощность и при стоимости 1кВт/ч – 3 руб. КЛЛ (при стоимости 100 руб.) окупаются через 600 ч.

Полученные исследования показывают высокий экономический эффект от использования КЛЛ. Однако в корпусе КЛЛ содержится ртуть. В обычных условиях ртуть – тяжелый жидкий металл, весьма агрессивный по отношению к различным конструкционным материалам, что вызывает коррозию и разрушение производственных, транспортных и бытовых объектов и изделий. Атомы ртути способны прочно связываться с атомами углерода, что приводит к образованию ртутьорганических соединений (например, метилртути), чрезвычайно опасных для живых организмов. По своему воздействию на организм человека ртуть принадлежит к числу тиоловых ядов, нарушающих белковый обмен и ферментативную деятельность. Она токсична (ядовита) для человека практически в любом своем состоянии и отличается широким спектром и разнообразием проявлений вредного действия. Наряду с отравлениями ртуть и ее соединения влияют на половые железы, воздействуют на зародыши, вызывают пороки развития и уродства, приводят к генетическим изменениям у людей. Особенно сильно ртуть поражает нервную и выделительную системы. Воздействие ртутьорганических соединений приводит к тяжелым поражениям центральной нервной системы (нервные клетки могут полностью разрушаться), мышечным расстройствам, нарушению зрения и слуха, расстройству речи, к боли в конечностях. Эти явления практически необратимы и требуют длительного лечения, хотя бы для их снижения. Для производственных условий наиболее типичны именно хронические отравления людей [2].

По гигиеническим нормативам Минздрава России предельно допустимая концентрация (ПДК) ртути в атмосферном воздухе населенных мест составляет $0,0003\text{ мг/м}^3$ [4], и этот элемент относится к 1 классу опасности. В паспорте КЛЛ указано, что содержание Hg около 3 мг на 1 лампу [3]. Таким образом при разбитии КЛЛ в жилом помещении происходит многократное превышение норм ПДК. В большинстве регионов централизованная утилизация КЛЛ отсутствует, что ведет к тому, что указанный опасный элемент попадает в окружающую среду: атмосферу, почву, водные объекты, что ведет к ухудшению здоровья населения, нарушению экосистем и может привести к экологическим бедствиям.

Кроме того недостаточная распространенность КЛЛ связана не только с проблемой утилизации. Население не доверяет рекламе, упаковкам, на которых указано, что КЛЛ служит дольше, экономически выгоднее. Также немаловажную роль играет привычка

потребителей тратить на освещение своей квартиры меньшие суммы. К тому же на многих сайтах организован сбор подписей против введения запрета на оборот на территории РФ электрических ламп накаливания мощностью 75 Вт и более. Все эти факторы ведут к усугублению проблемы введения энергосберегающих технологий в быту.

Список литературы:

- 1.«ЭнергоСовет» [портал] URL: <http://www.energsovet.ru/stenergo.php?idd=13> (дата обращения 18.08.2012)
- 2.В.И. Бабков-Эстеркин, А.В. Кузнецов Проблемы ртутного заражения твердых бытовых отходов // Материалы семинара №8 симпозиума «Неделя горняка-2008». Москва, - 2009. с185-187.
- 3.Паспорт компактная люминесцентная лампа (КЛЛ) со встроенным электронным пускорегулирующим аппаратом ТМ UNIVersal
- 4.ГН 2.1.6.1338-03 Гигиенические нормативы Минздрав России Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.
- 5.ГН 2.1.7.2041-06 Гигиенические нормативы Минздрав России Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве

АНАЛИЗ МИРОВОГО РЫНКА УГЛЕВОДОРОДОВ

А.А. Филонов, А.С. Иванов, магистранты
Научный руководитель: Л.П. Сумарокова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
filonov.alexej@gmail.com, kelevra@tambo.ru

Современная индустрия отличается повышенной потребностью в энергии. Сырьевые ресурсы, а именно топливные углеводороды стали главными источниками энергии, а поэтому самым важным звеном в промышленности.

Нефтедобывающая – как и газодобывающая – отрасль в настоящее время переживает время определения приоритетов: с одной стороны привычный экстенсивный характер добычи ресурсов уже не оправдывает себя, так как остается все меньше месторождений удобных для разработки и уже затраты на добычу мало покрывают прибыль от оборота добытого, с другой стороны направление, способствующее повышению эффективности добывающего производства, предусматривает увеличение ресурсного, производственного и экономического потенциала и определяется совершенствованием механизмов реализации организационных и экономических резервов.

Для решения проблемы перехода «количественного» характера добычи к «качественному», необходимо создать определенные организационные и экономические условия, что позволит продлить экономически оправданный срок разработки и эксплуатации уже разрабатываемых месторождений. В то же время для успешного дальнейшего развития нефтедобывающей отрасли необходимы инвестиции порядка 10 млрд. долларов США ежегодно. В связи с этим, большую актуальность приобретает активизация инновационно-инвестиционной деятельности нефтедобывающих предприятий, а также промышленное освоение истощенных нефтяных месторождений малыми предприятиями.

Что же касается газовой промышленности, то сейчас она переживает новое рождение: в новой для себя роли и новых – глобальных – масштабах. [4]

Идея экологически чистой энергетики приводит не только к усовершенствованию технологий извлечения и утилизации ресурсов, но и к увеличению доли использования тех видов топлив, которые в наименьшей степени загрязняют окружающую среду. Из ископаемых топлив таким является природный газ – единственный углеводородный источник энергии, который приводит к сокращению доли углерода в мировом производстве энергии, что уменьшает негативное влияние на окружающую среду. Поэтому значение газа именно теперь, когда наращивание использования других видов энергоресурсов может привести к катастрофическим последствиям для экологии, особенно велико. И именно сейчас рассматривается задача о производстве и потреблении природного газа в контексте современного состояния экономического сектора всей мировой индустрии. [1]

Целью данной работы является анализ текущих тенденций на мировом рынке углеводородов и оценка перспектив его развития.

Несмотря на то, что в течение последних 30 лет роль мирового рынка нефти в мировой экономике оставалась исключительно высокой, сам рынок вследствие различных геополитических процессов претерпевал практически революционные изменения: трансформировалась его структура, степень либерализации, принципы ценообразования. И на начало XXI века нефть остается важнейшим мировым энергетическим ресурсом и крупнейшим объектом международной торговли. Вместе с тем нефть является исчерпаемым ресурсом и по имеющимся относительно новым прогнозам при текущем уровне добычи мировая обеспеченность нефтью составляет, по крайней мере, порядка 40-50 лет. [3]

Самые большие запасы нефти – около 25 % всех мировых запасов – находятся на территории Саудовской Аравии. Доказанные запасы нефти в России составляют примерно 5,5% мирового – около 8 млрд. тонн, в США – около 4 млрд. тонн (2,2 % общемировых). [2]

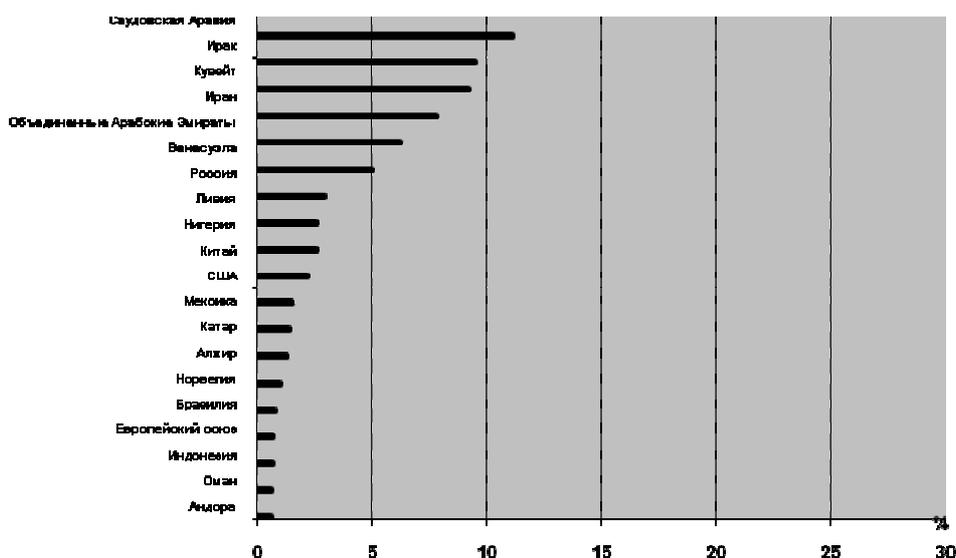


Рисунок 1. Крупнейшие доказанные нефтяные запасы в % от общемировых

Вполне обоснованно мировой рынок нефти традиционно характеризуется высокой степенью монополизации: на 18 крупнейших нефтедобывающих компаний приходится около 60 % мировой добычи нефти, причем только 5 из них являются частными компаниями, а остальные – государственные. Эти компании и формируют объемы поставок ресурсов исходя из существующего спроса и предложения; соответственно они формируют и цены на эти ресурсы.

На мировом рынке есть ряд факторов, оказывающих влияние на спрос и предложение нефти, что в свою очередь формирует ее стоимость. Важнейшими факторами, влияющими на спрос, являются: динамика развития мировой экономики, коммерческие запасы в странах ОЭСР, а также климат в странах – основных потребителях нефти. [1]

В формировании спроса и предложения нефти важнейшими являются объемы предложения странами ОПЕК, а также нефтяная политика других стран – крупных экспортеров нефти.

В долгосрочном плане важнейшими факторами – индикаторами в формировании цен на мировом рынке нефти, влияющими на нефтерынок, являются:

1. Повышение эффективности потребления топливных ресурсов, а также усиление роли энергосберегающих технологий в хозяйственной деятельности развитых и развивающихся стран мира за счет научно-технического прогресса. В последнее время наблюдается тенденция снижения энергоемкости развитых стран.

2. Динамика прироста мирового населения.

3. Все возрастающую роль начинает играть экологический фактор.

В общем положении дел ожидается, что мировая нефтедобыча из традиционных источников в период между 2012 и 2020 годами достигнет своего пика, а затем начнет постепенно снижаться. Поэтому в период до 2020 года начнут усиленно осваиваться, несмотря на значительные финансовые издержки, «нетрадиционные» источники энергии, как перспективный, но пока недостижимый, аналог углеводородного сырья.

В общепланетарном масштабе потребление нефти, как ожидается, увеличится до 5264 млн. тонн к 2020 году. Конкретнее – в региональном разрезе – больший прирост спроса на нефть будет в Азии. Собственные запасы в этих странах будут истощаться, и рост экономики вызовет рост спроса на нефть. В Европе в целом запасы Северного моря также будут истощаться, а умеренный рост в 2-3 % и переход на природный газ обусловит более умеренный рост спроса на нефть. [2]

Итак, учитывая выше сказанное, можно уверенно говорить о том, что:

• Ситуация на мировом нефтяном рынке и реальные интересы его основных участников позволяют прогнозировать стабильно высокий уровень на нефть в ближайшей перспективе.

• Нефть в период до 2020 года будет доминирующим источником энергии.

• Основными импортерами нефти в среднесрочный период будут страны Юго-Восточной Азии, Центральной и Восточной Европы.

• Во избежание монопольной зависимости мировой экономики от нефти ОПЕК, часть государств будет стремиться к диверсификации источников нефтеснабжения, что в свою очередь обусловит возможность освоения относительно труднодоступных месторождений, альтернативных нефти ОПЕК. [2]

Мировые доказанные запасы природного газа составляют около 190 трлн. м³. Среднемировая обеспеченность запасами природного газа составляет около 63 лет. При этом потенциальные запасы газа оцениваются намного выше. И абсолютными лидерами по доказанным запасам среди стран являются Россия, Иран и Катар – в сумме эти три страны контролируют более 50 % мировых запасов этого энергетического и минерального сырья. [6]

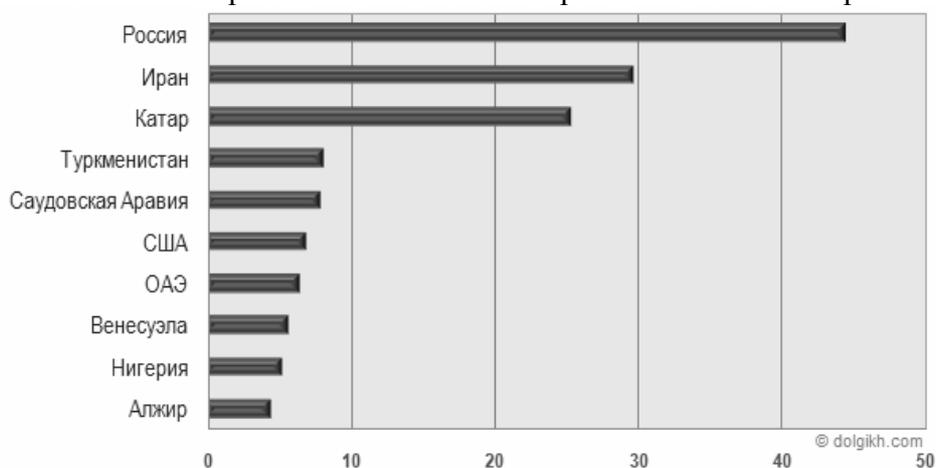


Рисунок 2. Десятка стран-лидеров по доказанным запасам природного газа

Несмотря на начавшийся экономический и финансовый кризис и последующую за ним рецессию, последствия которой ощущаются и по сей день, мировая добыча природного газа достигла рекордного значения – 3,1 трлн. м³. По этому показателю, как и по запасам, лидирует Россия – 601,7 млрд. м³. На втором месте идут США – 582,2 млрд. м³. В сумме на эти две страны приходится более 38 % мировой добычи природного газа.

Таким образом, мировыми лидерами по добыче газа являются Россия и США. В то же время у них существуют и наиболее серьезные проблемы с перспективой добычи природного газа: США имеет крайне низкую обеспеченность этим углеводородным ресурсом, а Россия стоит перед необходимостью привлечения крупных инвестиций в разработку новых месторождений (в первую очередь на континентальном шельфе), для которых характерна высокая себестоимость добычи, и, следовательно, крайне низкая рентабельность.

В то же время мировая добыча природного газа последнее десятилетие увеличивается высокими темпами со средним приростом в 3-4 % в год. Эта тенденция будет, по-видимому, продолжаться и в перспективе. И за последние 20 лет доля природного газа в мировом энергетическом балансе выросла с 19 % до 24 %. По прогнозам ряда экспертов, она будет и далее постепенно возрастать до 26-28 % к 2020 г. и 30 % к 2050 г.

Что касается потребления природного газа по миру, то за период с 2000 года по настоящее время его объемы выросли на 35 %. Экологичность, экономичность и технологичность этого энергоресурса и сырья обуславливают высокие темпы роста спроса на него и в будущем. По различным оценкам темпы увеличения его потребления в целом по миру и далее составят 2,5-3 % в год. [8]

Среди факторов спроса на природный газ определяющими являются темпы развития мировой экономики и ее энергоемких отраслей – электроэнергетики, химической промышленности, металлургической промышленности и некоторых других. Также на спрос влияет потребление сферы услуг, общественного сектора и домашних хозяйств. В этих сегментах экономики наблюдается разнонаправленное воздействие многих факторов. С одной стороны, новые энергосберегающие технологии и товары, появляющиеся на рынке, понижают спрос на природный газ, а с другой стороны, увеличение энерговооруженности сферы услуг, общественного сектора и домашних хозяйств ведет к его росту. [7]

Проанализированные данные однозначно говорят о том, что текущая мировая ситуация в отрасли производства, распределения и потребления углеводородов носит скорее экстенсивный характер, который рано ли поздно поставит мир перед фактом истощения энергоресурсов. А жизнь современной индустрии просто невероятна без «нефтяной крови» и «метанового воздуха». Уже сейчас все мировое сообщество находится на легкой стадии беспокойства по поводу обозримого «голодного» энергетического будущего, хотя, как уверяет научное сообщество, неразведанные запасы нефти много превышают мощности открытых месторождений, а запасы газа еще более внушительны - за счет разработки шельфовых месторождений и освоения, к примеру, попутного нефтяного газа.

Памятуя о знаменитом сговоре Менделеева «Топить нефтью – все равно, что топить ассигнациями», так точно отражающем текущие энергетические проблемы, можно заметить, что тенденции в мире меняются, и доля добычи и применения природного газа в мировом энергопроизводстве все увеличивается, причем куда более быстрым темпом, нежели добыча нефти. Отчасти это связано с тем, что существующие запасы газа намного превышают запасы нефтяных месторождений.

В итоге, реальная ситуация, как, впрочем, и перспективная, на рынке углеводородов сохраняет свой чисто потребительский характер, и выражается лишь во все увеличивающихся объемах добычи и потребления этих энергоресурсов. Не будем ударяться в пессимизм – и без нас этим давно занимаются другие – и рисовать картины глобального энергетического коллапса, однако даже в сухом статистическом остатке прослеживаются тенденции к выработке открытых уже ресурсов, опережающей разведку новых запасов. Этот факт, а также все обостряемая в мире проблема экологической безопасности, переводят направление мировой технологической мысли на поиск альтернатив ископаемым видам топлива. Нечего даже говорить, что возобновляемая и малая энергетика смогут решать задачи, которые энергетика углеводородная сжигает в прямом смысле слова, - только если в далеком будущем. Но хочется надеяться, что будущее это – чистое, светлое, высокотехнологическое – наступит скорее, чем за нехваткой топлива человечество вновь примется сжигать леса и торф.

Список литературы:

1. Ресурсы глобальной сети Интернет: www.ereport.ru – Обзор мировых рынков.
2. Воронина Н. Мировой рынок нефти: тенденции развития и особенности ценообразования // Практический маркетинг. – №10.
3. Ресурсы глобальной сети Интернет: www.oil-resources.info – Нефтяные ресурсы.
4. Ресурсы глобальной сети Интернет: www.globfin.ru – Новости мировой экономики.
5. Ресурсы глобальной сети Интернет: www.analyticsmz.ru – Аналитические записки.
6. Ресурсы глобальной сети Интернет: www.dolgikh.com – Аналитика рынка природного газа.
7. Кириллов Н. Проблемы российской энергетики в начале XXI века // Экологические системы. – №4.
8. Кузнецов А.М., Савельев В.И. Мировой рынок природного газа: современные тенденции и перспективы развития // Научные школы МГИМО.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ЭКОЛОГИЧНОСТИ СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА

Д.С. Лазуткин, магистрант
Научный руководитель: Ю.Н. Исаев, д.ф.-м.н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
dimonrv90@mail.ru

В подавляющем большинстве случаев промышленного сжигания топлива основным принципом повышения эффективности является максимально возможное использование его теплоты сгорания Q_p . Основными составляющими потерь традиционно являются располагаемая теплота отходящих газов q_2 и так называемый химнедожог q_3 . Оба этих показателя тесно связаны с коэффициентом избытка воздуха, а в факеле горящего топлива.

Микропроцессорная техника, доступная для широкого применения в практике промышленного сжигания топлива, активизировала полемику о принципах коррекции избытка воздуха, подаваемого на горение. Именно такая коррекция лежит в основе управления экономичным и экологичным сжиганием топлива.

Введение компенсирующих контуров непосредственно в схему регулирования непрактично. Повсеместно используется прямое измерение коэффициента избытка воздуха и последующая его корректировка во всем диапазоне изменения нагрузки. В этом и заключается сам несложный принцип корректирующего воздействия на регулирование соотношения "топливо-воздух" в системе автоматического управления горением.

Компонентами продуктов сгорания, информация о содержании которых может использоваться для измерения коэффициента избытка воздуха и его корректировки могут быть диоксид углерода CO_2 , кислород O_2 и продукты химнедожога (в первую очередь - оксид углерода CO).

Любая информация о составе дымовых газов может быть трансформирована во входной сигнал системы коррекции избытка воздуха и, следовательно, служит элементом всей микропроцессорной системы управления качеством и экологичностью сжигания топлива.

1. Измерение концентрации диоксида углерода ни само по себе, ни в совокупности с другими измерениями не может служить эффективно задаче управления горением топлива, поскольку в именно в требуемом диапазоне регулирования $\alpha=1,05-1,10$ дает максимальные ошибки как в силу сильной зависимости от соотношения C/H топлива, так и в связи с искажающим влиянием химнедожога на показание газоанализатора.

2. Концентрация избыточного кислорода, измеренная с помощью циркониевого датчика, сама по себе определяет избыток воздуха, подаваемого на горение, однако не содержит объективной информации о полноте сгорания. Тем не менее, высоконадежная и чувствительная система управления с O_2 -корректирующим контуром в сочетании с грамотно определенной оптимальной кривой "нагрузка- O_2 " позволяет экономить 2-4 % топлива в годовом исчислении.

3. Информация о концентрации оксида углерода, являясь показателем полноты сгорания, не обеспечивает какого-либо измерения коэффициента избытка воздуха. Такие системы могут найти ограниченное применение на крупных энергетических агрегатах при условии постоянства характеристик топлива и мало переменных режимах работы агрегатов.

4. Наиболее объективный результат измерения коэффициента избытка воздуха в продуктах сгорания может быть получен на основе совместной обработки информации о концентрации кислорода и CO (продуктов химнедожога). Кроме того, такая информация является необходимой для оценки не только полноты, но и экологических характеристик сжигания топлива.

На основе изложенного формулируют основные экологические принципы управления сжиганием топлива, следующим образом:

1) Первичная установка соотношения "топливо-воздух" может осуществляться штатной системой автоматики, действующей на принципах параллельного или перекрестного ограничительного регулирования. Этот этап является даже предпочтительным, поскольку позволяет грубо, но очень быстро реагировать на изменение нагрузки агрегата.

2) По результатам измерения концентрации кислорода микропроцессорный регулятор устанавливает режим работы агрегата в соответствии с заложенной в его программу кривой "нагрузка-O₂", что обеспечивает наиболее близкие к оптимальным показатели сжигания топлива (без учета возмущающих факторов и изменения технического состояния котла).

3) Измерение концентрации CO в продуктах сгорания позволяет микропроцессору осуществить дальнейшее приближение режима работы котла к оптимуму.

Законом регулирования при этом является минимально возможный в данных условиях избыток воздуха на границе появления химнедожога. На основе изложенных принципов авторами была разработана автоматизированная система контроля и регулирования процесса горения «Факел-2000» для типового парового котлоагрегата средней мощности. Блок-схема системы изображена на рис.1 и наглядно иллюстрирует принцип ее работы.

Разработанная система автоматического регулирования процесса горения осуществляет снижение содержания кислорода в дымовых газах до тех пор, пока в них не появляется оксид углерода, что является сигналом начала образования в топке локальных зон с недостатком кислорода. Можно сказать, что описываемая система контроля и регулирования обеспечивает слежение за процессом горения как на уровне котлоагрегата в целом, так и на уровне его локальных зон. Одновременно с этим, появляющееся в процессе эксплуатации изменение оптимального содержания кислорода в дымовых газах является свидетельством развивающихся дефектов в системах и узлах котлоагрегата.

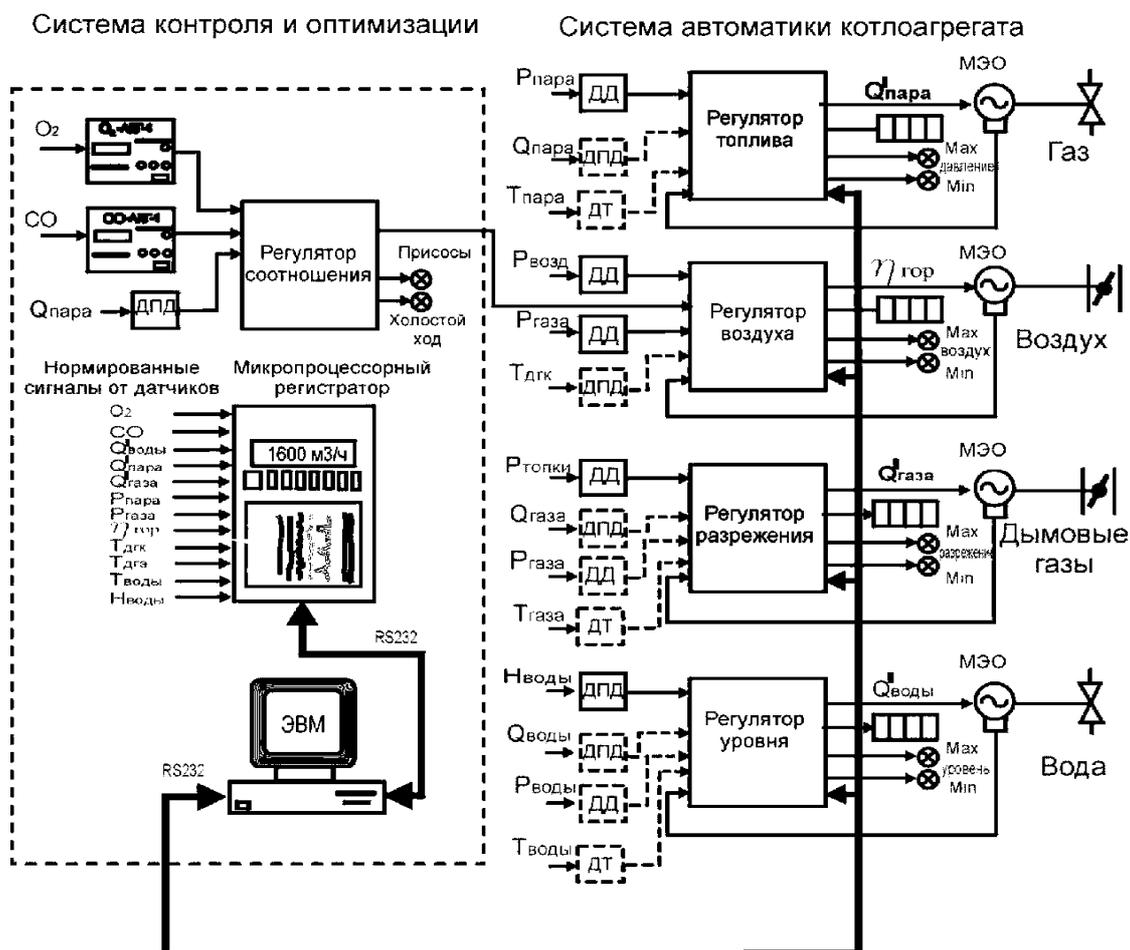


Рисунок.1. Схема системы оптимизации процесса горения и система автоматики котла

В разработанной системе в качестве регуляторов топлива, воздуха, разрежения и уровня используются микропроцессорные регуляторы типа "Мини- терм". Эти регуляторы обеспечивают ПИД-регулирование с автоматической настройкой на оптимальную динамику процесса регулирования. Они имеют два цифро-символьных дисплея, шесть аналоговых входов, аналоговый и дискретные выходы, стандартный последовательный интерфейс RS-232. Выпускается широкая гамма стандартных модификаций этих регуляторов и имеется возможность заказа специальных модификаций для индивидуальных заказчиков.

Качество сжигания топлива контролируется по остаточному кислороду и оксиду углерода в дымовых газах. Для этого на выходе из топки устанавливаются быстродействующие стационарные автоматические газоанализаторы, в частности, изготавливаемые НПФ «Уран». По авторской технологии этой фирмы осуществляется коррекция соотношения «топливо-воздух» и экономное сжигание топлива.

Автоматическую коррекцию соотношения "топливо-воздух" выполняет дополнительно установленный регулятор типа "Минитерм", который получает сигналы от газоанализаторов остаточного кислорода и оксида углерода в дымовых газах. Датчики кислорода и оксида углерода устанавливаются непосредственно в газоход за котлом на пробозаборные зонды в представительные точки. Выход этого регулятора соотношения соединяется с третьим входом регулятора воздуха.

В результате повышения качества сжигания топлива снижаются выбросы вредных веществ. Экономический эффект применения систем регулирования данного типа обусловлен экономией не менее 5-6 процентов топлива.

Список литературы:

1. Новиков О.Н., Окатьев А.Н. Кочергин М.А. Датчики для систем управление
2. управления процессом горения. / Датчики и системы, 2000г., №3, стр. 56-57.
3. Новиков О.Н., Артамонов Д.Г., Шкаровский А.Л., Кочергин М.А., Окатьев А.Н. Энергоэкологическая оптимизация сжигания топлива в котлах и печах регулированием соотношения топливо-воздух. / Промышленная энергетика, 2000г., №5, стр.57-60.
4. «Энергетика и промышленность России». Газета: № 03 (167) февраль 2011 года: Производство и энергетика: Эколого-экономическая эффективность топливосжигающих установок и направления ее повышения
5. <http://energo-news.ru/archives/80449>
6. http://new-tehnologii.ucoz.ru/index/svechi_zazhiganija_bugaets/0-54
7. <http://www.energsovet.ru/stat460.html>

ЗНАЧЕНИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ СОВРЕМЕННОЙ РОССИИ

Т.А. Федченко, Р.В. Алдышев, магистранты
Научный руководитель: Ушаков В.Я., д. т. н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г.Томск, Россия
AldyshevRV@mail.ru

Надежное и эффективное функционирование экономики государства во многом зависит от выбранной стратегии развития его топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Топливо-энергетический комплекс государства, обладающего значительными энергетическими ресурсами, является важной системой, которая оказывает весомое влияние на развитие данного государства, а также на развитие других стран и даже регионов мира, каким-либо образом зависящих от него.

Россия является страной, обладающей достаточно большой территорией и как следствие, огромными природными энергоресурсами, которые являются основой ее ТЭК.

ТЭК России главным образом объединяет группу производств, занятых добычей и транспортировкой топлива, выработкой энергии и передачей ее к потребителю, то есть включает в себя топливную промышленность (нефтяную, газовую, угольную, и др.) и электроэнергетику.

Своеобразной особенностью ТЭК России является то, что он целиком базируется на отечественных ресурсах. С точки зрения народного хозяйства, размещение ресурсов по территории неблагоприятно. Главные потребители энергии находятся в европейской части РФ, а 80% геологических запасов топливных ресурсов сосредоточено в восточных районах России.

Топливо-энергетический комплекс играет определяющую роль в обеспечении надежного функционирования экономики и социальной сферы страны, укреплении ее позиций на международной арене.

С ТЭК напрямую связано благосостояние всех граждан России, такие проблемы, как безработица и инфляция, ведь в сфере ТЭК более 200 крупных компаний и более 2 млн. человек занято в его отраслях.

Топливо-энергетический комплекс является базой развития российской экономики, инструментом проведения внутренней и внешней политики, 20% ВВП формируется за счёт ТЭКа, больше 40% бюджета страны и 50% экспорта России складывается за счёт реализации топливно-энергетических ресурсов.

Основа экспорта России приходится на продукцию ТЭК. Особенно зависят от поставок нефти и газа из России страны СНГ. В то же время Россия изготавливает лишь половину необходимой ей нефтедобывающей техники и зависит в свою очередь от поставок энергооборудования из Украины, Азербайджана и других стран. Основным рынком для российских энергоресурсов выступают страны Западной, Центральной и Восточной Европы. Таким образом, геополитическое значение энергетики России важно не только для российской экономики, но и является важным элементом процесса развития европейских энергетических рынков, и, следовательно, мировой энергетики.

Как считают специалисты, в период до 2015 года общее потребление всех видов ПЭР в мире может возрасти примерно в 1,6-1,7 раза и составит около 17 млрд. т условного топлива (у. т.). При этом в структуре потребления доминирующее положение сохранится за топливно-энергетическими ресурсами органического происхождения (более 94%). Доля энергии атомных электростанций (АЭС), гидроэлектростанций (ГЭС) и других не превысит 6%. В общем, объеме производства и потребления ПЭР лидирующую роль сохранит нефть, на втором месте останется уголь и на третьем - газ.

Таким образом, в перспективе Россия останется мировой энергетической державой. Соответственно, от того, каким образом будет трансформироваться мировая геополитическая и геоэкономическая ситуация, во многом зависят условия функционирования российского топливно-энергетического комплекса, что соответственно будет оказывать существенное воздействие на российскую экономику в целом.

Россия активно участвует в формировании международной торговли энергетическими ресурсами. Вместе с тем, учитывая географическое положение России, ее роль не будет ограничиваться экспортом собственных первичных или преобразованных энергоресурсов и будет и дальше включать участие в освоении, транспорте и маркетинге энергоресурсов третьих стран.

Итак, энергетическая политика в России имеет особое значение. Во-первых, это связано с географическим положением и климатическими условиями страны, которые требуют бесперебойного отопления и освещения на протяжении шести и более месяцев в году. Во-вторых, энергетика необходима для поддержания важнейших систем и объектов инфраструктуры (транспорта, связи, бытового обслуживания), обеспечения работы базовых отраслей экономики: добычи сырьевых ресурсов, тяжелой и оборонной промышленности, машиностроения. В-третьих, продукция топливно-энергетического комплекса является предметом российского экспорта, доходы от которого составляют существенную часть налоговых поступлений в государственный бюджет. В-четвертых, финансовые средства, полученные посредством работы отраслей ТЭК, помогли России справиться с последствиями Мирового экономического кризиса 2008 года и «выжить» в «лихие» девяностые.

Вместе с тем, на данный момент экономика государства имеет преимущественно сырьевой характер, что отвлекает инвестиции из других секторов экономики, обрекая всю экономику на зависимость от положения в сырьевом секторе и ограничивая развитие новых, высокотехнологичных секторов. Существуют и другие негативные моменты, связанные с высоким уровнем износа оборудования в различных отраслях ТЭК, проблемами экологии, усложнением технологий добычи энергоресурсов и прочие.

Существует множество проблем в различных сферах ТЭК, которые требуют решения. На данный момент эти проблемы решаются главным образом только на законодательном уровне. По "Энергетической стратегии России до 2025 года" наш баланс должен стать угольно-атомным. Главной задачей "Энергетической стратегии до 2020 года" является определение путей достижения качественно нового состояния ТЭК, роста конкурентоспособности его продукции и услуг на мировом рынке на основе использования потенциала и установления приоритетов развития комплекса, формирования мер и механизмов государственной энергетической политики с учётом прогнозируемых результатов её реализации.

Приоритетами Энергетической стратегии являются: полное и надёжное обеспечение населения и экономики страны энергоресурсами по доступным и вместе с тем стимулирующим энергосбережение ценам, снижение рисков и недопущение развития кризисных ситуаций в энергообеспечении страны; снижение удельных затрат на производство и использование энергоресурсов за счёт рационализации их потребления, применения энергосберегающих технологий и оборудования, сокращения потерь при добыче переработке, транспортировке и реализации продукции ТЭК; повышение финансовой устойчивости и эффективности использования потенциала энергетического сектора, рост производительности труда для обеспечения социально-экономического развития страны; минимизация техногенного воздействия энергетики на окружающую среду на основе применения экономических стимулов, совершенствования структуры производства, внедрения новых технологий добычи, переработки, транспортировки, реализации и потребления продукции.

В Энергетической стратегии много внимания уделяется экологической политике в отношении ТЭКа с учетом международных стандартов в этой сфере, в первую очередь заложенных в Киотском протоколе. Одним из принципов Энергетической стратегии является

экологическая безопасность. При этом подразумевается, что развитие энергетики не должно сопровождаться увеличением ее негативного воздействия на окружающую среду. Предусмотрен комплекс мер в этой области, которые позволят снизить уровень выбросов в окружающую среду вредных веществ и парниковых газов, последовательно ограничивая нагрузку ТЭКа на окружающую среду и приближая параметры его деятельности к соответствующим европейским экологическим нормам.

Потенциал энергосбережения сосредоточен в следующем: ТЭК, промышленность и ЖКХ. Основным способом достижения поставленных в программе энергосбережения задач является стимулирование энергосбережения, то есть предложение властью участникам отношений в сфере энергопотребления экономически выгодных для них правил поведения, обеспечивающих эффективное использование энергетических ресурсов.

В ближайшие годы экспорт энергоресурсов останется ключевым фактором развития национальной экономики. Закрепление за Россией достойного места на мировых энергетических рынках является важнейшей задачей Стратегии. Причем не столько как экспортера дешевого сырья, но и как крупного поставщика продукции более высоких стадий обработки. Но это – задача на отдаленную перспективу.

Сегодняшняя экономическая стабильность и довольно высокие темпы роста, лишь отчасти заслуга российских властей. В значительной мере это следствие не зависящих от них благоприятных внешних факторов. В экономике "все в порядке" даже без энергичных экономических реформ, хотя вряд ли ситуация была бы столь радужна, если бы цена нефти была на уровне 1998 года. Соответственно, велик соблазн откладывать многие сложные, болезненные, но необходимые реформы "на потом".

Нефтяные и газовые доходы ведут к довольно быстрому росту доходов населения. По официальным данным, в последние годы рост реальных доходов примерно в два раза опережает рост ВВП. Однако распределяются эти доходы крайне неравномерно, как в региональном, так и в отраслевом разрезе. Так, средние доходы работников нефтяной отрасли и "Газпрома" оказываются на порядок выше, чем доходы бюджетников, а средние доходы москвичей в разы выше, чем у населения соседних областей. В долгосрочном плане это чрезвычайно опасная тенденция. Причем речь идет не только о социальном напряжении, но и о проблемах в распределении трудовых ресурсов, стимулы становятся, скажем, врачом или учителем оказываются исчезающе малы, а без этих профессий невозможно воспроизводство человеческого капитала, одномоментно из немногих потенциальных преимуществ России в глобальной конкуренции.

Список литературы:

1. Бжрасова Л.К.(Гершанович Е.А.. Экономика и энергетика.- Издательство: Тюмский политехнический университет, 2004 – 195 с. – ил. □ Родионова И.А. Экономическая география и региональная экономика: Учебно-справочное пособие.-3-е изд.-М.: Московский лицей, 2003.-288 с.
2. Родионова И.А. Экономическая география и региональная экономика: Учебно-справочное пособие.-3-е изд.-М.: Московский лицей, 2003.-288 с.
3. 3.Васильев П., Экономика и ТЭК сегодня / П. Васильев// Россия и СНГ в новейших европейских интеграционных процессах. – 2009. № 11.
4. 4.Коржубаев А.Г. Нефтегазовый комплекс России в условиях трансформации международной системы энергообеспечения / А.Г. Коржубаев; науч. ред. А.Э. Конторович. Новосибирск: ИНГ СО РАН; Академическое изд-во «Гео», 2007. 270 с.
5. Ружинская Т.И. Конкурентоспособность России в энергетической сфере (на примере газовой отрасли) / Т.И. Ружинская // Сборник научных статей. РАМИ МГИМО МИД России. - М., 2010.

МИРОВОЙ РЫНОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

О.А. Алдажаров, магистрант
Г.А. Алмамбетова, магистрант
Научный руководитель: В.Я. Ушаков, д.т.н., профессор
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
г. Томск, Россия
exzentrik@mail.ru, almambetova_gulnara@mail.ru

Энергетика является основой развития производственных сил в любом государстве. Энергетика обеспечивает бесперебойную работу промышленности, сельского хозяйства, транспорта, коммунальных хозяйств. Стабильное развитие экономики невозможно без постоянно развивающейся энергетики.

Мировое потребление первичной энергии в 2010 году увеличилось на 5,6 %, что стало крупнейшим ростом за последние 40 лет. Такие данные содержатся в опубликованном сегодня ежегодном отчете компании ВР о состоянии мировой энергетики (BP Statistical Review of World Energy). «По результатам всех подсчетов мы можем сказать, что планета Земля — мы все — в 2010 году потребляли больше энергии, чем когда-либо в истории», — отметил главный экономист ВР Кристоф Рюль (цитата по РИА Новости).

Страны мира показали следующие значения потребления электроэнергии за 2011 год.

Таблица 1. Потребление электроэнергии в странах мира

Страна	$W_{\text{потр}}$, млрд кВт*ч
Китай	3 873
Соединенные Штаты	3 438
Европейский союз	2 906
Россия	1 023
Япония	925,5
Индия	568
Германия	547,3
Канада	536,1
Франция	447,2
Бразилия	404,3
Корея, Юг	385,1
Соединенное Королевство	345,8
Италия	315
Испания	276,1
Тайвань	229,8
Австралия	222
Южная Африка	215,1
Турция	198,1
Мексика	181,5
Саудовская Аравия	165,1
Иран	153,8
Украина	134,6
Швеция	134,5
Таиланд	134,4
Польша	129,3

В 1997 - 2020 годах мировой выпуск электроэнергии будет расти в среднем на 2,7 % в год, и доля электроэнергетики в общем использовании первичных энергоносителей в мире

повысится с 36 до 38 %. Лидером в производстве электроэнергии останется уголь, однако его доля в сырьевом балансе электростанций в странах ОЭСР сократится и существенно повысится в развивающихся государствах. Мировое производство электроэнергии на ТЭС на природном газе возрастет по сравнению с современным уровнем в 3,5 раза, причем почти половина прироста будет приходиться на страны ОЭСР. Газ, по-видимому, будет более предпочтительным видом топлива для электростанций до тех пор, пока его цены остаются на относительно низком уровне. Удельный вес жидкого топлива снизится к концу прогнозного периода с 9 до 6 %, а доля ядерного топлива - с 17 до 9 % соответственно. Производство гидроэлектроэнергии в мире будет расти на 1,8 % в год, в том числе в ОЭСР - лишь на 0,5 %.

В исследовании МЭА (международное энергетическое агентство) были сделаны следующие важнейшие прогнозы развития мировой энергетики:

- мировое энергопотребление и связанная с ним эмиссия CO₂ будут неуклонно возрастать;
- на ископаемые виды топлива к 2020 году будет приходиться 90 % общемирового использования первичных энергоносителей, или несколько больше, чем в 1997 году;
- в глобальном спросе на первичную энергию существенно изменится доля отдельных групп стран, при этом понизится удельный вес государств ОЭСР в пользу развивающихся стран;
- произойдет резкое увеличение международной торговли энергоносителями, прежде всего нефтью и природным газом;
- зависимость от импорта нефти и газа ведущих стран-потребителей, включая государства ОЭСР и динамично развивающиеся страны Азии, заметно возрастет, особенно во вторую половину прогнозного периода;
- несмотря на проводимую членами ОЭСР политику (принятую во внимание в базисном варианте), эмиссия CO₂ к 2010 году будет все еще значительно выше, чем требуется по достигнутым в Киото договоренностям;
- к 2020 году почти 1/3 глобальной эмиссии CO₂ будет приходиться на долю электроэнергетики развивающихся стран.

Мировой конечный спрос на энергию в 1997 - 2020 годах будет, как и потребности в первичных энергоносителях, расширяться в среднем на 2 % ежегодно. Наибольшие темпы роста прогнозируются со стороны транспорта - на 2,4 % по сравнению с 1,8 % в остальных секторах. В итоге доля транспорта повысится с 28 до 31 % соответственно. В этом секторе ожидается повышение спроса на жидкое топливо по причине отсутствия альтернативных заменителей, а также продолжающегося сдвига в общем спросе на нефтепродукты в пользу более легких их видов, особенно авиационного керосина, бензина и дизельного топлива. Потребности в жидком топливе на транспорте в мире возрастут примерно на 1200 млн. т в пересчете на нефть - до 2770 миллионов к 2020 году. Большая часть прироста явится следствием усиления процесса индустриализации и увеличения доходов развивающихся стран.

Конечный спрос на электроэнергию будет расти опережающими темпами по сравнению с другими видами топлива, и ее доля в глобальном конечном энергопотреблении увеличится до 20 % в 2020 году с 17 % в настоящее время. Наибольшим будет рост в странах, не входящих в ОЭСР, где доля электроэнергии к 2020 году достигнет 19 %, т. е. уровня, наблюдаемого в ОЭСР сегодня. Из других видов топлива минимальными будут темпы роста потребления угля.

Использование возобновляемых источников энергии (геотермальная, солнечная, ветровая, энергия приливов, волн, производимая на базе биомассы и отходов) будет расти наиболее высокими темпами (в среднем на 2,8 % в год), однако их удельный вес в глобальном энергопотреблении к 2020 г. повысится лишь до 3 % с 2 % в настоящее время. Наибольшая доля в общем приросте будет приходиться на электроэнергетику стран ОЭСР.

Расширение использования возобновляемых источников обусловлено продолжением процесса изменения климата Земли, однако по уровню цен они все еще не могут

конкурировать с ископаемыми видами топлива и их развитие в дальнейшем будет во многом зависеть от различных форм финансовой поддержки со стороны правительств.

Потребление энергии – важный показатель жизненного уровня. Традиционные источники энергии по-прежнему занимают ведущее положение в мировой электроэнергетике. Однако за каждым новым кубометром газа или тонной нефти нужно идти все дальше на север или восток, зарываться все глубже в землю. Немудрено, что нефть и газ будут с каждым годом стоить всё дороже. Кроме того, природные ресурсы ограничены, и, в конце концов, человечество будет вынуждено перейти сначала на повсеместное использование атомной энергии, а потом полностью на энергию ветра, Солнца и Земли.

Альтернативную энергию повсеместно можно будет использовать только тогда, когда традиционного топлива станет настолько мало, что его цена станет баснословно высокой; или когда экологический кризис поставит человечество на грань самоуничтожения. Уже сейчас можно существенно преуменьшить вероятность парникового эффекта и ликвидировать все экологически неблагоприятные районы за счёт использования чистой альтернативной энергии. Однако этого до сих пор не произошло из-за низкой рентабельности такого строительства. Никто не хочет вкладывать свои деньги в то, что сможет окупиться только через несколько столетий. Ведь подготовительные работы для использования любого альтернативного источника энергии стоят очень дорого, кроме того, они не всегда безопасны как для людей, так и для окружающей среды. Поэтому моментального введения в эксплуатацию «правильного» источника электричества ожидать в ближайшее время не стоит.

Список использованных источников:

1. И.А. Родионова, Т.М. Бунакова «Экономическая география»
2. В.П. Максимовой «Общая характеристика мира. География отраслей мирового хозяйства»
3. «Экономическая география» т. 1
4. Ю.Н. Гладких С.Б. Лавров «Экономическая и социальная география мира».
5. Непорожний П.С., Попков В.И., Энергетические ресурсы мира, М., Энергоатомиздат, 1995 год
6. Источники энергии. Факты, проблемы, решения, М., Наука и техника, 1997 год
7. Материалы сайта РАО «ЕЭС России» (<http://www.rao-ees.ru>)
8. Ф.В.Веселов, «Реформирование электроэнергетики и проблемы развития генерирующих мощностей», Институт Энергетических исследований РАН
9. «Промышленные ведомости» (<http://www.derrick.ru>)
10. «Мировой опыт реформирования электроэнергетики», «Независимая газета», 23 марта 2001 года
11. «Современное состояние и перспективы развития энергетики мира», «Теплоэнергетика», №5 1999 года, №9 1998 года

Международная молодежная научная школа «Энергосбережение – теория и практика»

Материалы докладов международной молодежной научной школы

Верстка материалов докладов проведена на основе представленных авторами электронных версий без редактирования их текста!

Подписано в печать 04.09.2012 г. Формат 60×84/8. Бумага офсетная.
Печать плоская. Усл. печ. л. 12,15. Уч.-изд. 11,00. Тираж 100 экземпляров.
Отпечатано ООО «СПБ Графика». Заказ № 055-09СД.
Адрес: 634034, г. Томск, ул. Усова, 4а-150, т. (38-22) 224-789