

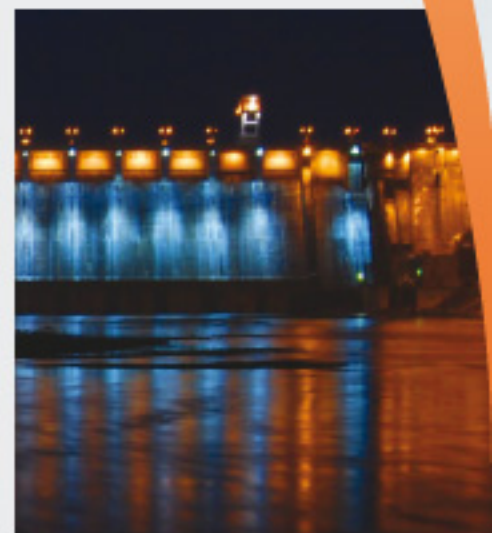


СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
SIBIRIAN FEDERAL UNIVERSITY

международный
научно-технический конгресс

ЭНЕРГЕТИКА В ГЛОБАЛЬНОМ МИРЕ

Т Е З И С Ы



16 – 18 июня 2010 г.
Красноярск

ЭНЕРГЕТИКА В ГЛОБАЛЬНОМ МИРЕ

**СБОРНИК ТЕЗИСОВ ДОКЛАДОВ
ПЕРВОГО МЕЖДУНАРОДНОГО
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО КОНГРЕССА**

Ответственный редактор
В.Н. Тимофеев

16–18 июня 2010 г.
Россия, Красноярск

УДК 621.31(06)
ББК 31.2
Э 651

Отв. редактор:

д-р. техн. наук, профессор Виктор Николаевич Тимофеев

Редакционная коллегия:

д-р. техн. наук, профессор Виталий Алексеевич Дубровский,
д-р. техн. наук, профессор Василий Иванович Пантелеев,
д-р. техн. наук, профессор Владимир Алексеевич Кулагин,
канд. техн. наук, профессор Владимир Анатольевич Тремясов,
канд. техн. наук Евгений Анатольевич Бойко,
канд. техн. наук, профессор Юрий Серафимович Перфильев,
канд. техн. наук, доцент Марина Петровна Баранова,
канд. техн. наук, доцент Сергей Иванович Васильев,
Николай Игоревич Бугаенко, член комитета
по энергетической политике РСПП.

Э 651 Энергетика в глобальном мире: сб. тезисов докладов первого международного научно-технического конгресса. – Красноярск: ООО «Версо», 2010 г. – 448 с.

В сборнике опубликованы тезисы докладов первого международного научно-технического конгресса «Энергетика в глобальном мире», которые представлены в восьми тематических разделах и содержат информацию о поддержании существующих энергетических объектов в рабочем состоянии, обеспечении безопасности их эксплуатации, проведении инновационных преобразований в сферах энергопроизводства, повышении экономической эффективности энергопреобразования и энергоиспользования, а также совершенствовании подготовки кадров для энергетической отрасли.

Сборник предназначен для специалистов энергетической отрасли.

ISBN 978-5-7638-1984-7

В докладах сохранен
авторский стиль

© ООО «Легкие металлы», 2010

Раздел I

ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ

РЕГИОНАЛЬНЫЙ СЦЕНАРИЙ РАЗВИТИЯ АТОМНОЙ ЭНЕРGETИКИ НА БАЗЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ И ЭНЕРГОБЕЗОПАСНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ XXI ВЕКА (по итогам работы секции Конгресса по атомной энергетике «Сибирь атомная. XXI век», январь 2010 г., г. Железногорск)

П.М. Гаврилов

Федеральное государственное унитарное предприятие «Горно-химический комбинат»,
г. Железногорск, Россия

Сегодня ядерная энергетика России имеет фактически открытый ядерно-топливный цикл (ОЯТЦ).

Проблемы ОЯТЦ (низкое использование добываемого природного урана, сырьевая ограниченность, необходимость организации долговременного хранения непрерывно возрастающего количества ядерных материалов).

Масштабы использования ЯЭ сегодня и в будущем (рост потребности общества в энергетических услугах, степень обострения проблем с использованием органического топлива, сырьевой потенциал ядерной энергетике).

Инновационное развитие ядерной энергетике связано с ЗЯТЦ – замкнутым топливным циклом (реакторы-бридеры на быстрых нейтронах, технологии изготовления смешанного уран-плутониевого топлива для быстрых реакторов, технологии переработки ОЯТ и многократного использования топлива в быстрых реакторах, применение реакторов нового поколения с системами пассивной безопасности и внутренней самозащитенностью).

Проекты реализуемые ФГУП «ГХК»:

- Сухое и мокрое хранилища отработавшего ядерного топлива (ОЯТ) с АЭС России, Украины, Болгарии;

- ОДЦ – инновационные технологии переработки ОЯТ, обеспечивающие минимизацию отходов. Результат работы ОДЦ – подготовка исходных данных для проектирования крупномасштабного завода по переработке ОЯТ;

- Создание производства гранулята МОКС-топлива для реактора на быстрых нейтронах БН-800 (утилизация энергетического и оружейного плутония – режим нераспространения).

Наличие созданных, создаваемых и планируемых к созданию производств делают целесообразным «замкнуть» ядерный топливный цикл на Горно-химическом комбинате строительством быстрого реактора-выжигателя на МОКС-топливе.

С 27 по 30 января 2010г. в г.Железногорске проведена секция Конгресса по атомной энергетике – конференция «Сибирь атомная. XXI век».

В работе конференции приняли участие представители органов власти и общественности региона, сибирских промышленных предприятий атомной отрасли, более 100 человек, представляющих 30 организаций из 9-ти субъектов Российской Федерации.

На конференции заслушано и обсуждено более 70-ти сообщений, отражающих современный опыт работы атомных предприятий Сибирского региона, в том числе, затрагивающие вопросы образования, подготовки кадров и медико-экологические аспекты деятельности отрасли.

Конференция подтвердила – площадка ФГУП «ГХК» уже сейчас определена как центр хранения и переработки ОЯТ и является исключительной в плане возможности демонстрации замыкания ядерного топливного цикла – стратегического направления развития атомной отрасли России.

Рекомендовано Ядерному обществу России оказать профессиональную поддержку и содействие Горно-химическому комбинату по созданию замкнутого ядерного топливного цикла – прорывных технологий по переработке ОЯТ и ядерного реактора-выжигателя.

Конференция констатировала: с целью коммерциализации и продвижения, как на российском, так и на международном рынке реакторных установок атомной энергетике малой и средней мощности огромное значение будет иметь референтный опыт по их эксплуатации. В целях формирования такого опыта целесообразно развертывание перспективных инновационных реакторных технологий на площадке базового предприятия.

Для реализации пилотных проектов и продвижения ядерно-энергетических установок малой и средней мощности на коммерческий рынок в качестве базового предприятия может рассматриваться ФГУП «ГХК».

В соответствии с рекомендациями конференции 18 февраля 2010 года состоялся расширенный научно-технический совет (НТС) ФГУП «ГХК», на котором были рассмотрены проблемы энергобезопасности предприятия в связи с предстоящей остановкой промышленного уран графитового реактора АДЭ-2 и возможные пути их решения в ближайшее время.

Проведению НТС предшествовала предварительно проделанная работа по анализу энергоэффективных и энергобезопасных, реакторных установок малой и средней мощности, проработки технических решений и степени готовности существующих проектов реакторных установок к реализации.

НТС в качестве перспективного варианта размещения на промышленной площадке ФГУП «ГХК» единогласно одобрил проект РУ ВБЭР-300, базирующийся на опыте судового реакторостроения, отвечающий современным требованиям по безопасности и имеющий высокую степень готовности к реализации.

Референтный опыт эксплуатации на промышленной площадке предприятия атомной станции с реакторной установкой ВБЭР-300 будет способствовать:

- коммерциализации проекта и его дальнейшему продвижению, как на российском, так и на международном рынке атомной энергетики малой и средней мощности;
- повышению энергоустойчивости страны за счет внедрения ядерной энергетики малой и средней мощности в сектор региональной энергетики;
- решению проблемы обеспечения энергобезопасности ФГУП «ГХК»;
- сохранению квалифицированного персонала в области эксплуатации ядерных энергетических реакторов;
- подготовке квалифицированных кадров для возможной реализации в будущем проекта быстрого реактора-выжигателя.

Предлагаем внести в итоговые документы Конгресса «Энергетика в глобальном мире» предложения: поддержать инициативу и оказать содействие Горно-химическому комбинату по реализации на его промышленной площадке проекта реакторной установки ВБЭР-300.

АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Н.Н. Пономарев-Степной, А.Ю. Гагаринский, С.А. Субботин, В.Ф. Цибульский

Российский научный центр «Курчатовский институт», г. Москва, Россия

Наличие доступного и стабильного энергоснабжения всегда имело фундаментальное значение для развития современного общества, и эта ситуация сохранится и в будущем. Рост населения планеты и высокие темпы экономического роста развивающихся стран являются главными движущими силами роста энергопотребления и нарастания угроз энергетической безопасности развитых стран.

В настоящее время 85 % потребляемой в мире энергии производится из ископаемого топлива. После первого нефтяного кризиса доля ископаемого топлива снизилась из-за развертывания атомной энергетики, но вновь выросла в последние два десятилетия по причине низких цен на ископаемое топливо, стагнации ядерной энергетики и очень медленного роста возобновляемой энергетики [1].

Перспективы развития важнейшей составляющей мировой экономики – энергетики еще год назад находились в центре внимания. Финансовый кризис осени 2008 года привел к существенному падению цен на энергетические и сырьевые ресурсы, сокращению темпов экономического роста, и в настоящее время всеобщее внимание концентрируется на его преодолении. В то же время совершенно ясно, что острота проблем энергетического развития за последний год если и изменились, то только в сторону их усугубления. Финансовый кризис заметно ослабил инвестиционную активность в энергетических отраслях и в первую очередь – в области развития ресурсной базы.

Энергетические потребности современного мира велики, и их масштаб приблизился к такому состоянию, что не только экономические, но и природные факторы ограничивают вовлечение в оборот традиционных энергетических ресурсов, что еще 20-30 лет назад даже не обсуждалось.

Важнейшим фактором современного экономического уклада является необходимость использования качественных и относительно дешевых энергетических ресурсов. Историческое рассмотрение показывает, что в те времена, когда по каким-либо причинам доля первичных энергетических ресурсов в валовом продукте превышала 10 %, мировая экономика попадала в состояние кризиса. Так произошло в 80-х годах прошлого века, так произошло и в 2008 году. Необходимость использования не очень дорогой энергии ограничивает возможность вовлечения в активную хозяйственную деятельность труднодоступных низкокачественных дорогих энергоресурсов. Это относится и к развитию сырьевой базы традиционных энергоресурсов, требующих все больших затрат на ее освоение. В ряде случаев отсутствие экономически приемлемых технологий добычи оставляет эти ресурсы пока не доступными [2].

Современный кризис, получивший название финансового, если рассматривать сегодняшнюю ситуацию через призму энергетики, связан с исчерпанием легко доступных, дешевых и качественных ресурсов и с неизбежностью перехода на использование все более труднодоступных, дорогих и низкокачественных ресурсов.

Таким образом, в плане дальнейшего развития энергетики все в большей степени на первый план выдвигается решение проблем энергетической безопасности, то есть обеспечения состояния защищенности граждан, общества, государства, экономики от угроз дефицита в обеспечении их потребностей в энергии экономически доступными энергетическими ресурсами приемлемого качества и от угроз нарушения бесперебойности энергоснабжения.

Энергетика, способная отвечать требованиям устойчивого развития и решать задачи обеспечения энергетической безопасности, должна стать единой системой, а не набором конкурирующих технологий. Решение задачи энергетической безопасности предполагает всесторонность рассмотрения проблем энергетики, не допускает односторонности в подходах и пренебрежения не только важными, но и второстепенными аспектами. Важно определить то, от каких рисков энергетика нас защищает и с какими рисками нам при постоянном росте ее масштабов придется столкнуться, от чего можно защититься, а с чем нам придется смириться.

Как следствие завершения эпохи великих геологических и научных открытий, заканчивается период экстенсивного развития за счет наращивания потребления доступных природных ресурсов при всё более масштабном использовании органического топлива. Основой эффективности экономического механизма в эту эпоху был своего рода геологический принцип, согласно которому при удвоении вложения средств в добычу ресурсов в два раза, добыча увеличивалась как минимум в четыре раза. Но эта закономерность работает до тех пор, пока не потреблена примерно треть разведанных ресурсов; дальше эффективность вложений в добычу существенно падает, ресурсы дорожают.

Наиболее общие тенденции использования органических ресурсов в XXI веке состоят в исчерпании нефти и газа как дешевых и доступных энергоресурсов, но как качественные энергоносители, необходимые для эффективного функционирования системы хозяйствования развитых государств они останутся надолго.

Энергетическим базисом масштабного привлечения труднодоступных и низкокачественных ресурсов, в том числе органических, для получения качественных энергоносителей, на которые ориентирована современная промышленная и транспортная инфраструктуры развитых государств, может стать ядерная энергетика на основе использования урана 235, как источника нейтронов, и урана 238 и тория 232, как источников энергии различного качества и искусственных нуклидов. И хотя атомная энергетика не заменит полностью традиционные источники энергии в бытовой сфере, в химии, в металлургических производствах, но при широкомасштабном внедрении она позволит получить на длительную перспективу экономически приемлемый источник энергии, необходимый для компенсации вредных последствий неизбежного использования органических ресурсов

Развитие многокомпонентной крупномасштабной атомной энергетике с замкнутым ядерным топливным циклом отвечает основным требованиям к энергетическим технологиям будущего. При реализации такой энергетике человечество сохранит в своих руках практически неисчерпаемый источник энергии. Что, в свою очередь, позволит человечеству сохранить свою приверженность к прогрессу, позволит приблизиться к качественно новой культуре получения и использования энергии без деградации среды обитания.

ЛИТЕРАТУРА

1. Велихов Е.П., Гагаринский А.Ю., Субботин С.А., Цибульский В.Ф. Россия в мировой энергетике 21 века. – М.: Издат, 2006.
2. Цибульский В.Ф., Пономарев-Степной Н.Н. Проблемы мировой энергетике начала века. – М.: Энергоатомиздат, 2008.

ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ И БЕЗОПАСНОСТЬ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ СООРУЖЕНИЙ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ

В.В. Москвичев¹, В.Ф. Шабанов²

¹ Специальное конструкторско-технологическое бюро «Наука»
КНЦ СО РАН, г. Красноярск, Россия

² Красноярский научный центр СО РАН, г. Красноярск, Россия

Энергетика является одной из ведущих отраслей промышленности Красноярского края. Доля в общем объеме промышленной продукции составляет ~ 10%, суммарная установленная мощность электростанций ~ 13,9 ГВт (ГЭС – 7 ГВт; ТЭС – 6,9 ГВт). По объемам производства электроэнергии край занимает третье место в России (Тюмень – 78,1 млрд. кВт·ч.; Иркутск – 56,7 млрд. кВт·ч.; Красноярск – 52,4 млрд. кВт·ч.) В общей выработке электроэнергии доля гидрогенерации превышает 40%.

Выполнен анализ состояния и перспектив развития энергетического комплекса Красноярского края с позицией энергетической безопасности Сибирских регионов и учетом основных тенденций развития ТЭК России. Особое внимание уделено проблеме промышленной безопасности технологического оборудования ГЭС и ТЭС, производственных и отопительных котельных (гидроагрегаты, котельные установки, трубопроводы пара и горячей воды, сосуды давления). Средние уровни наработок технологического оборудования превышают установленные нормативные значения проектного и планового ресурсов. Нормативный срок отработали 60% котлов, 30÷40% сосудов давления, 40% трубопроводов пара и горячей воды. Для решения данной проблемы необходимо:

- реализация дифференцированного (индивидуального) подхода при назначении ресурса для отдельных видов оборудования и конкретных изделий;
- ужесточение системы диагностирования технического состояния оборудования;
- регламентация процедуры и оптимизация объемов неразрушающего контроля;
- расчетно-экспериментальное обоснование ресурса.

Расчетно-экспериментальное обоснование ресурса предполагает решение следующих задач:

- анализ статистических данных о повреждаемости оборудования;
- исследование механизмов накопления повреждений и изменения свойств металла;
- разработка критериев предельных состояний и методов расчета на трещиностойкость;
- исследование напряженно-деформированного состояния элементов оборудования;
- анализ фактических условий эксплуатации и нагруженности;
- расчетная оценка индивидуального ресурса;
- разработка конструктивно-технологических мероприятий по продлению ресурса.

Представлены результаты исследований причин и сценария развития аварии на Саяно-Шушенской ГЭС. С целью обеспечения безопасности и защищенности ГЭС Сибири от тяжелых аварий необходима постановка специальных исследований причинно-следственного комплекса аварии для создания научно обоснованных нормативных документов в области расчетного анализа критериев риска, живучести и безопасности. С этой целью необходимо:

1. Разработать методологию оценки и повышения защищенности ГЭС, как критически важных объектов от тяжелых катастроф по критериям рисков.

2. Провести расчетно-экспериментальный анализ параметров ресурса, живучести, безопасности и рисков в условиях тяжелой катастрофы ГЭС.

3. Разработать методику уточненной расчетной оценки динамики, гидродинамики и аэродинамики возникновения и развития тяжелой катастрофы на гидроагрегатах.

4. Разработать методику построения специальной системы управления и автоматизированной защиты ГА и ГЭС в условиях перехода от штатной к аварийной и катастрофической ситуации.

С целью формирования общей нормативной базы защищенности ГЭС необходима реализация следующих мероприятий:

1. Разработка критериев безопасности плотин гидротехнических сооружений и оценка фактических коэффициентов запаса:
 - по устойчивости бетонных сооружений на сдвиг;
 - по прочности тела плотины;
 - по контакту «кромка створа – плотина – основание».
2. Разработка расчетных моделей типовых секций плотин и проведение анализа особенностей напряженно-деформированного состояния плотин с учетом фактических изменений характеристик бетона, наличия трещин и повреждений.
3. Разработка критериев работоспособности оборудования ГЭС с учетом процессов кавитационного и коррозионного повреждения.
4. Разработка моделей и методов анализа риска при проектных, запроектных и гипотетических авариях (запроектные паводки, каскадные аварии плотин, размыв основания, разрушение тела плотины и т.п.) с учетом формирования и распространения волн прорыва, оценки территорий возможных затоплений.
5. Проведение модельных расчетов аварийных ситуаций и сценариев их развития для всех существующих ГЭС Сибири.
6. Разработка моделей и методов оценки социальных, экологических и экономических последствий аварий ГЭС.
7. Проектирование и постановка встроенных систем мониторинга и диагностики технического состояния технологического оборудования и плотины на всех существующих ГЭС с созданием единого пункта контроля.

Принципиальное значение для безопасной эксплуатации имеет создание системы технического и геодинамического мониторинга гидротехнических сооружений и водохранилищ Сибири. На государственном уровне отсутствует единая система контроля состояния каскадов ГЭС и водохранилищ. В Федеральном законе «О безопасности гидротехнических сооружений» необходимо предусмотреть разработку декларации безопасности каскада ГЭС в дополнение к декларации безопасности отдельных ГЭС, входящих в состав каскада. Оценки сейсмической опасности зоны Саяно-Шушенской, Красноярской и Богучанской ГЭС и водохранилищ указывают на возможность возникновения сейсмических событий, способных вызвать серьезные последствия для безопасной эксплуатации ГЭС. Сейсмически проблемной является зона Ангарского каскада ГЭС, где полностью отсутствует сеть геодинамического мониторинга. Требуются дополнительные исследования территории будущего водохранилища БоГЭС.

Для организации региональной системы технического и геодинамического мониторинга Ангарского и Енисейского каскадов ГЭС целесообразно создание Инженерно-технологического центра мониторинга на базе Специального конструкторско-технологического бюро «Наука» КНЦ СО РАН с решением следующих задач:

- создание банка данных геодинамической, технической, технологической информации о состоянии ГЭС и их элементов;
- долго-среднесрочный и оперативный прогноз безопасности каскадов ГЭС в целом, контроль за состоянием проблемных природных территорий в зонах ГЭС и водохранилищ, контроль технического состояния ГЭС с целью обеспечения информацией органов, ответственных за безопасность гидросооружений;
- математическое моделирование на основе данных мониторинга катастрофических процессов в природной среде и аварийных ситуаций в гидротехнических системах для прогнозных оценок последствий возможных тяжелых катастроф с целью их предотвращения.

Раздел II

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ И ЭКОБЕЗОПАСНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ XXI ВЕКА

ЧАСТЬ 1. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

МЕТОДИЧЕСКИЕ И ПРАКТИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ПОЛУВОЛНОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

С.М. Зильберман

ОАО «ФСК ЕЭС», Филиал МЭС Сибири, г. Красноярск, Россия

Актуальность темы

Растущий интерес в ряде стран мира к проблеме транспорта значительной мощности на сверхдальние расстояния 2000-4000 км определяется возможностью создания источников дешевой электроэнергии, удаленных от центров нагрузки. Особое внимание к этой проблеме существует в России. При формировании ЕЭС России важное место занимает задача усиления электрических связей между ее европейской и азиатской секциями.

При современном уровне развития техники передачи электроэнергии проблема сверхдальнего транспорта может быть решена как на постоянном, так и переменном токе. Как показано в данной работе, для решения рассматриваемой проблемы наиболее эффективно использование полуволновой технологии передачи электроэнергии.

Систематические исследования в области полуволновых ЭП начали проводиться в Сибирском НИИ Энергетики с 1956 года под руководством профессора В.К. Щербакова. В результате исследований, проведенных совместно с другими организациями страны, были созданы научно-технические основы, обоснована техническая осуществимость и экономическая эффективность таких электропередач.

Вместе с тем необходимо констатировать, что слабой стороной проведенных исследований являлся неполный учет технических ограничений, вытекающих из характера работы полуволновой ЭП в составе энергообъединения. Своего разрешения требовала задача обеспечения надлежащего уровня надежности. Существовала также потребность в определении характеристик и параметров для новых типов и схем полуволновых электропередач. Наконец, необходимо было провести сравнительный анализ полуволновых ЭП с учетом аспектов надежности, уточнить их роль в развитии электроэнергетики страны и оценить эффективность их использования за рубежом. Такое состояние рассматриваемой проблемы диктовало необходимость теоретического обобщения и дальнейшего развития методических и практических вопросов полуволновой технологии.

Данная работа нацелена на обоснование схемно-режимных характеристик, технико-экономических показателей и экономической эффективности полуволновых электропередач с учетом аспектов надежности при их работе в составе энергообъединения.

Основные положения, выносимые на защиту приведены на слайде.

В разделе 1 дается общая характеристика полуволновой технологии.

Проведенные исследования в области полуволновых электропередач охватывали широкий круг вопросов методического и практического характера. Успех исследований на первом этапе во многом определился созданием и вводом в эксплуатацию электродинамической модели.

В 70-х годах начинается второй этап, нацеленный на исследование вопросов функционирования полуволновых электропередач в составе энергообъединения.

Интерес к полуволновым ЭП за рубежом потребовал проведения на третьем этапе более тщательных исследований с учетом аспектов надежности. На этом этапе усилия были направлены на дальнейшее развитие методических и практических вопросов полуволновой технологии.

Полуволновая ЭП имеет простую структуру и включает в свой состав концевые подстанции и полуволновую ВЛ. Такая ВЛ обладает двумя замечательными качествами, которые определяют ее преимущество перед компенсированной линией. Первое качество заключается в том, что полуволновая линия не имеет ограничений на передаваемую мощность по условию устойчивости в силу того, что ее реактивное сопротивление равно нулю. Второе качество состоит в том, что

такая линия сбалансирована по реактивной мощности и для ее работы не требуется установки компенсирующих устройств.

Работоспособность полуволновой ЭП была подтверждена успешным проведением натурных испытаний на линии 500 кВ Волгоград – Москва – Челябинск.

Для полуволновой ЭП используется, в основном, оборудование, предназначенное для дальних ЭП.

Полуволновая линия обладает рядом необычных свойств, которые отличают ее от обычных линий переменного тока. Поэтому решение теоретических и практических вопросов таких линий требует специального подхода.

В разделе 2 дается обобщение результатов, связанных с нормальными режимами сверхдальних линий, а также приводятся оригинальные результаты, касающиеся особенностей схем замещения и работы полуволновой ЭП в составе энергообъединения.

Традиционная П-образная схема замещения, хорошо отражающая физические процессы при длинах линии не более четверть волны, для сверхдальних линий создает ряд неудобств. Для полуволновой линии продольное активное сопротивление оказывается отрицательным, а поперечные проводимости имеют чрезмерно большую величину. Для обоснования схем замещения сверхдальних линий в работе предложен специальный подход, который основывается на введении в схему полуволнового трансформатора.

Для упрощения расчетов нормальных режимов сверхдальних линий, длина которых отличается от полуволны, предложено использовать фантомные элементы, представляющие каскадное соединение линий положительной и отрицательной электрических длин. Использование таких элементов позволяет провести эквивалентные преобразования с искусственным выделением полуволновой схемы.

Важной особенностью полуволновой линии является существенная зависимость напряжений вдоль нее от передаваемой мощности. Повышение напряжения в средней части линии является главным ограничивающим фактором на величину ее пропускной способности.

Для осуществления совместной работы ПЭП с шунтирующей сетью требуется фазорегулирующий трансформатор (ФРТ) для того, чтобы компенсировать угловой сдвиг между векторами напряжений в месте его подключения.

Для описания совместной работы ПЭП и шунтирующей сети в работе предложена методика, базирующаяся на использовании фазового уравнения.

В общем случае в контуре полуволновая ЭП – шунтирующая сеть возникает уравнивающий поток мощности, который можно исключить за счет регулирования угла на ФРТ.

Предложенная методика позволила определить условия работы и требования к ФРТ. Рекомендуемые параметры ФРТ позволяют реализовать требуемые режимы, включая режимы передачи максимальной мощности и осуществления реверса мощности из Европейской секции ЕЭС в ОЭС Сибири.

В разделе 3 анализируются особенности функционирования полуволновой ЭП в аварийных и послеаварийных режимах при ее работе составе ЕЭС России.

Такая сложная система, как ЕЭС России, работает в условиях постоянно возникающих возмущений. Наиболее вероятными авариями являются случаи однофазных повреждений линии, а маловероятными – отказы линий

Переходный процесс имеет три стадии: электромагнитную; электромеханическую и квазистановившуюся.

Перенапряжения, возникающие в полуволновой ЭП, делятся на три группы: коммутационные, резонансные и динамические. В работе обоснована простейшая система защиты от перенапряжений, включающая в свой состав защитные аппараты типа ОПН по концам линии и шунтирующий выключатель в средней части линии и показана на основе вероятностного подхода практическая безопасность работы линейной изоляции при резонансных коротких замыканиях и в режиме качаний.

Для выявления основных особенностей электромеханической стадии переходного процесса намечена расчетная схема «две станции – три ШБМ». Схема представляет собой простейший эквивалент одного из перспективных вариантов ЕЭС России.

В качестве расчетной аварийной ситуации рассматривается ликвидация однофазного КЗ, возникшего на полуволновой линии.

Расчеты показали, что как в традиционной схеме, так в схеме с резервной фазой обеспечиваются приемлемые динамические переходы, когда сохраняется динамическая устойчивость, а динамические повышения напряжения не превышают допустимого уровня.

Появление в составе энергообъединения сверхдальней электропередачи существенным образом меняет его свойства. Если в варианте без полуволновой ЭП допустимость послеаварийных режимов определяется ограничением по устойчивости, то в варианте с такой ЭП на первый план выдвигаются требования, связанные с ее допустимой перегрузкой. Для оценки набросов мощности на полуволновую линию разработан метод с использованием фазового уравнения.

В качестве расчетных случаев рассмотрены: возникновение дефицита генерирующей мощности в Европейской секции ЕЭС и аварийные отключения ВЛ 1150 кВ шунтирующей сети. В варианте ЕЭС с полуволновой ЭП допустимый дефицит мощности почти в три раза превосходит таковой для варианта ЕЭС без нее.

В разделе 4 рассматриваются вопросы надежности, пути ее повышения и способы оценки. Одним из важнейших вопросов является установление ограничения на максимально передаваемую мощность транспортной ЭП. Для этой цели в работе предлагается принять условие, согласно которому аварийное отключение ЭП не должно приводить к работе автоматической частотной разгрузки (АЧР) в приемной системе. На уровне 2020 года, когда возможно появление сверхдальней ЭП из Сибири в европейскую часть страны, допустимая мощность на ее приемном конце может составлять, по крайней мере, 5000–6000 МВт.

По мере развития энергообъединений возникает необходимость использования новых электропередач для усиления системообразующей сети, а также для выдачи мощности от удаленных энергокомплексов. Помимо обеспечения экономической эффективности таких ЭП должна быть решена и проблема надежности. Мировой опыт показывает, что сравнительно высокий уровень надежности энергосистем обеспечивается, если при их проектировании и эксплуатации выполняется критерий N-1. Традиционным решением проблемы надежности для широко используемых в мире дальних ЭП является сооружение двухцепных линий. Однако по экономическим и экологическим соображениям для сверхдального транспорта электроэнергии целесообразно использовать одноцепные ЭП вместо двухцепных. Такой путь допустим, если имеется техническое решение, гарантирующее одинаковый уровень надежности в этих вариантах при ликвидации однофазных повреждений, поскольку подавляющее число отказов ЭП СВН являются однофазными.

Если бы все однофазные КЗ были неустойчивыми, то использование ОАПВ позволило бы удовлетворить критерию N-1. Однако доля устойчивых однофазных КЗ может достигать 20-50%. Поэтому ОАПВ не решает проблему надежности в полной мере.

Проблема ликвидации однофазных аварий более эффективно может быть решена путем внедрения двухфазных режимов. В этом случае при обнаружении однофазного КЗ аварийная фаза отключается и происходит переход на длительную работу по двухфазной схеме. В длительном двухфазном режиме может быть передано не более 70% мощности номинального режима, т.е. критерий N-1 удовлетворяется не в полной мере.

Более радикально проблему надежности можно решить путем использования одноцепных ВЛ с резервной фазой. В этом случае при однофазных повреждениях вместо аварийной фазы включается резервная и критерий N-1 выполняется на 100%.

Очевидным недостатком ЭП с резервной фазой линии является недоиспользование суммарного сечения ВЛ в нормальном режиме. Поэтому целесообразно предусматривать переоборудование со временем трехфазной ЭП с резервной фазой в четырехфазную ЭП. Четырехфазные ЭП представляют новый способ передачи электроэнергии с использованием четырехфазной системы переменного тока с фазовым сдвигом 90° . Переход от трехфазной ЭП с резервной фазой к четырехфазной дает увеличение пропускной способности на треть. При возникновении однофазных повреждений на линии предусматривается перевод четырехфазной ЭП на работу в трехфазном режиме с возможностью передачи номинальной мощности.

Под режимной надежностью понимается способность противостоять внезапным изменениям режима, не допуская каскадного развития аварий с крупным нарушением электроснабжения (КНЭ). Среди аварийных случаев можно выделить безопасные, опасные и экстремальные аварийные ситуации. Опасными считаются такие, при которых в энергосистеме возникает дефицит мощности. Опасная аварийная ситуация, приводящая к максимальному дефициту, называется экстремальной.

Опасные аварии могут инициировать возникновение в системе крупное нарушение электроснабжения. Критерий N-1, являясь по своей сути детерминистским, не позволяет учесть вероятностный характер возникновения КНЭ в энергосистеме.

В данной работе вводится показатель для вероятностной оценки режимной надежности. УИРН представляет среднее число КНЭ в энергообъединении при условии, что экстремальная авария инициирует КНЭ, а риск появления такого нарушения при других авариях снижается согласно вероятностному коэффициенту.

Балансовая надежность трактуется, как способность энергообъединения осуществлять бесперебойное снабжение потребителей, что может быть обеспечено при соответствующем резервировании генерирующих мощностей.

В России и мировой практике для расчета балансовой надежности широко используется подход, в основе которого лежит сопоставление затрат на резервирование мощностей и ущербов, возникающих при дефицитных состояниях в энергосистеме. В данной работе предложен аналитический метод оценки балансовой надежности с учетом аварийности ЭП, который позволяет проводить стоимостную оценку сравниваемых электропередач, обладающих разными показателями аварийности.

В разделе 5 рассматриваются технико-экономические вопросы, и дается оценка эффективности использования полуволновой технологии в России и за рубежом.

В качестве наиболее общего показателя экономической эффективности в настоящее время рекомендуется использовать чистый дисконтированный доход (ЧДД). Как правило, для объектов, сооружение которых намечается в перспективный период, подробная информация о динамике их сооружения и вводе в эксплуатацию отсутствует, что затрудняет сравнительное сопоставление вариантов. В работе показано, что если принять, что капиталовложения по годам инвестиционного периода осуществляются равномерно, а годовая выручка и издержки после пуска объекта неизменны, то критерий экономической эффективности принимает вид, который рекомендовался при сравнении вариантов в дореформенный период.

При сопоставительном анализе разных типов ЭП, имеющих различные показатели аварийности и соответственно неодинаковым образом влияющих на надежность работы энергосистемы, в работе предложено учитывать в затратах составляющую надежности.

Волновое сопротивление полуволновой линии является ее важнейшим параметром, который определяет ее пропускную способность, а также предъявляет требования к междупазному расстоянию, на которое, в свою очередь, накладывается ряд ограничений.

Оптимизация конструкции фазы относится к важнейшим технико-экономическим задачам при проектировании ВЛ СВН. Эта задача формулируется как задача математического программирования, в результате решения которой находятся конструктивные параметры фазы, которые должны удовлетворять системе ограничений и доставлять минимум целевой функции.

На основе найденных оптимальных геометрических параметров фазы определяются основные технико-экономические параметры ВЛ. Сравнение технико-экономических показателей и надежности ПЭП и ППТ проведено на примере передачи 6000 МВт из Сибири в Центр на расстояние 3000 км. Для этого намечены схемы ПЭП 1150 кВ и ППТ ± 600 кВ.

Оценка экономической эффективности вариантов без учета фактора надежности показывает, что экономическое преимущество имеют как на переменном, так и постоянном токе варианты с низким уровнем режимной надежности. Для обеспечения рекомендуемого на перспективу индекса балансовой надежности приемной системы в работе проведена оценка дополнительных затрат, которые в зависимости от варианта могут составлять от 10% до 45% базовых затрат. В итоге в качестве оптимальных вариантов рекомендуется принять на переменном токе схему с резервной фазой, а на постоянном токе – четырехполюсную схему.

Анализ технико-экономических показателей ППТ и ПЭП, предназначенных для транспорта электроэнергии из Сибири в Центр, выявил явное преимущество варианта на переменном токе, для которого затраты оказываются на 20-30% меньше, чем для варианта на постоянном токе.

Острота проблемы электроснабжения Европейской части страны в ближайшей и отдаленной перспективе обусловлена дефицитом собственных топливно-энергетических ресурсов и трудностями покрытия переменной части графика электрической нагрузки. Будущее сверхдальних электропередач из Сибири в Европейскую часть страны напрямую зависит от эффективности решения следующих задач:

- покрытие базисной нагрузки в ЕЕЭС путем передачи электроэнергии от ГРЭС на канско-ачинских углях и на природном газе в Тюменском регионе;
- покрытие полупиковой нагрузки в ЕЕЭС за счет передачи электроэнергии от перспективных ГЭС Сибири, в частности, Эвенкийской ГЭС;
- использование избыточных мощностей ГЭС Сибири с целью решения проблемы маневренных мощностей в Европейской секции ЕЭС.

На слайде показаны возможные варианты покрытия базисной нагрузки в ЕЕЭС. Самым затратным является вариант сооружения АЭС, а наиболее экономичным – создание КЭС на газе (при низких ценах на газ). Однако по мере увеличения цен на газ сооружение КЭС на газе в Европейской части ЕЭС будет терять свою экономическую привлекательность, уступая передаче электроэнергии от сибирских ГРЭС на канско-ачинских углях.

Оценка экономической эффективности покрытия полупиковой нагрузки в Европейской секции ЕЭС проведена на примере передачи мощности от Эвенкийской ГЭС и сооружения полупиковой КЭС соответствующей мощности на газе в европейской зоне. При высоких ценах на газ строительство Эвенкийской ГЭС является обоснованным решением.

Один из путей повышения эффективности работы ЕЭС России заключается в привлечении неиспользуемых мощностей ГЭС Сибири для решения проблемы маневренных мощностей в Европейской части ЕЭС. ГАЭС считаются наиболее эффективным средством покрытия и выравнивания переменной части графика нагрузки. Другой вариант решения этой проблемы состоит в привлечении избыточных мощностей сибирских ГЭС, величина которых достигает 5000-7000 МВт.

В период дневного и вечернего максимумов в Европейскую секцию ЕЭС привлекается мощность ГЭС Сибири. При прохождении дневного и ночного провалов полученная электроэнергия будет возвращаться по этой же связи в ОЭС Сибири.

Сооружение маневренной полуволновой ЭП с полезно передаваемой мощностью 5000 МВт позволяет отказаться от сооружения ГАЭС на такую же мощность и снизить инвестиции более чем на 3 млрд. долларов. Создание маневренной электропередачи будет иметь огромное значение для повышения энергетической безопасности электроснабжения самой Сибири в случае наступления катастрофического маловодья на Енисее и Ангаре.

Использование полуволновой технологии для экспорта электроэнергии проведено на примерах электропередач Южно-Якутский ГЭК (ЮЯГЭК) – Северный Китай; ЮЯГЭК – Южная Корея; Тюменский регион – Украина. Привлечение мощностей ЮЯГЭК с помощью полуволновой ЭП предпочтительнее сооружения комплексов из АЭС и ГАЭС в Северном Китае и Южной Корее, а передача электроэнергии из Тюменского региона для Украины является наиболее экономичным вариантом решения проблемы ввода новых базисных мощностей, которая остро встанет в период 2015-2020 годов.

Применение ПЭП за рубежом рассмотрено для случая создания сверхдальней связи от высокоэффективных ГЭС, планируемых в Центральной Африке, в направлении Южно-Африканской Республики, а также применительно к сверхдальней связи в Бразилии от ГЭС на реке Мадейра (приток Амазонки) на юго-восток Бразилии. В обоих случаях показана более высокая экономическая эффективность полуволновой технологии по сравнению с техникой постоянного тока.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработаны методические основы для исследования и проектирования полуволновых ЭП при их работе в составе энергообъединения и обоснован высокий уровень надежности и экономической эффективности полуволновой технологии.

Основные результаты работы:

1. Разработаны методические рекомендации по составлению расчетных схем для исследования различных режимов ПЭП.
2. Создана методика для анализа условий, обеспечивающих надежное функционирование ПЭП в энергообъединении.
3. Предложен и обоснован вероятностный критерий для оценки режимной надежности.
4. Обоснован критерий экономической эффективности с учетом фактора надежности.
5. Разработан метод оптимизации конструктивных параметров полуволновых линий.
6. Проведены прогнозные исследования работы ПЭП в составе ЕЭС России на уровне 2020 года.
7. Обоснована простейшая система защиты ПЭП от перенапряжений.
8. Разработаны надежные и экономичные схемы ПЭП напряжением 750-1150 кВ пропускной способностью 3000-6000 МВт.
9. Показано явное преимущество ПЭП 1150 кВ по сравнению с ППТ ±600 кВ при передаче электроэнергии из Сибири в Центр.
10. Выявлено, что при реальных ценах на газ передача электроэнергии от сибирских ГРЭС на канско-ачинских углях является наиболее экономичным вариантом покрытия базисной нагрузки в ЕЭС.
11. Привлечение неиспользуемых мощностей ГЭС Сибири с помощью маневренной ПЭП мощностью 5000 МВт позволяет отказаться от сооружения ГАЭС на такую же мощность и снизить инвестиции более чем на 3 млрд. долларов.
12. Показана эффективность использования полуволновой технологии для экспорта электроэнергии из России.
13. Обоснована высокая эффективность применения ПЭП за рубежом в ЮАР и Бразилии для выдачи мощностей ГЭС, удаленных от центров нагрузки.

ПОТЕНЦИАЛ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ЕГО ОСВОЕНИЕ

Ф.Л. Бык, В.Г. Китушин

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия

Существующее положение в электроэнергетике позволяет утверждать: гарантий устойчивого развития – нет, надежного выполнения функций – нет, консолидации усилий по решению этих проблем – нет.

Существующая отечественная энергетическая политика в форме «Энергетическая стратегия на период до 2030 года», «Генеральная схема размещения новых электрических мощностей на перспективу до 2020 г.» и отдельные федеральные, региональные, отраслевые целевые программы устаревают, когда на них еще «не высохли чернила». Одной из основных причин такого положения является, по нашему мнению, понятийный кризис, хотя и идет процесс по выработке и принятию энергетиками общих понятий, отвечающих новым реалиям. К их числу относятся: развитие и изменение, прогнозирование и планирование, проектирование и программирование, системная надёжность и надежность энергосистем, надежность и риски энергоснабжения и множество других, связанных с этими основными.

Наполнить эти понятия содержанием, раскрыть их в достаточном объеме для практического использования – сегодня актуально. Причем, базовым, главным с позиций системного подхода является понятие «Развитие». Именно эти вопросы и их приложение к электроэнергетике являются предметом настоящей работы. К сожалению общей теории развития пока нет. Имеются лишь разбросанные в различных науках отдельные положения, фрагменты представлений об отдельных сторонах этого феномена, из которых необходимо собрать мозаичную картину под названием «Развитие».

Наши усилия в этой части позволили на сегодняшний день сформулировать следующее понимание «Развития», как закономерного, направленного, необратимого изменения, проходящего в самоорганизующихся системах – открытых, неравновесных, диссипативных, операционально замкнутых, с невозрастающей энтропией. Из этого следует, что развитие это естественный процесс и что не всякие изменения системы, даже целевые, являются развитием. Возможно, что осознание уже только этого позволит снять много проблем.

Развитие – процесс освоения некоего потенциала развития, представляющего собой способность системы изменять свои «внутренние» параметры (форму, вид, состояние) в определенных «внешних» условиях, для увеличения время и расширения пространства своего «существования». Внешняя среда должна быть инвестиционной, инновационной, организованной, гарантирующей и имеющей потребность определенного развития. Здесь подобранные термины, для обозначения достаточных условий развития в определенной внешней среде, имеют гораздо более широкое и обобщающее значение, чем те значения, в которых они обычно используются.

Такое понимание позволяет утверждать, что исход борьбы за ресурсы, находящихся во внешней среде, определяется с одной стороны потенциалом развития системы, а с другой потребностью внешней среды в результатах развития системы. Следовательно, характеризуя потенциал развития нужно оценить инвестиционную привлекательность, инновационную восприимчивость, организационную согласованность, потребительную значимость и гарантированную целесообразность существования самоорганизующихся систем.

Электроэнергетика сегодня должна рассматриваться, как социотехническая и самоорганизующаяся система, состоящей из технико-технологической (ТТ) – (ЕЭС России), организационно-экономической (ОЭ) и социо-психологической (СП) подсистем.

Данное представление электроэнергетики становится необходимым, если мы хотим заниматься или управлять ее развитием, выявлять проблемы и ставить задачи, предлагать соответствующие методы и способы их решения. Например, сегодня многим становится очевидно, что надежность электроснабжения является не только задачей технико-технологической части электроэнергетики, но определяется ее организацией и экономическими отношениями. Здесь надо определиться с тем, что такое надежность электроснабжения – товар, услуга, работа? Ещё большая задача ложится на социо-психологический аспект надежности, отражающей степень

доверия к электроэнергетике со стороны общества, государства, инвесторов и прочее, что принято считать престижем. СП-надежность – свойство системы образов и характеристик, позволяющих создавать и поддерживать привлекательный имидж электроэнергетики, т.е. формировать определенное отношение к ней, позволяющее обеспечить поступление в электроэнергетику ресурсов, необходимых для ее развития. Основными способами обеспечения являются открытость, прозрачность, публичность.

С точки зрения потенциала развития электроэнергетической системы требуется разработка методов и способов оценки параметров, характеризующих способность её меняться по форме, виду и состоянию.

Очевидно, что потенциал развития технико-технологической подсистемы описывается структурными, объектными и режимными параметрами ЭЭС, которые позволяют оценить ее способность выполнять свою миссию на длительном временном отрезке и расширять зону своего влияния. Миссия ЭЭС – обеспечить производство и транспорт электроэнергии в требуемых объемах, с нормативной надежностью и качеством.

Описание структуры генерирующих мощностей, по виду первичного энергоносителя, способам получения электроэнергии, типам станций и агрегатов, сроку ввода их в действие и другим параметрам позволяет оценить насколько она диверсифицирована по видам топлива, прогрессивна по используемым технологиям, содержит инновационную составляющую, а главное какую структуру производства электроэнергии обеспечивает структура мощностей. Последнее играет основную роль, т.к. позволяет определиться с формой (плотностью) суточных, сезонных и годовых графиков производства электроэнергии.

Изменения в структуре ЭЭС формируются под влиянием достижений в области освоения и внедрения новых способов, технологий по производству и транспорту электроэнергии, разработка которых направлена на использование новых видов энергоресурсов и повышение КПД существующих, учитывая экологические и иные последствия, опасные для жизнедеятельности людей.

Объектные параметры ЭЭС отражают масштабы производства и транспорта электроэнергии, размер охватываемой территории, объем требуемых энергоресурсов, величину пропускных способностей связей, размер регулировочного диапазона на станциях. Режимные параметры ЭЭС определяют степень свободы при управлении режимами. Потенциал развития с этих позиций можно характеризовать управляемостью, т.е. наличием в ЭЭС активных (управляемых) и пассивных (информационных) элементов.

С учетом данного подхода к оценке потенциала развития технико-технологической части электроэнергетики, можно заметить, что во первых он во многом определяется процессами и решениями, принимаемыми в СП и ОЭ подсистемах. От того, каким образом в СП будет определена роль электроэнергетики, такое отношение к ней и будет, в том числе и доступ ресурсам. От этого во многом зависят структурные параметры ЭЭС. От того, каким образом собственники субъектов электроэнергетики сформулируют свои интересы и сформируют эффективные экономические отношения и связи зависят объектные параметры, что во многом определяется в рамках ОЭ. Режимные параметры формируются в ТТ, но требуют пересмотра отношений субъектов энергетики к системе управления ЭЭС. и т.д.

Во вторых, потенциал развития электроэнергетики, во многом определяется отношением к ней со стороны научно-технического сообщества и государства, но не как одного из крупных собственников субъектов электроэнергетики, а как гаранта обеспечения жизнедеятельности людей и защиты интересов субъектов рыночной экономики, не зависимо от их величины (условия среды).

ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ НА БАЗЕ КОНЦЕПЦИИ SMART GRID: ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ

И.О. Волкова¹, Б.Б. Кобец²

¹ Государственный университет – Высшая школа экономики, г. Москва, Россия

² Центр энергоэффективности ЕЭС, г. Москва, Россия

В большинстве индустриально развитых стран качество основополагающего решения проблем, связанных, с одной стороны, с постоянно растущим уровнем и характером требований к результатам деятельности отрасли всех заинтересованных сторон, а с другой – внутренними проблемами функционирования энергетики, принят переход на путь инновационного развития электроэнергетики, заключающийся в радикальном изменении системы взглядов на ее роль и место в современном и будущем обществе. Новая система взглядов, определяющая требования к электроэнергетике будущего, подходы к их обеспечению путем создания необходимой для этого совокупности определенных функциональных свойств энергосистемы, принципов и их способов реализации (технологического базиса), нашла свое отражение в концепции Smart Grid – «умная энергосистема (сеть)».

Появление новой концепции и широкомасштабные работы по ее реализации в индустриально развитых странах, принявших ее как основу своей национальной политики энергетического и инновационного развития, должно, по нашему мнению, несомненно, учитываться и 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.

Принципы и механизмы реализации концепции Smart Grid в существенной степени определяются спецификой и характером спектра отечественных, а также наличием необходимых предпосылок:

Стартовые условия:

- энергетическая система в России изначально строилась как единая, в рамках которой получено успешное решение целого ряда задач, поставленных за рубежом в рамках развиваемой концепции;
- наличие существенного «технологического разрыва» с ведущими индустриально-развитыми странами (по оценке экспертов 10-15 лет);
- износ основных производственных и технологических активов оценивается в 2 раза выше, чем за рубежом.

Организационно-экономические условия:

- отсутствует эффективный центр координации и механизмы комплексного управления функционированием и развитием отрасли, в первую очередь технологическим;
- разделение сфер ответственности и принятия решений в энергетическом секторе.

Общественно-политические условия

- заявленный политическим руководством безусловный переход страны на модернизацию и инновационное развитие;
- приоритетность повышения энергоэффективности, как ключевого направления модернизации и инновационного развития;
- достаточно прослеживаемая связь с национальными проектами и программами.

Технологические условия

- топология, используемые классы напряжения географические и режимные условия, способы управления и т.п., действующая нормативно-технологическая база в ряде позиций существенно отличаются от зарубежных.
- в мегаполисах и крупных городах дальнейшее развитие генерации за счет строительства крупных электростанций уже невозможно;

- отсутствие резервов мощности в распределительных сетях на центрах питания вызывает необходимость приближения генерации к потреблению;
- ненадежность изношенного оборудования и недостаточная достоверность прогнозирования нагрузки энергосистем ведет к завышению резервной мощности.

Инфраструктурные условия

- отсутствие целостной системы взаимодействия науки и бизнеса ;
- отсутствие в топливно-энергетическом комплексе развитой инновационной инфраструктуры (центры трансфера технологий, инновационно-технологические центры, технопарки, бизнес-инкубаторы, центры подготовки кадров для инновационной деятельности, венчурные фонды и др.).

Анализ показывает, что в России есть вполне достаточные предпосылки для развития этой концепции, которое должно рассматриваться как целый комплекс взаимосвязанных задач: научно-технологических, бизнес-задач (определяющих стратегии развития компаний и регионов), экономических (обеспечивающих повышение экономической эффективности как энергетического комплекса, так и других отраслей) и социальных (связанных с созданием новых рабочих мест) и т.д.

В этом случае, развитие концепции Smart Grid может, с одной стороны, выступить базой для организации эффективной системы взаимодействия науки и бизнеса в области энергетики и не только (учитывая ее потенциально межотраслевой характер) и развития соответствующей инновационной инфраструктуры, а, с другой стороны, стать, своего рода технологической платформой для обсуждения разработки и решения основных концептуальных вопросов развития отрасли

В рамках разработки комплексной национальной программы инновационного развития электроэнергетики на базе Smart Grid в первую очередь должны быть решены следующие вопросы:

1. Сформировано стратегическое видение будущего инновационного развития энергетики в России;
2. Определены основные требования и функциональные свойства отечественной энергетической системы на базе концепции Smart Grid и принципы их осуществления;
3. Определены основные направления развития всех элементов энергетической системы: генерации, передачи и распределения, сбыта, потребления и диспетчеризации;
4. Определены основные компоненты, технологии, информационные и управленческие решения во всех вышеуказанных сферах;
5. Обеспечены координации модернизации (преодоления технологического разрыва) и инновационного развития в российской энергетике.

Масштабы предполагаемых изменений, связанных с развитием концепции Smart Grid дают, на наш взгляд, достаточные основания рассматривать ее как важнейшую составляющую национальной программы инновационного развития страны в целом. Ее реализация должна осуществляться вместе с комплексной модернизацией отечественной экономики, в которой развитие энергетики на базе концепции Smart Grid может являться одним из «локомотивов» или «движущей силой» инновационного развития как других сфер и отраслей, так и серьезным фактором социального развития.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СИСТЕМАХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

А.А. Герасименко, В.Б. Нештаев

ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

1. Актуальность проблемы компенсации реактивной мощности в системах распределения электрической энергии, пути её решения. Проблема компенсации реактивной мощности (КРМ) в системах распределения электрической энергии (ЭЭ) обусловлена передачей значительных неоптимальных потоков реактивной мощности (РМ) по участкам и повышенным потреблением её из сети. Эффективное управление потоками РМ реализуется путём определения оптимальной загрузки существующих компенсирующих устройств (КУ) и установки новых КУ, в основном, батарей статических конденсаторов, в сетях большинства потребителей и наиболее проблемных по напряжению узлах сетевых организаций, что способствует повышению надёжности функционирования систем распределения ЭЭ, нормализации уровней напряжения и снижению потерь ЭЭ.

Все исследования в области КРМ актуальны в настоящее время в связи с введением новых нормативных документов и должны быть направлены на разработку алгоритмов выбора оптимальной мощности и мест установки КУ с учётом всей совокупности режимов.

2. Характеристика задачи и выбор метода решения. Решение данной задачи, относящейся к классу задач нелинейного математического программирования, необходимо вести с учётом всей совокупности режимов (многорежимности) на заданном интервале времени с помощью интегральных характеристик параметров режимов, важнейшей из которых являются потери ЭЭ.

Обобщённый метод приведенного градиента (ОМПГ) позволяет наиболее эффективно учесть детерминированные и стохастические свойства данных, балансовые и простые ограничения, особенности целевой функции и основывается на вероятностно-статистической модели электрических нагрузок [1].

3. Вероятностно-статистическая модель электрических нагрузок. В результате моделирования матрицы корреляционных моментов (МКМ) для суточных, месячных (или для другого интервала времени) графиков нагрузок N узлов системы распределения ЭЭ с d интервалами постоянства получают ортогональные некоррелированные главные факторы – обобщённые графики нагрузок (ОГН) [2]

$$\Gamma_{kj} = \sum_{i=1}^N v'_{ki} \Delta P_{ij} + \sum_{i=1}^N v''_{ki} \Delta Q_{ij}; \quad j = \overline{1, d}, \quad (1)$$

где v'_{ki} , v''_{ki} – компоненты k -го собственного вектора МКМ мощностей нагрузок.

При этом исходные графики электрических нагрузок P_{ij} , Q_{ij} представляются с помощью известных математических ожиданий нагрузок MP_i , MQ_i и моделируемых отклонений от математических ожиданий ΔP_{ij} , ΔQ_{ij} в виде линейной комбинации K статистически устойчивых главных факторов [2]:

$$P_{ij} = MP_i + \sum_{k=1}^K v'_{ki} \Gamma_{kj}, \quad Q_{ij} = MQ_i + \sum_{k=1}^K v''_{ki} \Gamma_{kj}, \quad j = \overline{1, d}. \quad (2)$$

Такое представление графиков нагрузок достаточно эффективно, так как для получения модели (2) приемлемой точности достаточно двух–трёх первых ($K \ll N$) ОГН (1), соответствующих наибольшему собственным значениям МКМ и отражающих до 70–85% полной дисперсии исходных нагрузок.

4. Особенности формирования и расчёта целевой функции. Задача оптимальной КРМ в частной эксплуатационной постановке предполагает наилучшее распределение РМ существующих источников (известна суммарная мощность КУ), исходя из минимума потерь ЭЭ, с учётом представленной статистической модели (1)–(2) записываемых в виде [2]:

$$\Delta W = M\Delta W + \sigma\Delta W = [M\Delta P + \sigma\Delta P] \cdot T \approx [\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \gamma''_{ki} \gamma''_{kj} \frac{\partial^2 \Delta P}{\Delta V_i \partial V_j} + \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \gamma''_{ki} \gamma'_{kj} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial V_i \partial \delta_j} + \frac{1}{2} \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \gamma'_{ki} \gamma'_{kj} \frac{\partial^2 \Delta P}{\partial \delta_i \partial \delta_j}] \cdot T, \quad (3)$$

где коэффициенты $\gamma'_{ki}, \gamma''_{kj}$, моделирующие отклонения $\Delta\delta, \Delta V$, определяются из решения линейризованных в точке MP_i, MQ_i уравнений с матрицей Якоби: $[J][\bar{\gamma}_k] = [\bar{v}_k], k = \overline{1, K}$.

Для воздушных (кабельных) линий основная и дисперсионная составляющие потерь ЭЭ (3) уточняются с учётом зависящего от режимно-атмосферных факторов активного сопротивления проводов (жил).

Исследование погрешности определения потерь ЭЭ (3) в сетях напряжением 35, 110, 220 кВ на суточном и месячном интервалах времени показало необходимость применения поправочных коэффициентов в диапазоне $1,04 \div 1,05$, что способствует снижению погрешности до значения, близкого к нулевому, и повышению ценности интервальной оценки:

- для 36 экспериментов на суточном интервале $\delta_{\text{ср.}} = 0,13\%$, $I_{\beta} = (-0,72; 0,98)\%$;
- для 10 экспериментов на месячном интервале $\delta_{\text{ср.}} = 0,00\%$, $I_{\beta} = (-1,46; 1,46)\%$.

Для распределительных сетей, эксплуатируемых преимущественно по разомкнутым схемам, применяется комбинированный метод определения потерь ЭЭ [2].

Оптимальная мощность компенсации в узле вычисляется по формуле:

$$Q_i^{\text{кв}} = MQ_i + k_{\beta}^{\text{max}} \sigma Q_i. \quad (4)$$

Для проектной задачи реализуется замена динамического критерия оптимизации статическим с учётом адаптивного подхода, в результате чего целевая функция представляется расчётными затратами на установку КУ, их эксплуатацию и потери ЭЭ и записывается в виде:

$$Z = \rho_i \left(\sum_{i=1}^N a_i Q_i^{\text{кв}} + \sum_{i=1}^N b_i Q_i^{\text{кв}} \right) + C_0 \sum_{i=1}^N (\alpha_i Q_i + \beta_i Q_i^2) t_i + C_0 [\Delta P(M\bar{V}, M\bar{\delta}) + \sigma \Delta P] \cdot T. \quad (5)$$

В выражении (5) ρ_i – экономический коэффициент, включающий нормы эффективности капиталовложений и эксплуатационных затрат; a_i, b_i – удельные капитальные затраты установленной мощности регулируемых и нерегулируемых КУ; C_0 – стоимость 1 кВт·ч потерь ЭЭ; α_i, β_i – постоянные параметры, зависящие от технико-экономических характеристик генерирующего источника; t_i – время работы источника.

Варьируя k_{β}^{max} с одинаковым приращением (например, в интервале от 1,5 до 2,0) моделируем функцию расчётных затрат (5) кривой второго порядка, минимизируя которую получаем оптимальное значение РМ в узлах. Сопоставление с результатами статистических испытаний показало приемлемую точность определения оптимальной РМ в узлах.

5. Вывод. Алгоритм оптимизации на основе ОМПГ, учитывающий многорежимность посредством вероятностной модели нагрузок, позволяет определить за один расчёт по средним нагрузкам: 1) в задаче эксплуатации (планирование режимов на интервале до одного года) диапазоны и графики загрузки РМ КУ и напряжений в узлах сети, потери ЭЭ (3) в исходном и оптимальном режимах; 2) в проектной задаче (планирование развития системы распределения ЭЭ на 1–5 лет) оптимальное значение устанавливаемой РМ КУ (4) и места их размещения, функцию затрат (5) и её составляющие, потери ЭЭ в оптимальном режиме (3).

ЛИТЕРАТУРА

1. Герасименко А. А., Нешатаев В. Б. Формирование выражения приведенного градиента в задаче оптимальной компенсации реактивных нагрузок в системах распределения электрической энергии // Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии: сборник трудов Межд. научно-техн. конф. В 3-х ч. Тольятти: ТГУ, 2009. – Ч. 2. С. 119–122.
2. Герасименко А. А., Нешатаев В. Б., Шульгин И. В. Оптимальная компенсация реактивных нагрузок в системах распределения электрической энергии // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2008. № 11–12/1. С. 81–88.

ТЕХНОЦЕНОЗЫ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

А.Ю. Южанников

ОАО «Сибцветметниипроект», г. Красноярск, Россия

Научно-технический прогресс достиг такой ступени развития, когда видовое разнообразие выпускаемых изделий соизмеримо с видовым разнообразием в природе. Законы развития техники, включающей отдельные элементы, и живой природы, состоящей из отдельных особей, имеют много общего. При достижении определенного уровня сложности в технических системах начинают работать те же закономерности Эволюции, что и в системах, созданных самой Природой. Поэтому представляется возможным описывать сложные технические системы на основе ценологических понятий.

Человечество в своем развитии стало создавать сложные искусственные системы: транспортные, информационные, энергетические, производственные, и т.д. Это комплексное хозяйство является системой нового типа, где свойства системы не вытекают из совокупности свойств ее отдельных элементов. Подобные системы рассматриваются в науке как ценозы (биогеоценозы, техноценозы, бизнесценозы и т.д.).

Каждое техническое изделие является особью, которую можно отнести к определенному виду. Понятие вида является ключевым в технетике. Изделия одного вида изготавливаются по одной документации, отличаются от других видов количественными и качественными характеристиками. Группа изделий одного вида в техноценозе образует популяцию.

Окружающий нас мир может быть классифицирован по наиболее общим классам систем, отличающимся по способу хранения и воспроизведения информации:

- Физические системы (неживая природа).
- Биологические системы (живая природа).
- Технические (искусственные) системы.

Существование физических систем (неорганический мир, неживая природа) определяется физико-химическими законами. Объект изменяется под влиянием окружающей среды. Развитие происходит при использовании имеющейся информации (окружающей неоднородности по структуре, массе, энергии) в направлении роста энтропии. Информация используется объектом неживой природы для перехода в более стабильное для данных условий состояние. При этом нет выделенного носителя информации и нет плана его использования.

В процессе развития неорганического мира природа сделала качественный скачок: нашла способ записывать информацию и сохранять ее путем многократного воспроизведения копий. Появились биологические системы. Природа создала функционально неделимую систему (участок молекул ДНК), материальный носитель информации – ген. Реализовалось совмещение материального носителя информации и аппарата воспроизведения. Появился план использования информации о свойствах организма, реализация которого определялась эволюционным отбором.

Следующим этапом стало создание технических (искусственных) систем. В них также произошел качественный скачок в использовании и воспроизведении информации. Появился материальный объект, содержащий закрепленную информацию о техническом изделии – документ. На основании информации, тем или иным способом записанной в документе, осуществляется изготовление (воспроизводство) искусственного изделия. Произошло пространственно – временное разделение собственно документа, воспроизведение документа и процесса воспроизведения искусственного изделия на основе документа.

Отличительным признаком любого техноценоза является тот факт, что всю документацию на этот ценоз собрать нельзя принципиально. Построение техноценозов определяется законами техноэволюции, а структура его образующих элементов по повторяемости видов устойчива и определяется гиперболическим H -распределением.

Структура ценозов описывается разными типами распределений:

- видовое распределение – зависимость числа видов с равным количеством особей от количества особей в виде;
- ранго-видовое распределение – ранговое представление основывается на расположении элементов в порядке убывания величины описывающего их параметра или частоты появления;

- ранговое распределение по параметру, при расположении видов в порядке уменьшения какого-либо параметра.

По количеству видов и элементов техноценозы характеризуются как дискретными, так и непрерывными величинами. Для дискретных величин обычно применяется видовое распределение, а для непрерывных – ранговое. Кудрин Б.И. предложил использовать модель Н-распределения для математического описания видового и рангового распределения

На основе зависимости годового электропотребления от разнообразия и структуры выпускаемой продукции прогнозируют параметры электропотребления, опираясь на объем выпускаемой продукции.

Отмеченные ценологические свойства промышленных предприятий констатируют устойчивость явления, проявляющегося с определенного уровня организации некоторого множества элементов с неопределенными связями: способность ценозов формировать в процессе образования и сохранять в процессе развития устойчивую структуру при наличии различных механизмов отбора.

В работах В.И. Гнатюка предполагается, что оптимальным является такой техноценоз, который по своим функциональным показателям характеризуется максимальной энтропией и обеспечивает выполнение поставленных задач, т.е. идеальное выполнение своего функционального назначения. Данная теория предполагает существование некоторого идеального распределения элементов ценоза, причем стабильность системы характеризуется значением рангового коэффициента β , находящегося в пределах от 0,5 до 1,5.

Каждое предприятие находится в динамическом процессе создания, существования, трансформации и ликвидации. Подобные этапы сопоставимы с этапами жизни биологических объектов. Таким образом, разнообразие видов и диапазон разброса параметров предприятий – особей в ценозах всегда настолько велик, что это делает невозможным применение привычной для нас классической математической статистики. Отсюда возникает потребность оперировать выборкой параметров в целом. Для этого необходимо построить ранговое распределение особей техноценоза.

Наиболее эффективным и к настоящему времени апробированным инструментом ценологических исследований является ранговый анализ – метод исследования больших систем, имеющий целью их статистическое описание, а также оптимизацию, и полагающий в качестве основного критерия форму видовых и ранговых распределений. Исходной посылкой негауссовой математической статистики является признание существования таких объектов (ценозов), в которых выборки параметров, описывающих отдельные элементы, не имеют математического ожидания, а дисперсия равна бесконечности.

Под ранговым распределением понимается убывающая последовательность значений параметров, упорядоченная таким образом, что каждое последующее число меньше предыдущего, и поставленная в соответствие рангу (номеру по порядку, ряду натуральных чисел, расположенных в порядке возрастания).

Практическая реализация анализа техноценозов эффективно осуществляется в рамках процедур рангового анализа, который включает следующие комплексные этапы:

1. Выделение техноценоза.
2. Определение перечня видов в техноценозе.
3. Задание видообразующих параметров.
4. Параметрическое описание техноценоза.
5. Построение табулированного рангового распределения.
6. Построение графического рангового видового распределения.
7. Построение графических ранговых параметрических распределений.
8. Построение видового распределения.
9. Аппроксимация распределений.
10. Оптимизация техноценоза

Анализ структурно-топологической динамики техноценозов направлен на рассмотрение движение видов и изменение параметров Н-распределения. Это движение объясняется непрерывным воздействием на структуру техноценоза множества внутренних и внешних факторов, которые порождают, умножают или уменьшают число особей любого из видов техноценоза. Внутривидовой и межвидовой отборы определяют вектор развития техноценоза, задавая динамику структуры и обеспечивая ее устойчивость.

МАКРОДИАГНОСТИКА КАК СРЕДСТВО ПЛАНИРОВАНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ РЕМОНТОВ И МОДЕРНИЗАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЯ

В.Г. Китушин, Ф.Л. Бык, Е.В. Иванова

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия

Основное назначение диагностики – определять состояние оборудования по получаемым, снимаемым с него сигналам. Наиболее полезной и широко используемой в практике характеристикой состояния оборудования является остаточный ресурс. К сожалению, классическая техническая диагностика занимается сигналами о состоянии отдельных элементов оборудования, редко в своих моделях доходит до характеристики ресурса элемента и совсем ничего не говорит об оставшемся ресурсе всего агрегата.

Разрабатываемая на кафедре систем управления и экономики энергетики НГТУ методология макродиагностирования сразу ставит задачу моделирования остаточного технического ресурса оборудования в зависимости от наиболее существенных факторов, доступных к измерению. В результате такого моделирования получаем функциональную зависимость остаточного технического ресурса (R) от стоимости оборудования (Φ_0), затрат на техническое обслуживание и ремонты ($Z_t^{mo}, Z_t^{рем}$), режима использования (\tilde{P}_t), фактического количества отказов (ω_t), а также ряда нормативных параметров: срока службы (T^{cl}), норматива затрат на техническое обслуживание и ремонты ($\bar{Z}^{mo}, \bar{Z}^{рем}$) и др.

$$R_t = R \left(\Phi_0, \sum_{i=1}^t Z_i^{mo}, \sum_{i=1}^t Z_i^{рем}, \tilde{P}_t, \omega_t, T^{cl}, \bar{Z}_t^{mo}, \bar{Z}_t^{рем} \right). \quad (1)$$

Точность модели определяется, в том числе, количеством ретроспективных данных. Чем больше информации по ретроспективе, тем точнее результаты моделирования ресурса.

Достоинство полученной таким образом модели остаточного технического ресурса оборудования заключается еще в том, что она позволяет прогнозировать изменение ресурса в будущем в зависимости от планируемых объемов ремонтных работ, режима использования оборудования и других факторов.

Другим важным показателем, который также можно прогнозировать, но уже на основе показателя «остаточный ресурс» является интенсивность отказов (λ):

$$\lambda_t = \lambda(R_t). \quad (2)$$

Известно, что отказы оборудования вызываются различными причинами:

- 1) дефектами проектирования, изготовления, монтажа, наладки и т.д.;
- 2) случайными внешними воздействиями, не связанными с состоянием оборудования;
- 3) износом и старением оборудования.

Отказы первого и второго типа слабо зависят от технической эксплуатации оборудования в части управления ими. Отказы же третьего типа прямо зависят от режима использования и ремонтного обслуживания оборудования, что обуславливает взаимосвязь показателей «интенсивность отказов» и «остаточный ресурс оборудования».

Показатели макродиагностики могут не только являться средством анализа текущего состояния оборудования, но и использоваться при планировании деятельности предприятия в отношении оптимальных объемов ремонтных работ. Для этого необходимо не только определить (идентифицировать) реальное состояние объекта, в данном случае – величину остаточного ресурса, но и оптимальную величину этого ресурса.

Для определения оптимального остаточного ресурса (R^{opt}) необходимо использование критерия экономической эффективности. В качестве такого критерия можно использовать минимум дисконтированных затрат за срок службы оборудования. Величина оптимального ресурса в данном случае будет определяться соотношением затрат на проведение планового (профилактического) ремонта оборудования ($Z_t^{рем}$), которые по сути «омолаживают» оборудование, и аварийного ($Z_t^{авар}$), связанного с отказами оборудования. В затраты на аварийные ремонты также

необходимо включить затраты на компенсацию ущерба потребителям вследствие ненадежного энергоснабжения.

$$Z = f(Z_t^{рем}, Z_t^{пуск}) \rightarrow \min. \quad (3)$$

Поддерживая величину остаточного ресурса на уровне оптимального можно достигнуть минимальных затрат на эксплуатацию оборудования за его срок службы. Это означает, что если $R > R^{opt}$, то надо снизить ремонтные затраты так, чтобы изменение ресурса стало отрицательным и равным $\Delta R = R^{opt} - R$. Другими словами, в начале эксплуатации объекта, когда остаточный ресурс близок к единице, а оптимальный напротив значительно меньше единицы, нет необходимости в ремонтных затратах до тех пор пока R не приблизится к R^{opt} . Ситуация совершенно обратная, когда $R < R^{opt}$. Здесь, наоборот, необходимы значительные ремонтные затраты, чтобы увеличить остаточный ресурс до величины, близкой к R^{opt} . После того, как объект оказался в оптимальном состоянии (по ресурсу), приращение его ресурса на каждом последующем интервале времени должно стать нулевым. Размер ремонтных затрат в любом из этих случаев можно определить исходя из зависимости (1) при необходимом ΔR . Таким образом, можно решить задачу планирования оптимальных объемов ремонтных работ.

Планирование модернизации и замены оборудования также может осуществляться на основе макродиагностики. Для решения этой задачи используется такой показатель как средний срок службы или, по-другому еще можно назвать, средний возраст оборудования. Его можно определять для единицы, для группы однотипного оборудования или же в целом по предприятию. Средний возраст можно смоделировать в зависимости от следующих макропоказателей: амортизационный период (T_a), накопленная амортизация к году t ($\Phi_t^{\Sigma ам}$), балансовая стоимость фондов (Φ_t), балансовая стоимость, амортизация на которые уже не начисляется (Φ_t'), срок, который отработали фонды сверх амортизационного периода (p):

$$T_{cp} = f(T_a, \Phi_t^{\Sigma ам}, \Phi_t, \Phi_t', p). \quad (4)$$

С помощью экономических критериев можно определить оптимальный срок службы (T^{opt}) и сравнивать его со средним возрастом оборудования на предприятии, тем самым определять момент, когда необходимо заменять оборудование. В самом простом случае вместо оптимального срока службы можно использовать амортизационный период (или нормативный срок службы), поскольку по определению он рассчитывается как экономически целесообразный период эксплуатации основных фондов.

При создании компании средний возраст оборудования близок к нулю, по мере функционирования предприятия он будет возрастать до тех пор, пока не достигнет оптимального значения. В дальнейшем, если предприятие не расширяется, средний возраст будет постоянным, что связано с ежегодным обновлением части оборудования.

Если же рассматривать ситуацию, когда средний возраст уже превышает оптимальный, то из зависимости (4) можно найти объем оборудования, подлежащего замене. Для этого необходимо приравнять T^{cp} к T^{opt} и определить изменение балансовой стоимости фондов, амортизация на которые уже не начисляется.

Заключение

Специфика метода макродиагностики заключается в использовании информации об оборудовании, которая сегодня не используется или используется в крайне малой степени. Он основан на таких показателях, как стоимость оборудования, различные нормативные показатели (по затратам на ремонты, срок службы и др.), фактически осуществленные и планируемые затраты на ремонты, загрузка оборудования, статистика отказов и др. Это позволяет оценивать текущее состояние оборудования не только по отдельным узлам и элементам, но даже в целом по предприятию.

Метод макродиагностики позволяет также решать задачи, связанные с планированием ремонтного обслуживания и модернизации или замены оборудования.

НАДЗОР ЗА КАЧЕСТВОМ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ (ОКАЗАНИЯ УСЛУГ), ВКЛЮЧАЯ ИЗГОТОВЛЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ, ПОСТАВЛЯЕМОГО НА ОБЪЕКТЫ ЭНЕРGETИКИ – ЭФФЕКТИВНЫЙ СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ УРОВНЯ БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ ЭНЕРGETИКИ

В.Я. Потапов, Т.В. Горяева, А.В. Моисеенко, Е.Ю. Капралов, А.П. Чурилов, А.М. Касимов
ФГУП ВО «Безопасность», г. Москва, Россия

Действующее законодательство, как в области использования атомной энергии – ст.35 федерального закона «Об использовании атомной энергии», так и в области безопасности гидротехнических сооружений – ст. 9 федерального закона «О безопасности гидротехнических сооружений» 117-ФЗ [1, 2], устанавливает, что ответственность за безопасность соответствующих энергетических объектов несет эксплуатирующая организация, являющаяся их собственником или владельцем. Таким образом, именно эксплуатирующая организация заинтересована в обеспечении безопасности.

Одним из важнейших факторов, влияющих на безопасность объекта энергетики (ЭО), является качество и безопасность оборудования, материалов, работ и услуг, поставляемых на ОЭ.

Большой практический опыт работы ФГУП ВО «Безопасность» по оценке соответствия оборудования, поставляемого на атомные электростанции (АС), осуществляемой в форме контроля (надзора) за качеством изготовления оборудования, включая приемку, показывает, что именно такой механизм позволяет обеспечить качество и безопасность оборудования и минимизировать риски возникновения тяжелых аварий, вызванных отказом оборудования.

Формы и порядок оценки соответствия оборудования, поставляемого на АС, установлены нормативным документом федерального уровня – федеральными нормами и правилами в области использования атомной энергии НП-071-06, принятым в 2006 г. [3].

Оценка соответствия оборудования, в том числе длительного цикла изготовления, проводится по согласованным в установленном порядке Планам качества и включает:

- Анализ готовности производства для изготовления оборудования;
- Анализ требований технической документации на оборудование;
- Анализ и согласование Планов качества;
- Разработка планов контроля;
- Контроль выполнения предусмотренных технической документацией процедур и процессов в точках Плана качества;
- Контроль полноты и правильности технической и отчетной документации;
- Контроль проведения испытаний (приемо-сдаточные испытания);
- Проверка соответствия консервации упаковки, маркировки;
- Проверка правильности оформления паспортов на оборудование.

В процессе надзора (контроля) за качеством изготовления важного для безопасности оборудования выявляется большое количество несоответствий (в основном связанных: с заменой марки материала, отклонением от геометрических размеров, несоответствия механической обработки, несоответствия при сварке и наплавке), при этом значимую часть составляют несоответствия, требующие внесения изменений в проектно-конструкторскую документацию. В частности, представители ФГУП ВО «Безопасность» только по зарубежным проектам в 2006-2008 годах выявили 2 480 несоответствий. Аналогичный уровень качества и культуры производства на предприятиях-изготовителях оборудования для российских АЭС.

По всем выявленным на заводах-изготовителях несоответствиям, при непосредственном участии специалистов ФГУП ВО «Безопасность» проведен аналитическая работа по выявлению причин несоответствий, определены и реализованы необходимые корректирующие меры.

ФГУП ВО «Безопасность» проводит тщательный анализ всех несоответствий. По результатам анализа предъявленные претензии к качеству можно группировать следующим образом:

1. Несоответствия рабочей конструкторской документации (РКД) относительно проектной в том числе изменениям проекта по применяемым типам (видам, маркам) продукции и поставочным документам, а также требований действующей нормативной документации;

2. Ошибки и недоработки договорной документации изготовителей (поставщиков) с Заказчиками оборудования, которые не устанавливают или устанавливают не в полном объеме требования по обеспечению качества, по комплектности поставляемой с оборудованием технической документации;

3. Не выполнение оценки соответствия, т.е. поставка оборудования без документального подтверждения прохождения процедуры оценки соответствия независимым контрольным органом;

4. Несоответствие оборудования, изготовленного и поставленного по несогласованной с Заказчиком технической документации (ТЗ, ТУ, ИТТ и т.п.);

5. Отсутствие Сертификатов на поставленное оборудование, подлежащее обязательной сертификации (трубопроводная арматура, насосы и т.д.);

6. Наличие ошибок Изготовителя и необходимых данных в Паспортах (Формулярах) на поставленное оборудование;

7. Наличие неполной или некачественно выполненной маркировки на поставленном оборудовании;

8. Несоответствие комплектности запасных или быстроизнашиваемых частей, поставленных совместно с оборудованием.

ФГУП ВО «Безопасность» имеет значительный опыт работ по анализу качества рабочей конструкторской документации (РКД) на оборудование важное для безопасности в том числе и при реализации зарубежных проектов.

ФГУП ВО «Безопасность» при оценке соответствия исходит из принципа максимального обеспечения выполнения требований по безопасности и качеству которые определены федеральными нормами и контрактами на поставку, при этом, в разумных компромиссах изыскивая возможности для сокращения издержек контроля, но оставляя приоритетной задачу обеспечения безопасности принятого оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный закон от 21.11.1995 N 170-ФЗ «Об использовании атомной энергии». Собрание законодательства РФ, 27.11.1995, N 48, ст. 4552.

2. Федеральный закон от 21.07.1997 N 117-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений». Собрание законодательства РФ, 28.07.1997, N 30, ст. 3589.

3. Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии НП-071-06 «Правила оценки соответствия оборудования, комплектующих, материалов и полуфабрикатов, поставляемых на объекты использования атомной энергии». Научно-практический журнал Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору «Ядерная и радиационная безопасность», № 5(42) – 2006, ст. 27.

КОМПЛЕКСНЫЙ ЭКОНОМИКО-ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОХЛАЖДЕНИЯ ТЭС

В.В. Колмогоров

ОАО «ОГК-3», г. Москва, Россия

Значимость проблемы

Общепризнано, что прямоточные системы технического водоснабжения существенно уступают по своим экологическим характеристикам оборотным системам. Основные претензии экологов к прямоточным системам:

- очень большие объемы потребления воды из водных объектов;
- сброс больших объемов тепла в водные объекты;
- непосредственный контакт охлаждающей воды с технологическим оборудованием создает риски попадания охлаждаемых веществ в водные объекты;
- предотвращение гибели водных организмов на водозаборах прямоточных систем затруднено из-за больших расходов воды.

Оборотные системы лишены этих недостатков, значит переход от прямоточного охлаждения к оборотному приводит к повышению уровня экологической безопасности любого технического объекта.

Это утверждение нашло свое отражение в государственной водной политике России, включая Водный кодекс и многочисленные его подзаконные акты, налоговое законодательство, нормативно-технические документы. Сложно найти документ, касающийся вопроса охраны водных ресурсов, который не призывал бы к повсеместному применению оборотного водоснабжения.

Прямое и косвенное потребление энергии

Известно, что эффективность энергетических циклов, лежащих в основе технологий производства электроэнергии на ТЭС, в высокой степени зависит от наивысшей и низшей температур рабочего тела, достигаемых в цикле. Чем при более низкой температуре осуществляется отведение избыточного тепла из цикла, тем большая доля исходной энергии может быть преобразована в механическую, а затем – в электрическую энергию.

Различные типы систем охлаждения при одинаковых климатических условиях способны обеспечить различные температуры охлаждения рабочей среды и соответствующие им КПД энергоблоков.

В Справочнике это влияние оценивается в снижении выработки энергии на 0,25 % на 1 градус повышения температуры охлаждения, что эквивалентно снижению КПД электростанции приблизительно на 0,4 % на градус. Если применяется открытая мокрая градирня вместо прямоточной системы, конечная температура пара повысится на 5°C, что приведет к снижению выработки на около 2%. Если учесть также разницу в объеме энергии, потребляемой оборудованием системы охлаждения, которая составляет 6-8 кВт на отводимый МВт тепла, это даст еще один процент потерь эффективности. Для обычной европейской угольной электростанции 1 % снижения КПД означает, что КПД понизится с 40 % до 39,6 %.

Экологические аспекты систем охлаждения

Безвозвратное водопотребление из водных объектов, паровой факел градирен

Влияние прямоточных систем технического водоснабжения на баланс водных объектов очень часто понимается неверно. Как правило, говорят о том, что прямоточные системы потребляют на порядки больше водных ресурсов, чем оборотные системы с открытыми градирнями. Именно этот фактор является основным при обосновании экологической эффективности замены прямоточных систем на оборотные.

Влияние на выбросы загрязняющих веществ

Еще одним аспектом систем охлаждения тепловых электростанций, часто игнорируемым защитниками оборотных систем, являются влияние на объем выбросов в атмосферу загрязняю-

щих веществ и парниковых газов. Как было отмечено ранее, тип применяемой системы охлаждения связан с максимальной энергоэффективностью охлаждаемого процесса. Снижение энергоэффективности приводит к необходимости сжигания дополнительного топлива для сохранения объемов производства и, соответственно, к увеличению объемов выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов. Объем этих дополнительных выбросов будет увеличиваться пропорционально снижению КПД технологического процесса.

Тепловое загрязнение водных объектов и атмосферы, выбросы парниковых газов

Рассматривая вопрос теплового загрязнения окружающей среды необходимо учитывать, что независимо от типа системы охлаждения все сбросное тепло поступает в атмосферу. Это происходит напрямую в случае применения мокрых градирен или воздушных конденсаторов. В случае прямоточных систем на водном объекте тепло передается через поверхность водного объекта-приемника, на большой площади и с определенной временной задержкой в зависимости от местных условий. Количество сбросного тепла зависит от энергоэффективности производственного процесса, поэтому именно прямоточные системы в наименьшей степени способствуют тепловому загрязнению окружающей среды.

Химическое загрязнение водных объектов

Одна из наиболее часто упоминаемых претензий в адрес прямоточных систем – это повышенные риски аварийного загрязнения водных объектов охлаждаемыми химическими веществами. Однако для электроэнергетики эта проблема не так однозначна. На электростанциях более 95% воды используется для конденсации пара, причем паровое пространство конденсатора находится под вакуумом. Даже в случае аварийной разгерметизации конденсатора охлаждающая вода будет поступать в технологический цикл, а не конденсат – в охлаждающую воду. Необходимо отметить и то, что охлаждаемый водяной пар имеет высокую степень чистоты, не загрязнен никакими химическими веществами и не представляет опасности для окружающей среды. Поэтому загрязнение водных объектов через прямоточную систему охлаждения электростанции в принципе невозможно.

Шум

Наиболее низкошумными являются прямоточные системы. Несмотря на то, что с помощью применения различных мер по шумоподавлению уровень шума от любого оборудования может быть приведен к нормативному, применение этих мер часто оказывает влияние на работу оборудования, увеличивая, например, сопротивление воздушного тракта, и соответственно потребление энергии системой охлаждения. Кроме того, затраты на шумоподавление могут быть достаточно высоки. Данные на слайде № демонстрируют разницу в стоимости различных конструкций вентиляторов, без учета затрат на трансмиссии, электродвигатели и т.п.

Твердые отходы (масса оборудования, материалы)

Отходы, образующиеся при применении различных типов систем охлаждения, существенно отличаются и по массе и по качественным характеристикам.

Микробиология

Имеется еще один вид риска, свойственный прежде всего оборотным системам – это риски развития в водяных системах охлаждения и распространения воздушным путем через выбросы градирен болезнетворных микроорганизмов.

Гибель водных организмов на водозаборах

Воздействие электростанций на рыбные ресурсы неоднозначно. С одной стороны рыба действительно гибнет и травмируется на водозаборах. И чем больше водозабор, тем более велики риски такого ущерба. Поэтому предотвращение или уменьшение этого вида воздействия представляет собой проблему, прежде всего, для прямоточных систем.

Таким образом, имеются веские основания для утверждения о том, что дискриминация государством прямоточных систем охлаждения основана на недостаточно полном учете экономических и экологических аспектов, эта политика наносит ущерб экономике и окружающей среде, вступает в противоречие с политикой повышения энергоэффективности экономики и в целом с интересами общества.

Государство должно не только разрешить, но и стимулировать применение прямоточных систем. Применение прямоточных систем должно быть ограничено лишь для случаев охлаждения веществ, попадание которых в поверхностные водные объекты может нанести существен-

ный ущерб для окружающей среды, а также запретить их использование на особо охраняемых водных объектах и в местах обитания особо охраняемых видов рыб, так как полное устранение рисков гибели рыбы на водозаборах пока невозможно.

Для практической реализации этой политики необходимо выполнить следующее:

- исключить из Водного кодекса РФ пункт 4 статьи 60 о недостижимости проектирования прямоточных систем технического водоснабжения, изъять из других нормативных документов указания о безусловном предпочтении оборотных систем технического водоснабжения перед прямоточными;
- существенно снизить ставки водного налога и платы за использование водных объектов при заборе воды для целей охлаждения производственных процессов с последующим ее возвратом в тот же водный объект;
- четко определить нормативные требования относительно охраны водных организмов при водопользовании, при этом должно учитываться комплексное воздействие конкретного водопользователя, а не отдельные его стороны.

Целью этого доклада была демонстрация на конкретном примере необходимости комплексного анализа каждого технического решения или технологии при их экологической оценке. Такой анализ может в корне изменить наши представления об относительном уровне экологической безопасности и предпочтительности технологий. А отсутствие комплексного анализа способно приводить к решениям, которые могут наносить вред общественным интересам.

В связи с этим хотелось бы упомянуть об одном из важных процессов, где комплексность анализа сейчас особенно необходима.

Известно, что по поручению Президента РФ в настоящее время МПР готовит законопроект, который касается изменения системы экологического нормирования и механизмов экономического стимулирования природопользования. Декларируется, что в качестве основы реформы принята европейская система экологического нормирования, основанная на применении наилучших доступных методов охраны окружающей среды.

Однако необходимо указать, что в ЕС так называемые «наилучшие доступные методы» – это всего лишь один из инструментов реализации основного принципа, принятого при формировании действующей системы государственного регулирования. Это принцип комплексности анализа воздействий на окружающую среду. На этом принципе построены основные механизмы и инструменты охраны окружающей среды в ЕС, в том числе и механизмы идентификации и применения наилучших доступных методов.

О ВЛИЯНИИ СОЛНЕЧНЫХ БУРЬ НА НАДЕЖНОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМ

А.А. Буралков, В.В. Кибардин

ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

Еще в 1915 г. основоположник гелиобиологии Александр Чижевский выявил связь между увеличением солнечной активности (вспышек и пятен) и земными катаклизмами. В настоящее время накоплен обширный материал о связи активности Солнца (вспышек на нем, выбросов плазмы) с различными событиями на нашей планете – заболеваемостью населения, эпидемиями, авариями на различных технологических объектах (особенно электроэнергетики), нарушениями связи, сбоями в работе систем аэронавигации, спутников, всплесками политической активности людей, обострением военных конфликтов и другими событиями.

В рабочем отчете американской Национальной Академии Наук (NAS) «Severe Space Weather Events – Understanding Societal and Economic Impacts», опубликованном в 2009 г., были рассмотрены воздействия «космических штормов» на системы электроснабжения США, системы аэронавигации с использованием GPS, космические летательные аппараты и телекоммуникационные спутники и дан прогноз о последствиях солнечных бурь во время очередного пика активности в 2011-2012 г.

К числу негативных последствий увеличения солнечной активности были отнесены:

1. Ухудшение работы спутниковой системы навигации GPS и коротковолновых приемников из-за увеличения радиопоглощения в D-слое земной ионосферы и даже потеря спутников (как это было с советским «Салютом-6», японским «АСКО») из-за увеличения их трения в верхних слоях атмосферы во время солнечных вспышек.

2. Индуцирование сильных электрических токов в протяженных воздушных ЛЭП, кабелях и силовых трансформаторах, особенно сверхвысокого напряжения (от 330 до 1150 кВ переменного тока), в линиях связи под действием корональных выбросов массы.

3. Воздействие протонных ливней на радиоэлектронную аппаратуру, космонавтов, летчиков и пассажиров самолетов.

Из перечисленных объектов наиболее важными являются системы электроснабжения, поскольку их выход из строя на длительное время представляет самую большую технологическую угрозу повседневной жизни человечества. Подтверждением тому могут служить ряд аварий в электроэнергетических системах.

Так, в 1989 г. скромный по масштабам солнечный шторм привел к повреждению силовых трансформаторов сверхвысокого напряжения и на 9 часов погрузил во тьму канадскую провинцию Квебек. На АЭС Salem в американском штате Нью Джерси в это же время вышел из строя мощный силовой трансформатор сверхвысокого напряжения. 29 апреля 1994 г. вскоре после начала сильной геомагнитной бури на АЭС Maine Yankee полностью был выведен из строя мощный трансформатор сверхвысокого напряжения. 24 марта 1940 г. из-за сильнейшей геомагнитной бури было временно нарушено электроснабжение в некоторых регионах штатов Новой Англии, Нью-Йорка, Пенсильвании, Миннесоты, Квебека и Онтарио, выведено из строя 80% всех магистральных телефонных сетей в Миннеаполисе.

Самая сильная за последние 500 лет магнитная буря – Каррингтонская вспышка – наблюдалась осенью 1859 г. Она привела к неполадкам на телеграфных линиях в Европе и Северной Америке (несколько телеграфных станций сгорели), появлению полярных сияний вплоть до 18° северной широты – в Индии, на Кубе, Ямайке, на Гавайских островах.

Как известно, для связи энергосистем между собой и передачи больших мощностей (200-2200 МВт) на большие расстояния (300-2000 км) в России используют воздушные линии трехфазного переменного тока сверхвысокого (330, 500, 750 кВ) и ультравысокого напряжения (1150 кВ). При солнечных бурях возникающие в ионосфере Земли электрические токи индуцируют в длинных металлических проводниках (проводах, трубопроводах, рельсах железных дорог) токи частотой менее 1 Гц, а в земле – постоянные токи силой в десятки ампер. Поскольку нейтраль силовых трансформаторов напряжением 110-1150 кВ заземлена, эти наведенные токи протекают по проводам ЛЭП и обмоткам высокого напряжения трансформаторов, приводя к сильному нагреву и расплавлению последних.

Для анализа уже произошедших и оценки возможности будущих крупных аварий в энергосистемах из-за солнечных штормов в 2011-2015 гг. нами были использованы астрологические методы. При анализе астрокарты на момент Каррингтонского события 1 сентября 1859 г. на 11:15 GMT было установлено, что Солнце в 8°27 Девы и Меркурий, отвечающий в астрологии за связь, в 1°54 Девы находились в аспекте квадрата (90°) с Ураном (электричество, электромагнетизм) в 7°40 знака Близнецов, тоже отвечающих за связь. При этом квадрат Солнца и Урана являлся точным с орбисом (разницей) 0°47. Точнейший трин (120°) с орбисом 0° Солнца с Плутоном в 8°27 Тельца обеспечил очень большую мощь (Плутон) солнечной (Солнце) бури в этот день на Земле (Телец – земной знак) и массовый выход из строя телеграфных станций (Уран в Близнецах) вследствие индуцирования в телефонных линиях больших токов.

В карте солнечной бури, прогнозируемой американскими специалистами на 22.09.2012 г. в полночь по Нью-Йоркскому времени, Солнце в 29°34 Девы, Меркурий в 8°59 Весов, Уран в 6°50 Овна и Плутон в 6°58 Козерога образуют вместе очень напряженную аспектную конфигурацию – Тау-квадрат с Плутоном на острие этого квадрата. Данная ситуация оказывается более опасной, нежели ситуация 1859 г., так Плутон и Уран образуют точный квадрат с орбисом 0°07, и потому нарушения (Плутон) в области электроэнергетики, электросвязи (Уран) могут быть более массовыми (Плутон) и более серьезными.

При этом Плутон будет находиться в земном знаке – Козероге, отвечающем за организационно-системные функции. Потому данная прогнозируемая солнечная буря затронет многие государственные структуры (Козерог). Положение Уран в огненном знаке Овна соотносится со сгоранием (Овен) силовых трансформаторов (Уран) на системно-связующих (Козерог) подстанциях сверхвысокого напряжения.

Кроме того, Уран (электричество) образует квадрат с орбисом 1° с Плутоном (массовые нарушения) в следующие периоды 2012-2015 годов: с 01.06 по 09.10.2012 г.; с 04.05 по 06.06 и с 15.10 по 19.11.2013 г.; с 03.04 по 07.05.2014 г.; с 21.11.2014 г. по 06.04.2015 г. Если в это время на нашем светиле будет наблюдаться сильная активность, то повреждения в электроэнергетических системах, а равно и в связи, включая космическую, будут весьма масштабными, затрагивающими все человечество.

Вероятно, при определении сроков возможной сильной солнечной бури американскими учеными использовалась астрология. Однако с астрологической точки зрения, более напряженной выглядит ситуация на 1:39 GMT 30 сентября 2012 г., когда почти при тех же положениях Урана и Плутона, виновник бурь – Солнце окажется в 7°18 Весов, а Луна в 6°31 Овна и в точном соединении с Ураном при орбисе в 0°. Вместе эти четыре объекта вновь образуют Тау-квадрат, но уже более точный, чем 21.09.2012 г. Следует отметить, что в это же время будет и Полнолуние, усиливающее все земные проявления планетных конфигураций, а значит, и последствия солнечных бурь.

Другими «опасными» для земной электроэнергетики датами являются 4 октября 2013 г. и 30 марта 2014 г. В обе эти даты будет Новолуние, в первую – Солнце и Луна будут находиться в оппозиции с Ураном, во вторую – в соединении с ним.

Помимо указанных дат в периоды квадрата Уран и Плутона возможны сильные нарушения в системах электроснабжения и в дни, когда Солнце образует напряженные угловые аспекты к Урану и Плутоны – 0°, 45°, 90°, 135° и 180°.

Таким образом, прогноз ученых NAS о сильной солнечной буре с тяжелыми последствиями для электроэнергетики (как и для космических спутников, авиации, средств телекоммуникации) на 22 сентября 2012 г. не противоречит астрологическим расчетам. И потому уже сейчас надо предпринимать организационные и технические меры по предотвращению негативных последствий возможных солнечных бурь, ибо времени на это остается крайне мало.

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ АВАРИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ МЕТОДАМИ АСТРОЛОГИИ

А.А. Буралков

ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

Для анализа и прогнозирования различных аварийных ситуаций в технических системах, включая и электроэнергетические системы, начинают все шире использоваться астрологические методы, базирующиеся на всеобщей связи (холизме) явлений в макрокосме и микрокосме, точных астрономических вычислениях, знании соответствия астрологических символов тем или иным техническим и психологическим аспектам функционирования сложных эргатических систем.

Основой для астрологических суждений является карта рождения объекта – АЭС, ГЭС, ТЭЦ/ТЭС, энергосистемы – на момент начала его строительства либо первого пуска агрегатов, в которой показано расположение небесных тел (светил Солнца и Луны, планет от Меркурия до Плутона включительно) в знаках Зодиака и угловых секторах, или Домах, зависящих от точного времени и географических координат места рождения такого объекта.

Каждый из перечисленных элементов астрологической карты (астрокарты) имеет свое, в зависимости от целей анализа и вида объекта символическое описание и толкование, которые применительно к электроэнергетике приведены в докладе. Такая астрокарта объекта является программой его существования и функционирования. Различные события на объекте, в том числе и аварии, прогнозируются на основе временных разворотов карты с учетом продолжительности планетарных циклов, возникших угловых соотношений (аспектов) между небесными телами, их расположением в Домах карты и других астрологически значимых параметров.

В электроэнергетике очень велика роль технического персонала, операторов и диспетчеров. Ошибки в действиях последних как показывает практика, могут привести к крупным авариям и просто катастрофам. Анализ натальных карт диспетчеров, текущих транзитных конфигураций на них позволяет определить периоды, когда персонал может совершить ошибку, а оборудование, аппаратура контроля, управления и защиты – отказать.

Еще одной важной составляющей астрологических исследований является изучение астрокарт городов, регионов и стран, где расположены электроэнергетические объекты, совместно с астрокартами этих объектов. Для России с этой целью обычно используется астрокарта декларации ее независимости 12.06.1990 г. в г. Москве в 9:45 GMT.

С помощью такого подхода автором были выполнены исследования некоторых крупных аварий и катастроф на отечественных и зарубежных электроэнергетических объектах.

В их число вошли катастрофа на Чернобыльской АЭС 26 апреля 1986 г. в 1:23 местного времени, когда был разрушен 4-й реактор; авария на АЭС «Тримайл-Айленд» в США 28 марта 1979 г. около 4 часов утра, когда из-за потери охлаждения реактора произошли расплавление активной зоны, выброс радиоактивных газов в атмосферу и жидких радиоактивных отходов реку Сукуахана; аварии на подстанции «Чагино» и каскадного отключения других подстанций «Мосэнерго» 25 мая 2005 года в 11:00 московского времени; катастрофа на Саяно-Шушенской ГЭС 17 августа 2009 г. в 8:13 местного времени.

Особенно детально была исследована последняя катастрофа с рассмотрением астрокарт всех этапов строительства ГЭС, пуска ее гидроагрегатов, натальных космограмм главных лиц, участвовавших в ее проектировании, строительстве и эксплуатации, руководителей отрасли, карты самой аварии. На основе выполненного анализа были установлены даты и наиболее опасные периоды для Саяно-Шушенской ГЭС в 2010-2012 годах.

Кроме того, были проанализированы астрологические обстоятельства прорыва плотин ГЭС в других странах, а именно: плотины Баньцяо в Китае 8 августа 1975 г. в 1:00 местного времени, когда 26000 человек погибло сразу, еще 145000 – после из-за голода и эпидемий; дамбы ГЭС «Далунтань» на реке Цинцзян в черте города Эньши провинции Хубэй в Китае 27 мая 2004 г.; плотины ГЭС на реке Шади у города Пасни в провинции Белуджистан на юго-западе Пакистана в ночь на 11 февраля 2005 г.; плотины строящейся ГЭС «Кыадат» на реке Чу в провинции Тханьхоа во Вьетнаме 5 октября 2007 г.

Основными «участниками» рассмотренных аварий на объектах электроэнергетики явились: 1) Уран, отвечающий за электричество, электрооборудование, научные эксперименты, электротехнику, взрывчатость, нестандартность поведения оборудования и персонала; 2) Плутон, связанный с ядерной энергетикой, скрытой и огромной мощностью ядерной энергии, глобальными разрушениями; 3) Нептун, отвечающий за водную стихию, размыв оснований плотин, размывые состояния психики и психические отклонения у персонала; 4) Сатурн, связанный с конструкциями, сооружениями, плотинами, их старением, износом электрооборудования; 4) Юпитер, отвечающий за все процессы излишества, чрезмерного обилия.

Неблагоприятные аспектные конфигурации этих медленных планет, дополненные напряженными аспектами других быстрых планет, Солнца и Луны, их расположение в 8 доме разрушений и смерти в астрокартах приводят к созданию астрологических предпосылок для аварий и катастроф на объектах электроэнергетики.

Так, при аварии на Чернобыльской АЭС Плутон (ядерная энергия) в 6° Скорпиона находился в точной оппозиции с управителем 8 Дома катастроф – Солнцем (начальство, инициативы) в 6° Тельца и в аспекте полутораквадрата (135°) с Ураном (научные эксперименты, электрооборудование, взрывы) в 23° Стрельца точно на куспиде (начале) 1 Дома внешнего вида АЭС. Сходные аспекты Плутона, Солнца и Урана наблюдались и при аварии на АЭС «Тримайл-Айленд», но они были менее точными, а потому оказались менее опасными.

В карте аварии на Саяно-Шушенской ГЭС Плутон в 1° Козерога находился в квадрате (90°) с Ураном в 26° Рыб, Сатурном и Меркурием в 22 и 21° Девы, в оппозиции (180°) с Марсом в 25° Рака. Юпитер и Нептун в 22° и 26° Водолея образовали соединение.

При прорыве плотины Баньцяо Юпитер в 25° Овна, Сатурн в 26° Рака и Уран в 29° Весов образовали напряженную конфигурацию Тау-квадрат. При разрушении дамбы ГЭС «Далунтань» Юпитер и Луна в 10° и 5° Девы, Уран в 7° Рыб, а также Солнце в 7° Близнецов тоже сформировали Тау-квадрат. Прорыв плотины ГЭС в провинции Белуджистан в Пакистане возник на фоне квадрата Юпитера в 25° Весов и полутораквадрата Урана в 6° Рыб к Сатурну в 22° Рака. При прорыве плотины ГЭС «Кыадат» во Вьетнаме Юпитер в 15° Стрельца и Уран в 16° Рыб находились в точном квадрате (90°).

В настоящее время на астрокarte декларации независимости России от 1990 г. начинают формироваться очень разрушительные для электроэнергетики страны аспекты. Так, транзитный Плутон (крупные повреждения и глобальные разрушения) в 5° Козерога начинает формировать аспекты соединения с Ураном (электроэнергетика) России в 9° Козерога в 4 Доме сооружений и квадрата с Марсом (активные действия, поломки) России в 9 Овна.

Позднее к Марсу в Овне приблизятся транзитные Уран (внезапные нарушения, взрывы) и Юпитер (обилие аварийных ситуаций), а в оппозиции к Марсу России и в квадрате к Урану России окажется транзитный Сатурн (ограничения, старение, нехватка) в Весех. Вместе эти планеты сформируют очень напряженную конфигурацию Тау-квадрата, создающую астрологические предпосылки для даже более крупных аварий и катастроф в отечественной электроэнергетике, чем катастрофы на Чернобыльской АЭС и Саяно-Шушенской ГЭС.

В докладе приводятся периоды образования перечисленных опасных аспектных конфигураций планет на 2010-2014 годы. Знание этих периодов и характера возможных аварий поможет формированию и принятию мер по их предупреждению или снижению ущерба от их возникновения при наличии желания и воли руководства энергетической отрасли.

Проведенный анализ показал эффективность методов астрологии в анализе и прогнозировании аварий, как в электроэнергетике, так и в других областях техники, несмотря на еще существующее неприятие и даже отторжение астрологии большей частью научно-технического сообщества России. С учетом изложенного представляется целесообразным создать соответствующие службы для астрологического мониторинга в электроэнергетике.

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОБЛОКОМ ПРИ АВАРИИ ВО ВНЕШНЕЙ СЕТИ

А.И. Галанова, С.И. Новиков

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия

Рост единичных мощностей энергоустановок в современной энергетике сопровождается объединением национальных энергосистем в транснациональные с большим количеством связей в виде линий электропередач. Укрупнение мощностей и энергосистем требует совершенствования методов управления энергоблоками, особенно в аварийных режимах, повышения их маневренности, живучести, способности сохранения в аварийных ситуациях в объединенной энергосистеме возможности пуска оборудования и участия в ликвидации аварийных режимов.

С одной стороны, постулаты противоаварийной автоматики говорят о том, что мощные энергообъединения более устойчивы к нарушениям режима, обусловленным отключением отдельных линий, мощных агрегатов или даже электростанций [1]. Однако, за последние 10 лет в нашей стране сети выросли только на 6%, мощность электростанций – на 20%, а потребление электроэнергии, на 30%. Постоянная перегруженность сетей в сочетании с увеличением перетоков мощности из-за торговли – это прямая опасность системных аварий. Причинами многих системных аварий, подобных авариям в Москве в 2005г. и в США, Италии и Великобритании в 2003 г. также являются: старение оборудования электрических станций и сетей, неудовлетворительное состояние системы противоаварийного управления, обеспечивающей надежность и живучесть энергообъединения.

После возникновения аварийной ситуации важно принять меры для того, чтобы как можно быстрее восстановить нормальный режим работы. Однако в случае отключения энергоблока от сети и соответственно потери нагрузки на генераторе, возникает проблема сохранения котлоагрегата в работе, так как, например, для барабанного пылеугольного агрегата минимальная нагрузка составляет 60% номинальной. Даже в случае наличия БРОУ возникает проблема с установлением баланса генерируемого и потребляемого пара. А в случае отключения оборудования, пуск после ликвидации аварии во внешней сети энергоблока даже из горячего состояния занимает много времени. Задачу по возможности быстрого восстановления нормального режима энергоблока позволяют решить системы автоматического выделения собственных нужд (АВСН). При наличии системы АВСН блок остается в работе на нагрузке собственных нужд, и выйти на номинальную нагрузку после ликвидации аварии можно в несколько раз быстрее. Поэтому по результатам расследования Московской аварии 2005 г. техническое руководство МосЭнерго пришло к решению о создании систем АВСН для всех агрегатов энергосистемы. Таким образом, выделение блока на нагрузку собственных нужд при системных авариях способствует повышению надежности и сохранности оборудования на блочном уровне, позволяет за короткое время восстановить нормальный режим работы энергосистемы.

В 80-90^х г. прошлого столетия было выполнено большое число исследовательских работ по разработке систем АВСН при системных авариях на энергоблоках с различным составом оборудования. Была решена проблема сохранения собственных нужд для энергоблоков с прямоточными и с газомазутными барабанными котлами, хотя и здесь следует пересмотреть некоторые этапы. Кроме того были разработаны отраслевые директивные материалы. Однако необязательный характер требований привел к снижению внимания, уделяемого этим системам. В результате Московской аварии 2005г. 13 электростанций потеряли собственные нужды, в том числе и ряд энергоблоков, на которых уже были внедрены эти системы.

Поэтому на наш взгляд, рассматриваемые системы АВСН следует реализовать в составе технологических защит энергоблока, которые имеют наивысший приоритет. Условия эксплуатации и ремонта технологических защит позволяют гарантировать с высокой надежностью выполнение алгоритма, что не позволяют те же условия для автоматических систем.

Наибольшие трудности реализации этих систем наблюдается для энергоблоков с барабанными пылеугольными котлами. Для систем АВСН этих котлов до сих пор единственным решением является использование аккумулированной энергии при погашенной топке котла. А единственным методом определения возможного времени работы на аккумулированном тепле был эксперимент с полным сбросом нагрузки. Требуется 3-4 эксперимента. Стоимость одного сброса

в современных условиях – около 150-200 тыс. руб. Авторы разработали расчетный метод расчета времени использования аккумулированной энергии [2]. Также для одного из алгоритмов, предполагающих для погашения топки котла использовать технологическую защиту по уровню в барабане (о подобной возможности говорит практика внедрения систем АВСН), авторы расчетным путем показывают возможность такого варианта (например, для котла ТПЕ-214 при сбросе нагрузки уровень снизится минимум на 162 мм ниже нулевого). Подобные разработки позволяют сократить число опытов перед внедрением систем АВСН до одного.

Возникают трудности на этапе обнаружения аварийной ситуации. ОАО «Сибтехэнерго» разработало простой датчик обнаружения аварийной ситуации во внешней сети энергоблока [3]. Для обнаружения системной аварии требуется два таких датчика, один из которых контролирует амплитуду и скорость изменения мощности генератора, а второй контролирует амплитуду и скорость изменения давления за регулирующей ступенью. В процессе эксплуатации датчик зарекомендовал себя как надежное устройство обнаружения аварийной ситуации. Однако наличие гидравлической системы с ее инерционностью и инерционностью самого датчика приводит к результирующей постоянной времени 2,5-3с., которые вызывают задержку в срабатывании системы АВСН. Поэтому авторы находятся в стадии разработки нового более быстродействующего датчика обнаружения аварийной ситуации.

Стоимость внедрения системы АВСН составляет около 250 тыс. руб. на один энергоблок. Оценка технико-экономической эффективности рассматриваемых систем показала, что срок окупаемости систем АВСН составляет около 2 лет, если вести оценку потерь в виде недоотпуска электроэнергии по доаварийной стоимости электроэнергии (рассматривается случай отключения только данного энергоблока, когда потребитель не несет потерь, и в системе есть резерв мощности). В случае возникновения крупной аварии в энергосистеме, когда отключаются несколько энергоблоков, и, учитывая потери потребителей и потери в промышленности, внедренная система АВСН окупается за одно срабатывание во время системной аварии.

Системы АВСН в рамках данных разработок можно применять на энергоблоках с барабанными пылеугольными котлами, число которых в России 200-250 [4].

В дальнейшем планируется разработка систем АВСН для энергоблоков с газомазутными барабанными котлами, а также для ПГУ с котлом-утилизатором.

ЛИТЕРАТУРА

1. Совалов В.А., Семенов В.А. Противоаварийная автоматика энергосистем. – М.: МЭИ, 1995.
2. Методика расчета изменения уровня воды в барабане котла при резком изменении давления в его пароводяном тракте / Галанова А.И., Новиков С.И. // Энергетика и теплотехника. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2008. – №12.
3. Новиков С.И. Устройство обнаружения аварийных ситуаций во внешней сети энергоблоков // Электрические станции. – Энергоатомиздат, 1983. – № 2.
4. Опыт внедрения и эксплуатации технологических защит, снижающих нагрузку на энергоблоках с пылеугольными котлами / С. И. Новиков, Л. В. Новикова, Н. В. Никольский // Экспресс-информация: Энергетика и электрификация. Серия: Эксплуатация и ремонт электростанций. – 1981. – № 14.

ДИАГНОСТИКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ С ПОМОЩЬЮ АНАЛИЗА РЕГИСТРИРУЕМОГО ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ

Ю.Ю. Рогожников, Д.А. Каманин, Ю.М. Овсянников

Ивановский государственный энергетический университет, г. Иваново, Россия

Основным принципом современных технологий управления техническим состоянием электроэнергетического оборудования является обеспечение надежности функционирования электроэнергетических объектов, предусматривающее контроль и оценку технического состояния без вмешательства в технологический процесс. Получение информации, как о наличии дефекта, так и о динамике его развития на ранних стадиях этих процессов позволяет повысить эффективность процедуры контроля и технического диагностирования электротехнического оборудования. С учетом результатов такого контроля испытания определенными нормативным документом [1], можно проводить по мере необходимости. Статистика аварийных ситуаций, а также отказов оборудования указывает на то, что наиболее частой причиной возникновения и развития дефектов являются электрические и термические явления, причем доля дефектов, связанных с электротермическими явлениями, составляет 70-80%. Для более раннего выявления роста электротермической активности используются современные методы и информационно-измерительные комплексы. За последние годы возрос интерес к электромагнитным способам контроля, основанным на регистрации и обработке данных об электрических сигналах и электромагнитных излучениях (ЭМИ), распространяющихся от оборудования, находящегося под рабочим напряжением. Мощное развитие информационно-измерительной и компьютерной техники позволяет постепенно преодолевать проблемы, связанные с качественной регистрацией сигналов, отстройкой от помех, обработкой и хранением больших объемов информации.

Электромагнитный способ основывается на анализе спектральных характеристик собственного ЭМИ высоковольтного оборудования. Основными преимуществами такого способа являются возможность оперативного контроля под рабочим напряжением, фиксация дефекта на ранней стадии его появления и развития, небольшие финансовые затраты при использовании стандартной аппаратуры. Распространение получает следующая стратегия и тактика организации диагностирования оборудования. На первом этапе выявляется оборудование с признаками наличия дефектов. На втором, на основании целенаправленного комплекса испытаний и измерений уточняется характер дефекта, определяется возможность дальнейшей краткосрочной эксплуатации оборудования или объем неотложного ремонта. Целью третьего этапа является прогнозирование возможного развития дефекта для определения условий работы оборудования при наличии дефектов или составления программы ремонта для продления срока его службы. На четвертом этапе по результатам комплексного обследования (при необходимости) проводится капитальный ремонт оборудования для подтверждения и устранения дефектов. Рассматриваемый в данной статье метод электромагнитного контроля по спектрам собственного электромагнитного импульса целесообразно применять вместе с другими методами мониторинга на первом и втором этапах диагностирования, а после его усовершенствования – на третьем этапе. Оценка технического состояния высоковольтного электроэнергетического оборудования, по спектральным характеристикам излучаемого им электромагнитного поля предусматривает регистрацию и обработку спектров сигналов в определенном диапазоне частот с помощью оборудования, состоящего из стандартного высокочастотного измерительного прибора, направленной антенны общего пользования и компьютера с программным обеспечением. Существенной особенностью является обоснованный выбор информативных частотных диапазонов, а также критериев оценки технического состояния. Спектральный состав собственного ЭМИ вблизи каждого вида оборудования зависит от многих факторов, в первую очередь, от амплитудно-частотных характеристик излучения объектов, их связи с окружающим пространством, скоростей изменения сигналов. С помощью направленных антенн и современной измерительной аппаратуры можно выделить спектры сигналов, излучаемых конкретным видом оборудования. Компьютерная обработка результатов измерения позволяет представлять спектры в двухмерном и трехмерном изображениях, вычис-

лять минимальные, максимальные и средние значения, определять излучаемую мощность и т.д. В слабodefектной изоляции электроэнергетического оборудования присутствуют в основном небольшие токи полевой ионизации. Но, с течением времени, дефекты прогрессируют. Возрастающая интенсивность токов приводит к повышению температуры дефектных областей, в результате чего в искровых промежутках возникает сначала умеренная, а затем лавинная тепловая ионизация. Вследствие этого, возрастают токи тепловой лавинной ионизации, увеличивая еще сильнее нагрев дефектных областей. Всё это в конечном итоге приводит к тепловым пробоям в наиболее дефектных областях, которые сопровождаются разложением масляной изоляцией и подплавлением металлических проводников. Во время развития вышеописанного процесса при перегреве дефектных областей зажимных контактов и изолирующих промежутков проводов в спектре собственного излучения электроэнергетического оборудования неизбежно растет уровень лавинного шума с равномерным спектром излучения. Соответственно, существует возможность регистрации и анализа изменений в спектре собственного излучения электроэнергетического оборудования. В настоящее время для регистрации сравнительно слабого лавинного шума используют эффект усиления сигнала при совпадении частоты лавинного шума и резонансной частоты колебательных систем, характерных для электроэнергетического оборудования. Один из вариантов – в качестве такой колебательной системы рассматривать наружные вертикальные части проводов: «наружные вертикальные части проводов i -х вводов напряжения в электроэнергетическое оборудование, изолированные от его заземленного металлического корпуса, рассматриваются как штыревые вибраторные антенны вертикальной поляризации» [2]. Эти антенны излучают электромагнитные колебания на частотах, близких к их резонансным частотам. При этом рассмотренные выше лавинные шумы с равномерными спектрами излучения, попадая в резонансные частотные полосы колебательных систем, излучаются в окружающее пространство в виде квазигармонических электромагнитных колебаний с частотами, близкими к резонансным частотам колебательных систем электроэнергетического оборудования, которые не сложно зафиксировать и подвергнуть математическому анализу. Методика диагностического обследования позволяет определить оборудование, требующее к себе внимания, а проведение серии последовательных испытаний – судить о динамике его технического состояния (ТС). Анализ результатов обследований показывает, что обследования разового характера позволяют выявить оборудование с аномальными характеристиками и уверенно ранжировать по уровню ТС. Динамика же развития интенсивности сигналов на отдельных частотах, энергия излучения в определенных диапазонах частот, характерные изменения формы сигналов с ростом числа источников ЭМИ и другие спектральные признаки диагностического мониторинга являются той информационной базой, по которой можно оценивать ТС высоковольтных установок. Принятие реальных решений относительно ТС объектов оборудования должно производиться на основе комплексного анализа информации, полученного с помощью всех доступных методик. Вместе с тем последовательность применения различных методов определяется соотношениями между ожидаемой информативностью метода и затратами на его проведение. Затраты на обследование собственных ЭМИ трансформаторов минимальны. Этот метод дает возможность оперативно под рабочим напряжением получить оперативную информацию об аномалиях в ТС оборудования, а также представлять основу для оценки динамики изменения ТС отдельной единицы оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Объём и нормы испытаний электрооборудования РД 34.45-51.300-97.
2. Силин Н.В. Контроль состояния электроэнергетического оборудования по спектральным характеристикам его электромагнитного излучения // Энергетика.- 2008.- №3.-С.86–91.
3. Киншт Н.В., Лосев В.Л., Силин Н.В., Попович А.Б. О способе контроля высоковольтного оборудования на основе анализа спектров его собственного электромагнитного излучения // Промышленная энергетика.- 2007.- №4.-С.24–29.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЧЕТЫРЕХФАЗНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Ю.А. Ершов, А.М. Дяков

ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

Выработка, передача и распределение электроэнергии базируются на трехфазной системе переменного тока (рис. 1а). Известно, что трёхфазность удовлетворяет требованиям симметричности и уравновешенности. В симметричной системе сумма фазных напряжений и токов в любой момент времени равна нулю, а суммарная мощность всех фаз является величиной неизменной.

Выполнение этого условия обязательно, поскольку в противном случае постоянный механический момент на валу генератора переменного тока не будет уравновешиваться электромагнитным моментом в каждый произвольный момент времени.

Ближайшая уравновешенная и симметричная система – это четырёхфазная с фазным сдвигом, равным 90° (рис. 1б). Это позволяет улучшить технико-экономические, экологические и надёжностные показатели электропередач.

Основные отличительные особенности четырёхфазных электропередач:

- наличие фазопреобразующих трансформаторов для преобразования трехфазной системы в четырехфазную и обратно;
- фазы четырехфазной линии располагаются на опорах так, что образуют две независимые симметричные двухфазные системы, в каждой из которых токи и напряжения находятся в противофазе, что позволяет повысить натуральную мощность и снизить экологическое влияние;
- при возникновении однофазных КЗ на линии возможен переход на трехфазный режим работы с передачей не менее 75% номинальной мощности.

Принципиальная схема четырехфазной линии электропередач изображена на рис. 2 и содержит четырехфазную линию, подключенную через выключатели к фазопреобразующим трансформаторам.

Преобразование трехфазного переменного тока в четырехфазный и обратно является принципиально решенной проблемой, если иметь в виду схемы преобразования трехфазного переменного в двухфазный и обратно [1].

Возможны и другие варианты схем для преобразования трехфазного переменного тока в двухфазный со сдвигом векторов на 90° .

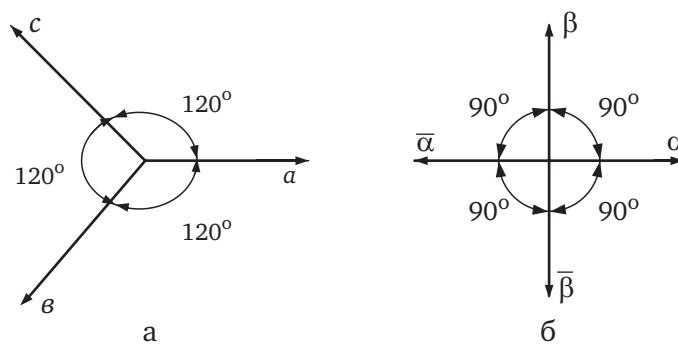


Рис. 1. Система переменного тока:

- а) трехфазная симметричная уравновешенная;
б) четырехфазная симметричная уравновешенная

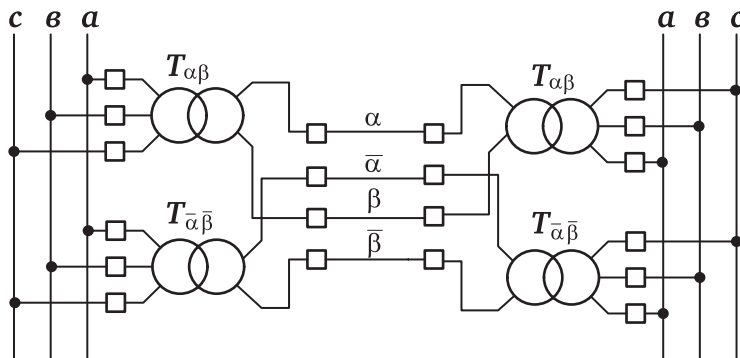


Рис. 2. Принципиальная схема четырехфазной электропередачи

Система четырехфазного переменного тока получается с помощью двух фазоповоротных трансформаторов. Первый преобразует трехфазную систему (a, b, c) в двухфазную (α, β) с фазовым сдвигом 90° , а второй – в двухфазную систему ($\bar{\alpha}, \bar{\beta}$) с противоположным направлением составляющих, относительно первой двухфазной системы и образуется четырехфазная симметричная уравновешенная система переменного тока ($\alpha, \beta, \bar{\alpha}, \bar{\beta}$).

Максимальная напряженность электрического поля под трех и четырехфазной линией может быть оценена на основе следующего выражения:

$$E_{\text{ЭК}} = 120 \cdot U_{\text{ф}} \cdot K_c / Z_b \cdot \Gamma,$$

где $U_{\text{ф}}$ – действующее значение фазного напряжения;

Z_b – волновое сопротивление линии;

Γ – габарит от проводов до земли в середине пролета;

K_c – коэффициент, являющийся функцией от расстояния между фазами.

При равенстве натуральных мощностей четырех и трехфазных линий волновое сопротивление четырехфазной линии в $4/3$ раза больше и геометрический коэффициент для четырехфазной линии составляет 0,6-0,85 от трехфазной линии.

Таким образом, суммарное снижение максимальной напряженности электрического поля под четырехфазной линией по сравнению с трехфазной составляет 35-50%.

При равных натуральной мощности и экологическом влиянии, стоимость четырехфазной линии меньше стоимости двухцепной линии или одноцепной трехфазной повышенной натуральной мощности. Но с другой стороны стоимость подстанций четырехфазных электропередач выше, чем для обычных линий, за счет фазопреобразующих трансформаторов. Поэтому экономическая эффективность четырехфазных линий начинает проявляться при критической длине линии, когда суммарные затраты сравниваемых вариантов оказываются одинаковыми.

Для исследования четырехфазных линий электропередач разрабатывается математическая модель и программное обеспечение для расчета нормальных и аварийных режимов четырехфазных линий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Варфоломеев Г. Н. Схема Скотта: история и перспективы совершенствования. Электричество 1994 №10. С. 74-77.
2. Александров Г. Н. Передача электрической энергии переменным током. М: Энергоатомиздат. 1990.176 с.
3. Самородов Г. И. Четырехфазные электропередачи. // Известия АН Энергетика. – 1995. № 6. С.101-108.

ОСОБЕННОСТИ ПЕРЕДАЧИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ ПО СИЛОВЫМ ВЫСОКОВОЛЬТНЫМ ЛИНИЯМ

Ю.А. Ершов, А.В. Малеев

ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

В настоящее время актуальна проблема получения технологической информации (данных учета электропотребления, токовых нагрузок, уровней напряжений и т.д.) от потребителей электроэнергии в распределительных сетях. Для решения данной задачи предлагается использовать линии электропередачи напряжением до 35 кВ для передачи, как электроэнергии, так и информационной составляющей.

Сложность организации связи по линиям электропитания заключается в том, что они характеризуются высоким уровнем шумов и быстрым затуханием высокочастотного сигнала, а также тем, что коммуникационные параметры линии, постоянные для традиционных физических сред, существенно меняются во времени в зависимости от текущей нагрузки. Следует также отметить, что при организации связи должны быть обеспечены электромагнитная совместимость и экранирование процессов передачи данных от собственного электропотребления.

Распространение электромагнитных волн тока и напряжения вдоль проводов длинной линии характеризуется соотношениями (1), полученными путем решения дифференциального уравнения, описывающего электрическое состояние цепи с распределенными параметрами при приложении к ней синусоидально изменяющегося напряжения $\bar{U} = Ue^{j\omega t}$ [1].

$$\begin{aligned}\bar{U}_1 &= \bar{U}_2 ch \bar{\gamma}_0 l + \sqrt{3} \bar{Z}_c \bar{I}_2 sh \bar{\gamma}_0 l; \\ \bar{I}_1 &= \bar{I}_2 ch \bar{\gamma}_0 l + \frac{\bar{U}_2}{\sqrt{3} \bar{Z}_c} sh \bar{\gamma}_0 l,\end{aligned}\quad (1)$$

где $\bar{\gamma} = \beta_0 l + j\alpha_0 l$ – коэффициент распространения волны; $\alpha_0 = \sqrt{x_0 b_0} \left(1 + \frac{r_0^2}{8x_0^2}\right)$ – коэффициент, характеризующий поворот вектора напряжения при распространении волны напряжения вдоль линии, называемый коэффициентом изменения фазы; $\beta_0 = \frac{r_0^2}{2\sqrt{x_0 b_0}}$ – коэффициент, характеризующий затухание волны при распространении ее вдоль линии; l – длина линии (км); \bar{U}_1 и \bar{U}_2 – напряжения соответственно в начале и конце линии; \bar{I}_1 и \bar{I}_2 – токи в начале и конце линии; \bar{Z}_c – волновое сопротивление линии.

Мощность, потребляемая потребителями электроэнергии имеет вид:

$$\bar{S}_2 = P_2 + jQ_2 = \sqrt{3} \bar{U}_2 \hat{I}_2 = \frac{U_2^2}{\hat{Z}_2}, \quad \text{тогда } \frac{U_2^2}{Z_2} = P_2 - jQ_2, \quad (2)$$

где \hat{Z}_2 – сопряженный комплекс сопротивления нагрузки.

Подставляя (2) в (1) получим:

$$\bar{U}_1 = U_2 \left(ch \bar{\gamma}_0 l + j \frac{Z_c}{Z_2} sh \bar{\gamma}_0 l \right) = U_2 (ch \bar{\gamma}_0 l + Q_2 sh \bar{\gamma}_0 l + jP_2 sh \bar{\gamma}_0 l). \quad (3)$$

Запишем выражение (3) следующим образом:

$\bar{U}_1 = U_2 K_U e^{j\delta}$, где δ – угол между напряжениями начала и конца линии, K_U – в данном случае коэффициент передачи по напряжению, равный $\left| \frac{U_1}{U_2} \right| = K_U$.

Избавляясь от комплекса в формуле (3), получим аналитическое выражение (4) для расчета передаточной характеристики для длинной линии:

$$K_U = \frac{1}{\sqrt{(\cos \alpha_0 l ch \beta_0 l + Q_2 (\sin \alpha_0 l ch \beta_0 l \cos \varphi_0 - \cos \alpha_0 l sh \beta_0 l \sin \varphi_0) + P_2 (\cos \alpha_0 l sh \beta_0 l \cos \varphi_0 + \sin \alpha_0 l ch \beta_0 l \sin \varphi_0))^2 + (\sin \alpha_0 l sh \beta_0 l + P_2 (\sin \alpha_0 l ch \beta_0 l \cos \varphi_0 - \cos \alpha_0 l sh \beta_0 l \sin \varphi_0) - Q_2 (\sin \alpha_0 l ch \beta_0 l \sin \varphi_0 + \cos \alpha_0 l sh \beta_0 l \cos \varphi_0))^2}}, \quad (4)$$

где $\varphi_0 = \frac{1}{2} \arctg \frac{r_0}{x_0}$ – угол, между активной и индуктивной составляющими волнового сопротивления линии.

С помощью среды MATLAB определим затухание передаваемого по силовой линии сигнала в широком частотном диапазоне. Для этого построим амплитудно-частотную характеристику затухания сигнала в указанной сети.

Для построения частотной характеристики (рис. 1), использовано выражение (4). Частотная характеристика построена в диапазоне от 20 кГц до 25 МГц с шагом 20 кГц, при следующих параметрах: активная мощность 50 кВт, реактивная 30 кВар, марка провода АС-35, длина линии 1000 м.

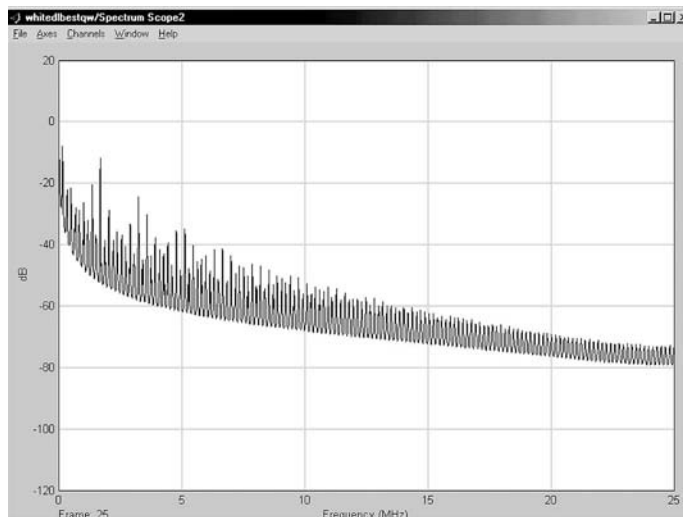


Рис. 1. Частотная характеристика линии электропитания

Разработанная в среде MATLAB математическая модель показала практическую возможность широкополосной организации передачи технологической информации по линиям электропитания. Параметры линии электропитания, а также величина нагрузки, соответствуют параметрам моделирования, по результатам которого видно, что амплитуда сигнала затухает пропорционально частоте.

Выводы:

- в связи со значительным затуханием амплитуды высокочастотного сигнала предельное расстояние, на которое может быть достоверно передана информация по линии электропитания, составляет около 20 км;
- наблюдается значительное подавление сигнала (более 40 дБ) в широкой полосе частот;
- неоднородность частотной характеристики в рабочем диапазоне частот очень высока;
- подавление сигнала тем больше, чем больше фактическая величина нагрузки;
- использование современных широкополосных модемов и модулей сопряжения с сетью позволяет передавать данные со скоростью до 100 Кб/с.

ЛИТЕРАТУРА

1. Веников В.А., Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи переменного и постоянного тока. – М.: Энергоатомиздат, 1985.-272 с.,ил.

НОВЫЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ НА ОРГАНИЧЕСКОМ ТОПЛИВЕ

В.М. Батенин, В.М. Масленников, Ю.А. Выскубенко, В.Я. Штеренберг

Учреждение Российской академии наук Объединенный институт высоких температур,
г. Москва, Россия

Доля тепловых электростанций в энергетике России вплоть до 2030 года сохранится на уровне 62-65 % при всех рассматриваемых сценариях ее развития.

Высокий процент изношенности оборудования ТЭС требует его замены (или модернизации) на более эффективное и экологически чистое.

В докладе приводится описание, основные характеристики и технико-экономические показатели трех инновационных энергетических технологий, разработанных в ОИВТ РАН.

1. Модернизация существующих паротурбинных энергоблоков, работающих на природном газе, в первую очередь теплофикационных типа Т-250, с помощью газотурбинных надстроек с частичным окислением природного газа. Для модернизации используется авиационный двигатель АЛ-31 мощностью 20 МВт.

Дымовые газы после приводной газовой турбины направляются в реактор частичного окисления, куда поступает природный газ, ранее сжигаемый в верхнем ярусе котла. В реакторе природный газ конвертируется до CO и H₂ за счет окисления продуктами сгорания при температуре порядка 1100 °С, полученная смесь, состоящая в основном из N₂, CO₄, H₂, расширяется в силовой газовой турбине и дожигается в верхнем ярусе парового котла.

Нижний ярус продолжает работать на газо-мазутном топливе и служит для регулирования нагрузки котла [Л-1].

Ожидаемые результаты:

- Мощность ГТУ увеличивается до 50-60 МВт;
- КПД выработки дополнительной энергии 60-70 %;
- Образование оксидов азота в топке котла снижается в 5-7 раз;
- Стоимость дополнительной электроэнергии около 50% от ее стоимости на модернизируемой ПТУ.

2. Энергохимический комплекс (ЭХК) использования природного газа с получением электрической и тепловой энергий и синтетического жидкого топлива (метанола, диметилового эфира, бензина).

Комплекс может быть создан на базе газотурбинной установки мощностью 20 МВт, производства ММПП «Салют».

Часть сжатого воздуха ГТУ подается в реактор частичного окисления природного газа, где генерируется забалластированный азотом синтез-газ, который после охлаждения и кондиционирования направляется в однопроходный каталитический реактор синтеза метанола, где 50-60 % CO и 2·H₂ превращаются в метанол. Оставшийся низкокалорийный газ расширяется в турбодетандере и поступает в камеру сгорания ГТУ.

Ожидаемые результаты:

- на базе 2-х ГТУ, может быть создан ЭХК электрической мощностью 60 МВт и производством порядка 150 000 тонн метанола в год;
- стоимость генерируемой электроэнергии в 2-3 раза ниже, чем у перспективных ПГУ большой мощности при реализации метанола по стоимости его производства на современном крупномасштабном производстве;
- выбрасываемые в атмосферу продукты сгорания от ГТУ практически не содержат токсичных NO_x.

В ОИВТ РАН в соответствии с Госконтрактом завершено создание ЭХК на базе ГТУ мощностью 1 МВт [Л-2].

3. Экологически чистый энерготехнологический комплекс (ЭТК) использования угля, в первую очередь канскоачинского, с получением электроэнергии, синтетического жидкого и обогащенного твердого топлива на базе парогазовых установок.

Анализ выполнен на базе парогазовой установки мощностью 325 МВт.

Часть сжатого воздуха после компрессора ГТУ подается в нижнюю часть трехслойного газификатора кипящего слоя, в которой противотоком из шлюз-бункерной системы подается дробленый подсушенный уголь.

В верхнем кипящем слое осуществляется высокоскоростной пиролиз исходного угля при температуре порядка 550 °С за счет тепла продуктов газификации полукокса, поступающего в средний слой из верхнего, за счет его частичного окисления горячим воздухом, поступающим из нижнего слоя.

В нижнем слое осуществляется дополнительный подогрев воздуха за счет охлаждения золы, поступающей из среднего слоя, и выжигания оставшегося в ней углерода. Кроме того в нижнем слое осуществляется доокисление ядовитых сульфидов до сульфатов, которые через гидрозатвор выводятся в золоотвал.

Полученные продукты пирогазификации реактора промываются в первом по ходу квенчере циркулирующей тяжелой угольной смолой, где конденсируются тяжелые смолы, а во втором по ходу квенчере легкой смолой с охлаждением продуктов газификации до 100 °С и конденсацией легкой смолы.

Тяжелая смола с уносом угольной пыли, продукт нестабильный, используется в качестве связующего для получения угольных брикетов. Легкая смола – товарный продукт, очищенные продукты газификации – топливо для ПГУ (возможно предварительно прошедшие однопроходной реактор синтеза метанола) [Л-3].

Ожидаемые результаты для энергоблока мощностью 325 МВт:

- Выработка электроэнергии – 1940 млн. кВт·ч/год;
- Производство легкой смолы – 100 тыс. т/год;
- Производство угольных брикетов – 350 тыс. т/год.

Процесс газификации угля в кипящем слое под давлением до 2,0 МПа отработан ОИВТ РАН совместно с чешским предприятием «Хепос» на опытной установке производительностью до 600 кг/г.

ЛИТЕРАТУРА

1. Масленников В.М., Штеренберг В.Я. «Способ преобразования теплоты топлива в полезную механическую энергию в цикле с многоступенчатым подводом тепла к рабочему телу». Патент РФ №1809141, 28.09.1993 г.

2. Батенин В.М., Масленников В.М., Толчинский Л.С. «Комбинированный способ производства электроэнергии и жидкого синтетического топлива с использованием газотурбинных и парогазовых установок». Патент РФ №2250872, 27.04.2005 г.

3. Батенин В.М., Масленников В.М., Выскубенко Ю.А. «Способ комплексного использования твердых топлив в энергетических установках с совместным производством энергии и побочной товарной продукции». Патент РФ №2364737, 20.08.2009 г.

МОДЕЛИРОВАНИЕ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ В СЕТЯХ С ИМПУЛЬСНЫМИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ

В.П. Довгун¹, Н.П. Боярская², П.А. Барыбин¹

¹ ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

² Красноярский государственный аграрный университет, г. Красноярск, Россия

Одной из причин, вызывающих ухудшение качества электроэнергии, является рост нелинейных нагрузок. В первую очередь такими нагрузками являются импульсные источники питания, работающие на частотах переключения от десятков до сотен килогерц. Они используются в источниках вторичного электропитания технологических установок, систем телекоммуникаций, компьютеров, бытовой техники и т.п.

Существенный недостаток импульсных преобразователей заключается в том, что они являются источниками высокочастотных помех, возникающих в процессе переключения. Такие помехи представляют в виде суммы гармоник с частотами, кратными частоте сети. Высокий уровень содержания гармоник отрицательно влияет на эффективность работы промышленного электрооборудования, бытовых приборов, вычислительной техники, приводит к увеличению потерь электроэнергии [1, 2]. Поэтому развитие методов анализа электрических цепей с импульсными преобразователями представляет важную и актуальную задачу.

В докладе рассмотрен общий метод анализа установившихся режимов в электрических цепях с периодически коммутируемыми элементами, основанный на многочастотном усреднении переменных цепи. Такими элементами могут быть импульсные преобразователи, управляемые и неуправляемые выпрямители и т.д.

Особенности предлагаемого метода заключаются в следующем.

1. Коммутируемые элементы представляются непрерывными моделями, содержащими зависимые источники напряжения и тока.

2. Используется спектральное представление переменных цепи, а также законов управления коммутируемых элементов.

3. Уравнения цепи формируются в частотной области. Это позволяет упростить анализ за счет исключения этапа формирования дифференциальных уравнений.

Модель коммутируемого элемента представляется многополюсником, переменные на внешних зажимах которого, связаны компонентными уравнениями

$$[x_2] = [M] [x_1].$$

Здесь $[x_1]$ – вектор входных (управляющих) переменных, а $[x_2]$ – вектор выходных (зависимых) переменных. Например, компонентные уравнения диодного моста, показанного на рис. 1, имеют вид:

$$\begin{bmatrix} i_1 \\ u_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \mu \\ \mu & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_1 \\ i_2 \end{bmatrix}. \quad (1)$$

В формуле (1) $\mu = \text{sign}(u_1)$. Подобные модели можно получить и для других видов коммутируемых устройств.

Переменные цепи (токи и напряжения, а также законы управления коммутируемых элементов) являются периодическими функциями времени. Они могут быть представлены рядом Фурье:

$$x(t) = \sum_n \langle x \rangle_n(t) e^{jn\omega_1 t}.$$

Здесь $\langle x \rangle_n(t)$ – комплексная амплитуда n -й гармоники, определяемая по формуле:

$$\langle x \rangle_n(t) = \frac{1}{T} \int_0^T x(t) e^{-jn\omega_1 t} dt.$$

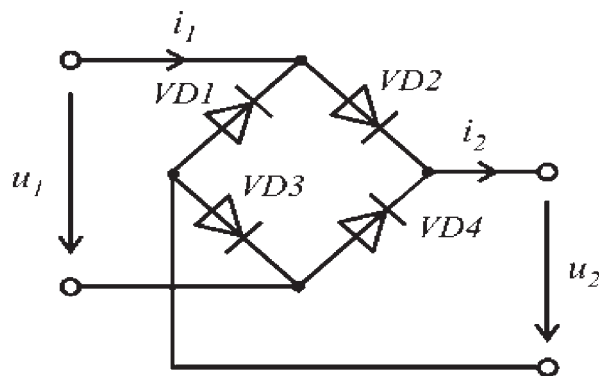


Рис. 1

Частота основной гармоники $\omega_1 = 2\pi/T$.

Коэффициент $\langle x \rangle_0$ равен среднему значению $x(t)$ за период. Коэффициент $\langle x \rangle_1$ определяет амплитуду основной гармоники.

При выводе компонентных уравнений для коммутируемых элементов учтем, что умножению функций времени соответствует свертка их спектров:

$$\langle m \cdot x \rangle_n = \sum_{(i)} \langle m \rangle_{n-i} \langle x \rangle_i.$$

Поэтому компонентные уравнения коммутируемого элемента имеют вид:

$$\begin{bmatrix} \langle x_2 \rangle_{-1} \\ \langle x_2 \rangle_0 \\ \langle x_2 \rangle_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \langle m \rangle_0 & \langle m \rangle_{-1} & 0 \\ \langle m \rangle_1 & \langle m \rangle_0 & \langle m \rangle_{-1} \\ 0 & \langle m \rangle_1 & \langle m \rangle_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \langle x_1 \rangle_{-1} \\ \langle x_1 \rangle_0 \\ \langle x_1 \rangle_1 \end{bmatrix}. \quad (2)$$

Эквивалентная схема, соответствующая равенству (2), представляет собой связанный многополюсник, имеющий $2n \times (2k + 1)$ зажимов. Здесь n – число управляющих переменных коммутируемого элемента, k – число учитываемых гармоник.

В докладе рассмотрены вопросы формирования математических моделей сетей с импульсными преобразователями. В качестве общего метода анализа предложено использовать уравнения в смешанном координатном базисе узловых напряжений и токов коммутируемых элементов. Преимущество предлагаемого подхода заключается в том, что он применим для расчета цепей различной конфигурации. Алгоритм формирования уравнений в смешанном координатном базисе легко формализуется.

Приведены примеры анализа гармонического состава колебаний в сетях с импульсными преобразователями.

ЧАСТЬ 2. ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

ОЦЕНКА СООТВЕТСТВИЯ ПРОЕКТА БОГУЧАНСКОЙ ГЭС ТРЕБОВАНИЯМ ГИДРОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

А.М. Мартынова, С.Ю. Филиппова, Д.В. Мартынов

Красноярский научный центр СО РАН, г. Красноярск, Россия

В связи с повсеместными увеличениями повторяемости экстремальных гидрологических характеристик водных объектов, обусловленными глобальным изменением климата и хозяйственной деятельностью на водосборах, во всем мире пересчитываются условия и параметры безопасного пропуска высоких вод через гидротехнические сооружения (ГТС), разрабатываются мероприятия по адаптации к этим изменениям.

Расчеты максимального стока и его пропуска через ГТС представляет собой в особенности очень важный и ответственный раздел гидрологического обоснования гидроэлектростанций и обеспечения безопасности ее ГТС и населения в нижнем бьефе плотин, на основе которых разрабатываются «Декларация безопасности ГТС», «Правила использования водных ресурсов водохранилища», «Правила технической эксплуатации и благоустройства водохранилища».

Богучанская ГЭС строится по проекту [1], основные параметры гидроузла которого (пропускная способность ГТС, уровни наполнения и сработки водохранилища) приняты в основном по морально устаревшему проекту 1976 г. [2].

Параметры гидроузла остались прежними, рассчитанными по данным коротких (10-15 лет) гидрометрических рядов наблюдений (до 1975 г.) на притоках водосбора р. Ангары между Усть-Илимской и Богучанской плотинами.

Экспертиза проекта, гидрологического обоснования основных параметров гидроузла на их соответствие современным нормативно-правовым и нормативно-техническим требованиям в нарушении градостроительного законодательства не выполнялась.

Согласно СНиП 33-01-2003 [3] основные параметры ГТС первого класса ответственности и условий эксплуатации устанавливаются на основе расчетов безопасного пропуска стока половодий и паводков с максимальными расходами воды вероятностью превышения 0,1% (повторяемостью 1 раз в 1000 лет) для основного случая и 0,01% (повторяемостью 1 раз в 10000 лет) для поверочного случая.

Наши расчеты максимального стока в створе ГТС по СП 33-101-2003 [4] на основе данных гидрологических наблюдений в створе Богучанской ГЭС в период эксплуатации Ангарского каскада ГЭС показали значительно большие величины максимального стока вероятностью превышения 0,1% и 0,01%, чем принятые в проекте Богучанской ГЭС.

Результаты расчетов сценариев пропуска половодий расчетных вероятностей превышения через Богучанский гидроузел по СНиП 33-01-2003 [3] по модели критического гидрографа весеннего половодья показали, что принятые в проекте величины суммарной пропускной способности ГТС и емкости ежегодной сработки водохранилища не рассчитаны на пропуск таких величин максимальных расходов и объемов половодий:

– при пропуске половодья с максимальными расходами воды расчетной вероятностью превышения 0,1% уровень воды в водохранилище превысит уровень форсировки 209,5 м. и достигнет гребня каменно-набросной плотины.

– при пропуске половодий с максимальными расходами воды расчетной вероятности превышения 0,01% может произойти перелив воды через гребень каменно-набросной плотины с отметкой 212 м, который может привести к катастрофическому разрушению плотины.

Для обеспечения безопасного пропуска половодья через ГТС чрезвычайно важно знать прогноз боковой приточности в водохранилище, который в настоящее время невозможно обеспечить из-за полного отсутствия гидрометеорологических наблюдений на водосборе р. Ангары между Усть-Илимской и Богучанской плотинами и отсутствия учета стока р. Ангары в створе плотины.

Это свидетельствует об отсутствии управления режимами пропусков воды через ГТС Богучанской ГЭС, в том числе в периоды половодий, что чревато созданием чрезвычайных ситуаций.

На Богучанской ГЭС должны быть организованы лицензированные службы по обеспечению гидрологической безопасности ГТС, пропуску высоких половодий с учетом прогноза притока и организации гидрометеорологического мониторинга за запасами воды на водосборе, стока воды через ГТС, ледовой обстановки в нижнем бьефе на основе внедрения новейших наземных и дистанционных технологий.

Кроме того, учитывая опыт аварии Саяно-Шушенской ГЭС, при пропуске высоких половодий и паводков необходимо учитывать риски наступления следующих вероятных событий:

- полной остановки гидроагрегатов (для ремонта или аварийного вывода из строя);
- не открытия хотя бы одного из водопропускных отверстий: (заклинивание затворов, отказ подъемных устройств);
- снижения пропускной способности поверхностных водосбросов из-за их обледенения;
- снижения пропускной способности русла реки в нижнем бьефе из-за сложной ледовой обстановки;
- засорения пропускных отверстий льдом, торфяной крошкой и древесиной;
- сползания оползневого правобережного примыкания плотины с последующим засорением грунта водосбросов.

ЛИТЕРАТУРА

1. «Богучанская ГЭС на Ангаре» Предварительные материалы к корректировке технического проекта. М. Филиал «Инженерный центр ЕЭС» – «Институт Гидропроект», 2007.
2. «Богучанская ГЭС на Ангаре». Технический проект. Том 1, книга 2. Гидрологические условия. Климат. М. Гидропроект, 1976.
3. СНиП 33-01-2003 «Гидротехнические сооружения. Основные положения».
4. СП 33-101-2003 «Определение основных расчетных гидрологических характеристик».

НЕТРАДИЦИОННЫЕ СПОСОБЫ УПРАВЛЕНИЯ СЕЛЕКТИВНЫМ ВОДОЗАБОРОМ

В.И. Букреев, А.В. Чеботников

Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева СО РАН, г. Новосибирск, Россия

При строительстве высоконапорных ГЭС нарушается ранее существовавший температурный режим реки ниже плотины. Это обусловлено тем, что водозаборные отверстия турбинных водоводов по необходимости располагаются достаточно глубоко от свободной поверхности, где температура воды в водохранилище летом меньше, чем вблизи свободной поверхности, а зимой – больше. Для того, чтобы в водозаборные отверстия поступала вода преимущественно из верхнего слоя, предлагается нагонять эту воду на отверстие с помощью струи, как показано на рис. 1 [1]. Экспериментальная проверка такого способа управления селективным водозабором показала, что он достаточно эффективен в зимнее время, а летом – в безветренную погоду или при ветре, направленном на плотину. На рис. 2 приведен пример, в котором при затратах энергии на нагон воды около 4% от мощности ГЭС в достаточно глубоко расположенное отверстие поступает вода преимущественно из верхнего слоя. В этом примере, в отсутствие управляющего воздействия в отверстие вовлекается вода в основном из нижнего слоя.

Следует отметить, что любой способ управления селективным водозабором в рассматриваемой задаче только смягчает негативное последствие от изменения термического режима, заключающийся в том, что зимой ниже плотины образуется полынья протяженностью в сотни километров. Даже если в нижний бьеф будет поступать вода с температурой около 0°C, она должна пройти большое расстояние, чтобы часть воды превратилась в лед.

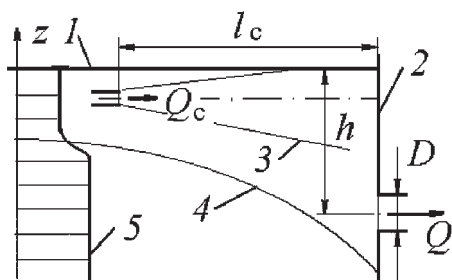


Рис. 1. Боковой селективный водозабор

Q – забираемый расход, $Q_c < Q$ – расход управляющей струи, h – заглубление, D – диаметр водозаборного отверстия, l_c – расстояние от сопла до стенки, z – вертикальная координата.

1 – свободная поверхность, 2 – стенка, 3 – условная граница струи, 4 – условная граница раздела слоев с разной плотностью, 5 – распределение плотности воды в водоеме.

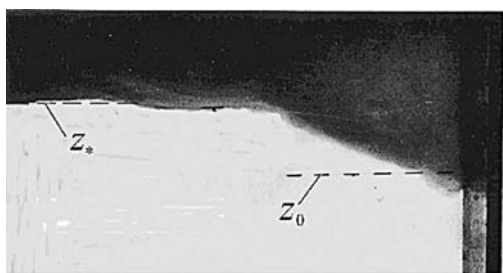


Рис. 2

z_* – горизонт условной границы раздела на большом удалении вверх по потоку от стенки, z_0 – горизонт оси водозаборного отверстия. В данном примере $Q_c/Q = 0,073$ и в отверстие вовлекается 53% более легкой воды из верхнего слоя.

Целенаправленное управление селективным водозабором необходимо также в случаях забора более холодной воды на охлаждение конденсаторов турбин ТЭС и АЭС, забора более теплой воды на полив растений, сбора нефтяной пленки с поверхности воды, вентиляции карьеров и др. При этом отверстие для забора жидкости может располагаться на больших удалениях от боковых границ. Традиционный способ решения задачи состоит в том, что водозаборное отверстие располагается в том слое, который желательно отсасывать. При изменении стратификации соответствующим образом изменяется и положение отверстия. В этом способе используется эффект,

закрывающийся в том, что в устойчиво стратифицированной по плотности жидкости преимущество при движении к стоку имеют частицы жидкости, расположенные на горизонте стока. Однако на практике этот эффект слабый. В работе [2] показано, что при достаточно больших расходах забираемой воды традиционный способ управления неэффективен.

Более эффективным оказался способ [3, 4], в котором, как и в рассмотренном выше способе, жидкость из заданного слоя нагоняется на неподвижное отверстие с помощью искусственно созданных сил инерции. В данном случае используются силы инерции вращательного, а не поступательного движения. Существенно, что вращательное движение создается только в тех слоях, поступление жидкости из которых нежелательно. В слое, который нужно отсасывать, вращательное движение следует подавить. Эффект, лежащий в основе способа, очень сильный. В качестве примеров можно отметить его проявления в атмосферных вихрях и при образовании воздушных воронок.

На рис. 3. приведен пример отсоса более легкого верхнего слоя через отверстие, расположенное в нижнем слое.

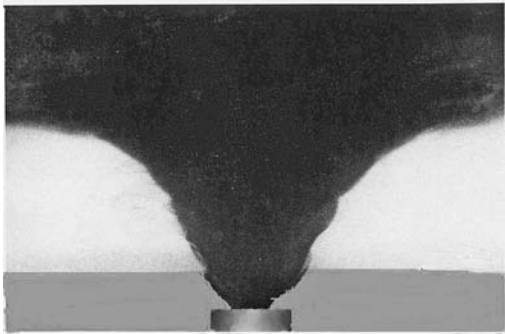


Рис. 3. Вихревой селективный водозабор

Относительная разность плотностей жидкости в верхнем и нижнем слоях составляет 1,7%. Граница раздела между слоями расположена над водозаборным отверстием на расстоянии шести его диаметров. В отсутствие управляющего воздействия вода вовлекалась в отверстие только из нижнего слоя. В данном случае управляющее воздействие обеспечило вовлечение 36% объема воды меньшей плотности из верхнего слоя (подробнее об этом см. [4]).

ЛИТЕРАТУРА

1. Пат. РФ № 1765287 РФ, МКИ³ E 02 В 9/4. Способ забора воды из верхних слоев водоема и устройство для его осуществления / В. В. Владимиров, О. Ф. Васильев, В. И. Букреев // Открытия. Изобр. – 1992. – № 36. – С. 107.
2. Букреев В.И., Гусев А.В., Романов Е.М. Экспериментальное изучение вихревого способа управления селективным водозабором / В.И. Букреев, А.В. Гусев, Е.М. Романов // Гидротехническое строительство. – 1999. – №6. – С.16-19.
3. Пат. РФ № 1765287 РФ, МКИ³ E 02 В 9/4. Способ забора воды из верхних слоев водоема и устройство для его осуществления / В. В. Владимиров, О. Ф. Васильев, В. И. Букреев // Открытия. Изобр. – 1992. – № 36. – С. 107.
4. Букреев В.И. Экспериментальное изучение вихревого способа управления селективным водозабором / В.И. Букреев, А.В. Гусев, Е.М. Романов // Гидротехн. стр-тво. – 1999. – № 6. – С.16-19.

РАСЧЕТ ОПТИМАЛЬНЫХ КРАТКОСРОЧНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ КАСКАДА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ МЕТОДОМ ПРОЕКЦИИ ГРАДИЕНТ

К.С. Колясников

ГОУ ВПО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург, Россия

Постановка задачи

Рассматривается задача совместной оптимизации режимов работы гидроэлектростанций, находящихся в одном или нескольких каскадах любой сложности. Гидроэлектростанции работают в составе объединенной энергетической системы. Каскады ГЭС входят в водохозяйственные комплексы.

Критерием оптимизации является максимум суммарной выработки электроэнергии гидроэлектростанциями. Требования энергетической системы и участников водохозяйственного комплекса водохранилищ учитываются ограничениями на режим сработки и наполнения водохранилища.

Уровни нижнего бьефа ГЭС принимаются условно постоянными внутри суток и численно равными уровням, взятым по стационарной кривой связей уровней и расходов. Снижение мощности ГЭС из-за внутрисуточных колебаний уровней нижнего бьефа учитывается с помощью коэффициента суточного регулирования.

Расчет водного баланса гидроэлектростанций каскада ведется по статическим объемам водохранилищ. Динамические объемы, вызванные изменением расхода через гидроузел, учитываются с помощью времени добега волны между смежными ступенями каскада.

Задача состоит в том, чтобы найти режим сработки и наполнения водохранилищ ГЭС, максимизирующий суммарную выработку электроэнергии каскадов ГЭС за расчетный период:

$$f(x) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m N_{ГЭС\ ij} K_{сум\ ij} \Delta t_i \xrightarrow{x} \max. \quad (1)$$

Математическая формулировка задачи

Введем вектор независимых переменных X .

$$X = Q_{НБ\ ij} \cdot H_{ср} * \Delta t_i \quad (2)$$

где $Q_{НБ\ ij}$ расхода воды в нижний бьеф гидроэлектростанции, с учетом прохождения его по нижним ступеням каскада, $H_{ср} * \Delta t_i$ масштабный множитель численно равный произведению среднего за расчетный период напора, на котором используется сток водохранилища j -й ГЭС на длительность j -го интервала в часах.

Ограничения целевой функции (1) в задаче оптимизации запишем через вектор независимых переменных X .

$$\begin{aligned} W_{minij} &\leq A_1 \cdot x_{ij} \leq W_{maxij} \\ Q_{minij} &\leq A_2 \cdot x_{ij} \leq Q_{maxij} \\ x_{minij} &\leq x_{ij} \leq X_{maxij} \end{aligned} \quad (3)$$

Модель каскада гидроэлектростанций

Математическая модель каскада гидроэлектростанций описывается уравнением (

$$W = D \cdot Q_{НБ} + \varphi \quad (4)$$

где φ – матрица, описывающая начальные условия и приток воды в водохранилища каскада ГЭС, а D – блочная матрица, элементами которой являются матрицы $D_{Г}$ и S . Матрица S является матрицей гидравлической связи нижележащей с вышележащей ГЭС каскада. Если гидравлической связи между гидроэлектростанциями нет, матрица S равна нулю. Матрица $D_{Г}$ описывает скорость изменение уровней воды в водохранилище.

Математическое описание характеристик гидростанции

Характеристики гидроагрегатов и нижнего бьефа, в случае подпора от нижележащей ГЭС, аппроксимируются полиномами 4-ой степени. Аппроксимация осуществляется по критерию получения минимума суммы квадратов отклонений фактических значений от расчетных по методу, описанному в [1].

Зависимость верхнего бьефа гидроэлектростанции от объема воды в водохранилище, зависимость уровня нижнего бьефа от расхода воды через гидроузел и линия ограничений мощности турбины по расходу аппроксимируются полиномами 6-й степени.

Решение задачи оптимизации режимов работы каскада ГЭС методом проекции градиента

Решение задачи оптимизации режимов работы каскада гидроэлектростанций осуществляется по следующему алгоритму:

1. Задается начальное значение независимой переменной $X^{(0)}$.
2. В начальной точке $X^{(0)}$ вычисляется вектор градиент целевой функции.
3. Определяется точка $X^{(1)}$, лежащая за границей допустимой области по следующей

формуле: $X^{(1)} = X^{(0)} - a \cdot \frac{\partial f}{\partial X^{(0)}}$, где $a > 0$ – некоторая положительная константа.

4. Определяется точка $X^{(2)}$ и т.д.

Итерационный процесс продолжается до тех пор, пока не будет достигнута требуемая точность вычислений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Цветков Е. В., Алябышева Т. М., Парфенов Л. Г. Оптимальные режимы гидроэлектростанций в энергетических системах/Под ред. Е. В. Цветкова. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 304 с.: ил.
2. Химмельблау Д. Прикладное нелинейное программирование: Пер. с англ. М.: 1975. 534 с.
3. Ануфриев И. Е., Смирнов А. Б., Смирнова Е. Н. MATLAB 7 – СПб.: БХВ-Петербург, 2005. – 1104 с.: ил.

СРАВНЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ МИКРОГЭС

Е.А. Спири́н, А.А. Никитин, М.П. Головин, А.Л. Встовский

ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

С помощью Микро гидроэлектростанции (до 200 кВт) можно обеспечить электроэнергией население отдаленных и горных районов, а так же фермерские хозяйства. Это значительно дешевле и выгоднее, чем строительство линий электропередач или эксплуатация дизельных установок.

Гидроэлектростанции малой гидроэнергетики в зависимости от способа использования водной энергии разделяют на плотинные, деривационные, плотинно-деривационные и свободнопоточные.

К недостаткам плотинных ГЭС можно отнести: высокую стоимость гидротехнических сооружений, затопление и выведение из хозяйственной деятельности больших площадей, значительный экологический ущерб.

Деривационные ГЭС забирают часть расхода реки, посредством деривации. Деривационная подача может осуществляться при помощи различных сооружений: открытым каналом, лотком, тоннелем или напорным трубопроводом. В плотинно-деривационных ГЭС для забора в деривацию значительной доли расхода реки необходимо возводить плотину, частично перегородившую реку по высоте или по ширине и создающую небольшой подпор. Прокладка деривационного водовода и сооружение небольшой плотины являются вмешательством в природу и относятся к экологическим недостаткам этих ГЭС.

Свободнопоточные ГЭС располагают непосредственно в реке в погруженном положении. Они используют кинетическую энергию водного потока. Свободнопоточные ГЭС относятся к экологически чистым источникам электроэнергии.

Постановка задачи

В зависимости от требуемой мощности и расхода реки возможны множества решений, реализующих выработку требуемого объема электроэнергии, что достигается за счет вариации типов и количества устанавливаемых энергоблоков. Выбор оптимального количества энергоблоков и их типов можно свести к решению задачи оптимизации. Общепринятым показателем характеризующим экономическую целесообразность того или иного решения при проектировании микроГЭС является стоимость одного киловатта устанавливаемой мощности, и наиболее эффективное решение соответствует минимальному значению этого показателя.

Модель эффективного применения деривационной ГЭС

Стоимость деривационной микроГЭС зависит в основном от стоимости устанавливаемых гидроагрегатов и стоимости деривации.

Задачу оптимизации для деривационной микроГЭС с напорным трубопроводом можно записать в следующем виде:

$$\left\{ \begin{array}{l} C_{\text{ГЭС}} = f(n_{\text{Э}}, K_Q, i, d, L, C_d) \rightarrow \min \\ N_{\text{ГЭС}} = n_{\text{Э}} \rho g Q K_Q H \eta_{\text{Э}} \\ H = H_{\text{ст}} - h_{\text{пот}} \\ H_{\text{ст}} = Li \\ h_{\text{пот}} = \left(\xi_{\text{вз}} + \lambda \frac{L}{d} + \xi_{\text{вз}} \right) \frac{8 Q^2}{g \pi^2 d^4} \end{array} \right. , \quad (1)$$

где $n_{\text{Э}}$ – количество энергоблоков; K_Q – коэффициент расхода (отношение расхода воды Q , проходящего через ГЭС, к расчетному расходу реки Q_p), для плотинной ГЭС коэффициент расхода равен единице, а для деривационной значительно меньше единицы; i – уклон местности; d – ди-

аметр трубопровода; L – длина трубопровода; C_d – стоимость 1 метра трубопровода (зависит от диаметра и материала); $N_{ГЭС}$ – установленная мощность гидроэлектростанции; ρ – плотность воды; g – ускорение свободного падения; H – полезный напор (напор нетто); $\eta_Э$ – КПД энергоблока; $h_{пот}$ – потери напора в трубопроводе; $\xi_{вз}$ – коэффициент сопротивления водозаборного устройства; λ – гидравлический коэффициент трения трубопровода; $\xi_з$ – коэффициент сопротивления задвижки; Q – расход воды, проходящей через трубопровод.

Модель эффективного применения единичных и каскадных свободнопоточных ГЭС

Основными компонентами свободнопоточной ГЭС являются: генератор, турбина, передающий механизм, несущая конструкция, система автоматического регулирования, защитное устройство.

Оптимизация решений связанных с использованием свободнопоточной микроГЭС является комплексной задачей, сочетающей в себе оптимизацию как отдельных компонентов микроГЭС, так и оптимизацию применения каскада таких установок.

Стоимость свободнопоточной микроГЭС можно описать формулой:

$$C_{ГЭС}(n_T, U, N_{ГЭС}, v) = [C_{Ген}(n_T, U, N_{ГЭС}) \cdot N_{ГЭС} + C_{ПМ}(n_T, N_{ГЭС}) + C_T(N_{ГЭС}, v) + C_{осн}(N_{ГЭС}, v)] \cdot k \rightarrow \min, \quad (2)$$

где n_T – частота вращения ротора турбины; U – передаточное число редуктора; v – скорость реки; $N_{ГЭС}$ – суммарная мощность электростанции; $C_{Ген}$ – функция стоимости генератора в расчете на 1 кВт; $C_{ПМ}$ – функция стоимости редуктора; C_T – функция стоимости турбины; $C_{осн}$ – функция стоимости несущей конструкции; k – количество микроГЭС.

Результаты

Для решения задач, описанных уравнениями (1) и (2) разработан алгоритмы и их программная реализация. Результаты расчетов, показывают, что существенное влияние на стоимость 1 кВт установленной мощности деривационной микроГЭС оказывает уклон местности, а на стоимость 1 кВт установленной мощности свободнопоточной ГЭС – скорость реки.

Таблица 1

Стоимость микроГЭС 50 кВт

№	Река (в районе населенного пункта)	Уклон/ Скорость	Стоимость ГЭС Деривационной/ Свободнопоточной	Стоимость 1 кВт мощности
		% / м/с	Млн руб.	Млн руб./кВт
1	Сисим (пос. Березовая)	0,26/2	46/5,9	0,9/0,12
2	Агул (с. Петропаловка)	0,33/2	34/5,9	0,68/0,12
3	Кан (пос. Кан-Оклаер)	0,47/2,5	22/4,9	0,45/0,1
4	Мал. Абакан	0,575/3	18/4,6	0,36/0,09

Сравнение результатов расчетов, приведенных в таблице 1, показывает, что при данных уклонах рек свободнопоточные имеют существенные преимущества над деривационными. Так минимальная стоимость деривационной ГЭС мощностью 50 кВт, соответствующая максимальному уклону реки (река малый Абака), составляет 18 млн руб., а стоимость свободнопоточной – 4,6 млн руб.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЛЕТНЕЙ ДОЙКИ ОТ МИКРОГЭС

А.В. Бастрон, Н.В. Коровайкин, Л.П. Костюченко

ФГОУ ВПО «Красноярский государственный аграрный университет»,
г. Красноярск, Россия

В настоящее время для электроснабжения технологических процессов летних доек применяются дизельные электростанции или трансформаторные подстанции, подключаемые к местной электрической сети на летний период. В первом случае себестоимость получаемой электрической энергии достаточно высока, а во втором имеют место относительно большие затраты на текущее обслуживание воздушной линии электропередачи.

Решение проблемы дефицита электроэнергии или снижения себестоимости используемой электроэнергии на летних выпасах, расположенных вблизи малых рек с необходимым запасом гидроресурсов, возможно за счет применения микрогидроэлектростанций. Обзор существующих вариантов микрогидроэлектростанций показывает, что наиболее эффективными с точки зрения простоты обслуживания для электроснабжения сельскохозяйственных потребителей являются бесплотинные свободнопоточные установки использующие генераторы с возбуждением от постоянных магнитов [1].

Однако, при применении генераторов малой мощности с постоянными магнитами, возникают проблемы стабилизации напряжения в автономной системе и как следствие выбор потребителей подключаемых к генератору не требовательных к качеству выходного напряжения в режиме динамического изменения нагрузки.

Для оценки процессов, происходящих в автономной системе, возникает необходимость создания математической модели этих процессов.

При моделировании динамических систем и устройств составляются и решаются системы дифференциальных уравнений, которые, чаще всего, носят нелинейный характер. Система MATLAB с расширением Simulink, на наш взгляд, идеальное средство для реализации такого моделирования, позволяет реализовать визуально-ориентированное программирование задач автоматического составления графической модели системы или устройства, составление и решение уравнений установившегося режимов и переходных процессов, наглядное представление результатов моделирования [2].

Для исследования режимов работы микроГЭС создана модель автономной системы электроснабжения летней дойки на 100 голов состоящей из ортогональной гидротурбины, синхронного генератора на постоянных магнитах, балластной нагрузки, системы управления балластной нагрузкой, активной и асинхронной нагрузки. Модель создана в программе MatLab приложении Simulink. Синхронный генератор с постоянными магнитами моделировался типовым блоком упрощенной синхронной машины с нерегулируемой системой возбуждения. Работа гидротурбины моделировалась созданным нами блоком подробная модель которого приведена в [3].

Синхронный генератор и асинхронная нагрузка моделировались по уравнениям Парка-Горева [4]. Модель генератора включает в себя модели электрической части в виде системы дифференциальных уравнений порядка второго и уравнение движения ротора и турбины, находящихся на одном валу. Асинхронные двигатели моделировались системой дифференциальных уравнений четвертого порядка (с учетом переходных процессов в демпферных контурах). Моменты сопротивления на валах двигателей моделировались вентиляторной характеристикой. Дифференциальные уравнения решались стандартным методом, Рунге-Кутта ode45, заложенным в программу Matlab.

По разработанной модели проведена серия экспериментов по подключению нагрузки к автономному генератору микроГЭС. Проведен анализ полученных графиков изменения частоты вращения автономного генератора, его электромагнитного момента, токов, скорости вращения и электромагнитных моментов двигателей.

Разработанная виртуальная модель автономной системы микроГЭС позволяет:

– проанализировать работу автономной системы при различном сочетании подключаемой нагрузки;

– проанализировать влияние балластной нагрузки, определить оптимальный размер и количество ступеней балластной нагрузки с точки зрения устойчивости работы автономной системы в переходном и установившемся режимах;

– сделать выбор наиболее оптимальных вариантов очередей пуска асинхронной нагрузки без нарушения технологии производственного процесса. Критерием этого выбора является как наименьшее время запуска, так и величина токов генератора с целью исключения его перегрева при запуске двигательной нагрузки.

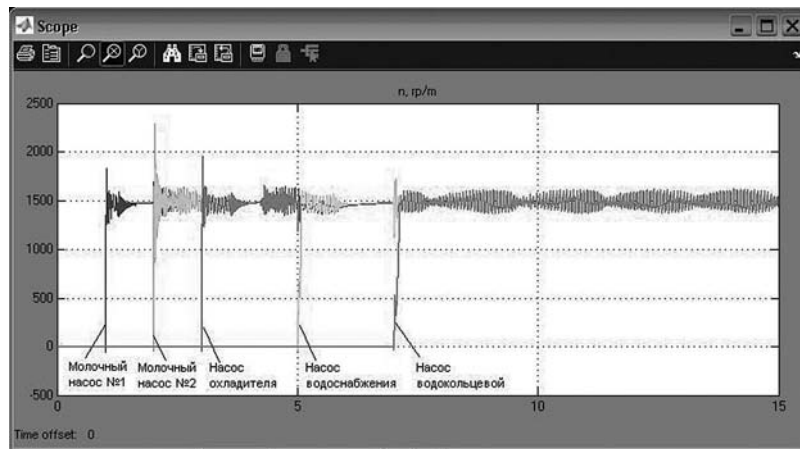


Рис. 1. Ступенчатый пуск асинхронной нагрузки, об/мин

Результат моделирования, приведенный на рис.1, показывает возможность рассматриваемой микроГЭС с генератором на постоянных магнитах (отсутствует возможность регулирования тока возбуждения) обеспечить работу необходимых технологических процессов летней дойки на 100 голов. Определяющее влияние, на показатели переходного процесса оказывает количество очередей пуска асинхронной нагрузки и система стабилизации, которая с помощью балластной нагрузки обеспечивает устойчивые статические режимы и стабилизацию выходных электрических параметров автономной системы в переходных режимах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Встовский А. Л. Современные технологии проектирования низкоскоростного синхронного генератора для свободнопоточной микроГЭС. / А. Л. Встовский, М. П., Головин, Федий К. С., // Инновационное развитие регионов Сибири: сб. ст. научно-практической конференции. – 2005. – Красноярск: ИПЦ КГТУ. с. 27-33.
2. Черных И.В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink. – М.: ДМК Пресс; СПб.: Питер, 2008. – 288с.
3. Костюченко Л.П. Моделирование работы автономной микроГЭС / Л.П. Костюченко, Н.В. Коровайкин, // Молодые ученые – науке Сибири: сб. ст. молодых ученых. Вып. 3.Ч II / Краснояр. гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 2008. – с.134-138.
4. Ярлыкова Л.П. Моделирование пуска двигателей сельскохозяйственных установок от передвижной электростанции. // Оптимизация режимов электропотребления: Тез. докл. краев. науч.-техн. конф., Красноярск, 4-5 октября 1988 г. / Красноярск, 1988. с.116.

МЕТОДЫ И ПРОГРАММНАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРИТОКОВ РЕК (НА ПРИМЕРЕ НОВОСИБИРСКОГО ВОДОХРАНИЛИЩА)

О.К. Альсова, В.В. Губарев

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия

1. Постановка задачи

Новосибирская ГЭС – один из основных крупных технических объектов г. Новосибирска, входящих в единую энергетическую систему Сибири. Новосибирское водохранилище, созданное при ГЭС, дает возможность при эксплуатации ГЭС управлять процессом выработки электроэнергии и подачи воды отдельным водопотребителям и водопользователям. Для того, чтобы не допустить нарушения нормальной работы водозаборов, очистных сооружений, холостых сбросов, подтопления, размыва берегов и т.д. и обеспечить максимальную выработку электроэнергии, требуется точное прогнозирование притока на разный период (временной интервал). В зависимости от этого показателя, в частности, определяется тактика функционирования водохранилища, а именно, объем сброса воды, так как необходимо поддерживать динамическое равновесие между объемом притока и оттока воды. Аналогичная ситуация наблюдается при управлении работой другими водохранилищами и ГЭС Сибири.

Поэтому актуальным является решение следующих задач:

- разработка моделей и методов краткосрочного (сутки, декада), среднесрочного (месяц, квартал) и долгосрочного (год и более) прогнозирования притоков рек;
- разработка методики и программной системы мониторинга и прогнозирования притока на базе предложенных моделей.

Поставленные задачи были решены для Новосибирского водохранилища. Были разработаны модели и методы краткосрочного, среднесрочного, долгосрочного прогнозирования объема притока реки Обь в створе Новосибирской ГЭС, разработано программное обеспечение для учета данных по притоку и автоматизации прогнозных расчетов.

В качестве исходных данных использовались гидрологические временные ряды (ВР) объема притока (в км³, в м³/с) реки Обь в створе Новосибирской ГЭС и объема притока в Барнауле разной дискретности (сутки, декада, месяц, квартал, год) за период 1894-2008 гг.

2. Модели и методы

Изменение притока и факторов, влияющих на формирование притока, во времени имеет случайный характер, что обусловило необходимость использования вероятностно-статистических методов для его описания и прогнозирования. Применялись следующие модели (методы):

- методы первичной статистической обработки данных и графического анализа;
- метод главных компонент;
- множественные линейные регрессионные модели, построенные на основе пошагового регрессионного анализа;
- методы скользящего прогнозирования притока (прогноз на остаток периода);
- методы выделения периода-аналога (года-аналога);
- методы эволюционного моделирования и балансовые методы.

Особенность работы заключалась в том, что при прогнозировании притока применялось вариативное моделирование, т.е. одновременно использовалась система разных взаимодополняющих и уточняющих друг друга моделей (методов). Это позволило повысить точность прогнозов и увеличить их заблаговременность.

3. Система мониторинга и прогнозирования притоков рек

В качестве среды разработки системы была выбрана среда Visual C++ 6.0 и библиотека классов Microsoft Foundation Classes (MFC).

Программная система состоит из четырех модулей: «Учет данных и их статистическое описание», «Графическое представление данных», «Прогнозирование», «Редактор формул».

Модуль «Учет данных и их статистическое описание» позволяет создавать, редактировать, сохранять базы данных (БД) с реальными (наблюдаемыми) гидрологическими рядами притоков рек за разные периоды (декада, месяц, квартал, год), поддерживает использование парных БД (основной и факторной); также реализован перевод данных в $\text{м}^3/\text{с}$ (км^3) и экспорт данных в MS Excel, MS Word; реализован расчет основных статистических характеристик данных по притоку.

Модуль «Графическое представление данных» позволяет представить данные в графическом виде и провести их визуальный анализ. Реализовано построение линейных графиков, гистограмм, диаграмм статистических характеристик. Графики сохраняются в формате .bmp, BITMAP, экспортируются в MS Word.

Модуль «Редактор формул» позволяет ввести (задать) прогнозную модель, проанализировать ее синтаксическую корректность; реализует сохранение прогнозных моделей в файле и чтение их из БД формул.

В модуле «Прогнозирование» программной системы реализованы следующие функции:

- прогнозирование значений притока на основе линейных регрессионных моделей (модели строятся методами пошагового регрессионного анализа – F-метод);
- адаптивное скользящее прогнозирование значений притока на основе линейных регрессионных моделей;
- прогнозирование значений притока по заданной пользователем формуле;
- расчет статистических характеристик точности линейных и нелинейных регрессионных моделей;
- построение статистических графиков, иллюстрирующих близость прогнозных значений притока к реально наблюдаемым значениям;
- прогнозирование значений притока на основе выделения аналогичного периода;
- прогнозирование значений притока на основе метода главных компонент;
- настройка параметров прогнозирования; формирование итоговых отчетов.

Заключение

С помощью методов, реализованных в программной системе, можно выполнить сравнительно точное прогнозирование объемов притока разной дискретности. Например, был получен прогноз среднегодового объема притока реки Обь на 1999-2008 гг. Средняя абсолютная ошибка прогнозирования составила 5,9%. При прогнозе на 2-3 года вперед средняя абсолютная ошибка составила соответственно 8,0% и 10,7%.

Разработанную программную систему можно использовать для прогнозирования притоков любой реки, а также адаптировать для прогнозирования рядов другой природы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Альсова О.К. Прогнозирование временных рядов декадных притоков реки Обь на основе вероятностно-статистических моделей.//Научный вестник НГТУ. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2006. – №3(24).
2. Губарев В.В., Альсова О.К. Прогнозирование временных рядов в гидрологических задачах на основе вариативного моделирования.//Автометрия. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2006. – том 42 – №6. – С. 45-52.
3. Губарев В.В., Альсова О.К., Беленький А.И. и др. Управление Новосибирским водохранилищем на основе прогнозирования притока.//Научно-практический журнал «Водное хозяйство России. Проблемы. Технологии. Управление». – Екатеринбург, 2000. – том 2 – №5. – С. 484-499.

ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПЛОТИН И ИХ СОБЛЮДЕНИЕ В ПРОЕКТАХ РАЗВИТИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ

А.М. Мартынов, Е.В. Мартынова

Красноярский научный центр СО РАН, г. Красноярск, Россия

Проблемы обеспечения безопасности проектов развития и функционирования гидроэнергетических объектов являются объектом тщательных исследований вследствие высоких рисков и ущербов, возникающих при авариях на плотинах.

На рубеже 21 века в рамках программы ООН по устойчивому развитию были широко обсуждены проблемы безопасности строительства высоких плотин (мощных ГЭС) и разработаны унифицированные международные принципы и стандарты их возведения и функционирования. Эти принципы и стандарты приняты Мировым банком в руководящих документах по выдаче кредитов на строительство высоких плотин и странами, которые имеют и строят высокие плотины. Среди прочих руководств по безопасности Мирового банка: ОР 4.37 «Безопасность плотин», ОР 4.01 «Экологическая экспертиза», ОР 4.04 «Естественная среда обитания».

Российское законодательство также было приведено в гармонию с международным законодательством прежде всего по двум взаимосвязанным аспектам: 1) безопасности плотин; 2) безопасности людей, проживающих в их бьефах [1]. К обязательным элементам международной и российской систем нормативно-правового и нормативно-технического регулирования проектирования, строительства и эксплуатации гидротехнических сооружений (ГТС) относятся следующие положения:

Во-первых, предусматривается разграничение ответственности собственников ГТС и органов государственного регулирования за последствия аварии ГТС. Собственник ГТС и эксплуатирующая организация несут ответственность за принятие надлежащих мер и наличие достаточных средств для обеспечения безопасности ГТС, независимо от источников их финансирования или этапа строительства, в том числе, возмещают ущерб, нанесенный в результате аварии или разрушения ГТС. На органы государственной власти возлагается ответственность за обеспечение безопасности населения, проживающих в бьефах плотин, путем принятия норм и правил безопасности ГТС, которыми должен руководствоваться собственник ГТС, и надзора за действиями собственника ГТС в этом направлении.

Во-вторых, определяются конкретные обязанности собственника ГТС и эксплуатирующей организации по обеспечению норм и правил безопасности ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию и эксплуатации.

В-третьих, разъясняются методы оценки уровня безопасности ГТС и методы мониторинга и контроля, применяемые органами надзора, включая инспекции, а также полномочия органов надзора по отношению к собственникам ГТС, не исполняющим своих обязанностей по обеспечению безопасности объектов.

В четвертых, прописываются нормы и правила технического регулирования проектирования, строительства и эксплуатации ГТС.

Строительство, ввод в эксплуатацию и эксплуатация ГТС должны осуществляться в соответствии с разработанной собственником ГТС или эксплуатирующей организацией проектной документацией, прошедшей государственную экспертизу в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности

В соответствии с Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений» от 21 июля 1997 года N 117-ФЗ [2] и Водным кодексом Российской Федерации от 3 июня 2006 г. N° 74-ФЗ [3] в состав проектной документации обязательно должны входить:

– декларация безопасности ГТС с определением границ зон возможного затопления для возможных сценариев аварий на ГЭС и границ зон вредного воздействия на окружающую среду, расчетами вероятного вреда в результате аварии ГТС, с гарантией собственника ГТС и эксплуатирующей организации финансового обеспечения за вред, причиненный аварией ГТС и о готовности к локализации и ликвидации чрезвычайных ситуаций и достаточности мер по защите населения и территории;

- правила использования водных ресурсов водохранилищ, определяющие режим их использования, в том числе режим наполнения и сработки водохранилищ;
- правила технической эксплуатации и благоустройства водохранилищ определяющий порядок использования их дна и берегов;
- программа мониторинга за показателями водного режима и качества воды в верхнем и нижнем бьефах и прогнозирования гидрологической обстановки.

Однако, эти документы отсутствуют в проектах Богучанской, Нижне-Богучанской (в створе Косая Шивера), Мотыгинской (Выдумской) и Эвенкийской (Туруханской) гидроэлектростанций. Проектирование этих ГЭС выполняется по сценариям реанимации морально устаревших советских проектов и игнорирования современных нормативных требований безопасности к обоснованию основных параметров гидроузлов и пропуску высоких вод на основе гидрологических расчетов с использованием появившихся длинных рядов гидрологических наблюдений.

Разработка «Схемы комплексного гидроэнергетического использования рек бассейна р. Енисей», закончилась в начале 90-х годов прошлого столетия на стадии пересмотра технико-экономических проработок вариантов размещения створов, отметок подпоров и мощностей станций в связи с открытием в зоне затоплений водохранилищ гидроузлов крупных месторождений полезных ископаемых и ужесточением требований к проектированию гидроэлектростанций.

Отсутствие научно-обоснованной «Схемы комплексного гидроэнергетического использования рек бассейна р. Енисей» (современной «ГОЭЛРО»), опережающей проектирование отдельных ГЭС, приводит к принятию несогласованных между собой, противоречивых технических решений. Например, мост через реку Ангару у с. Ярки, запланированный Программой по развитию Нижнего Приангарья, после создания Мотыгинской ГЭС окажется мостом через Мотыгинское водохранилище на участке, где неизбежны процессы переформирования берегов и образование заторов льда.

Энергоснабжение регионов Восточной Сибири осуществляется в основном за счет энергии, вырабатываемой на АЕК ГЭС, что обуславливает его высокую зависимость от изменчивых гидрологических условий [4].

Проблема обеспечения безопасности плотин Ангаро-Енисейского каскада ГЭС (АЕК ГЭС), строящейся Богучанской ГЭС и проектируемых ГЭС в бассейне Енисея имеет особую остроту.

Максимальные расходы половодий и паводков за последние 30 лет увеличились в результате глобального изменения климата, вырубки лесов, а паводковые уровни повысились еще дополнительно за счет уменьшения пропускной способности русел рек в связи с застройкой прирусловых участков поймы и заторно-зajorных явлений.

В этих условиях для обеспечения безопасности ГТС должны быть пересчитаны схемы безопасных пропусков высоких вод через ГТС и увеличены резервные емкости водохранилища. Согласно СНиП 33-01-2003 [5]0 пропуск поверочного стока 0,01% (повторяемостью 1 раз в 10000 лет) должен осуществляться при не превышении ФПУ (форсировочного подпорного уровня), а пропуск стока вероятностью превышения 0,1% (повторяемостью 1 раз в 1000 лет) при не превышении НПУ (нормального подпорного уровня).

В практике регулирования уровнями наполнения и сработки водохранилищ Ангаро-Енисейского каскада ГЭС в погоне за прибылью, в нарушении требований безопасности собственники ГЭС практикуют очень частые наполнения водохранилищ до ФПУ.

Так, превышение уровня Байкала над НПУ практикуется каждые 2-3 года, в некоторые годы продолжительностью стояния до четырех месяцев.

В результате форсировок уровня водохранилищ из-за отсутствия резервных емкостей на случай катастрофического притока воды, чрезвычайные ситуации с наводнениями в нижних бьефах АЕК ГЭС в последние два десятилетия участились, увеличились техногенные нагрузки на экосистемы территорий. Алгоритма принятия решений по управлению функционированием действующих ГЭС АЕК в соответствии с современными требованиями обеспечения безопасности ГТС и окружающей среды до сих пор нет.

По заказу Федерального агентства водных ресурсов в 2006-2007 гг. ФГУП «Центр Регистра и Кадастра» разработал проект «Правил использования водных ресурсов водохранилищ Ангаро-Енисейского каскада ГЭС: оз. Байкал и Иркутского водохранилищ Саяно-Шушенского гидроэнергетического комплекса (Саяно-Шушенского и Майнского) и Красноярского водохранилища». Однако, эти Правила не отвечают современным требованиям гидрологической безопасности, не прошли согласование с основными водопользователями и региональными органами власти.

Отсутствие согласованной и эффективной политики в области управления водопользованием и гидроэнергетическим использованием водных ресурсов Ангаро-Енисейского каскада ГЭС, оз. Байкал представляет собой реальную угрозу безопасности окружающей среды.

Действующее законодательство предоставляет органам государственной власти реальные и жесткие рычаги правового и экономического воздействий на собственников ГЭС, эксплуатирующих водные ресурсы с нанесением ущербов окружающей среде. При нарушении требований безопасности, отсутствии обосновывающих документов их хозяйственная деятельность может быть ограничена, приостановлена или прекращена в порядке, установленном законодательством Российской Федерации».

Необходимо срочно организовать работу по приведению проектов развития и функционирования ГЭС АЕК в соответствии с требованиями технического регулирования безопасности ГТС: пересчету параметров максимального стока рек в створах гидроузлов, обеспечению безаварийного пропуска паводков, и повышению уровня защиты населения от последствий, возникающих при разрушении плотин. Необходимо разработать и принять нормативные акты, регламентирующие режимы хозяйствования в зоне затопления и подтопления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Брэдлоу Д., Пальмиери А., Салман М. Нормативно-правовая база безопасности плотин. М.: Издательство «Весь Мир», 2003.- 196 с.
2. Федеральный закон от 21 июля 1997 года № 117-ФЗ «О безопасности гидротехнических сооружений»
3. Водный кодекс Российской Федерации от 3 июня 2006 г. N 74-ФЗ
4. Шабанов В.Ф., Думова И.И., Мартынова А.М., Бережных Т.В. Проблемы управления использованием водных ресурсов Ангаро-Енисейского каскада ГЭС и озера Байкал и пути их решения Тезисы докладов международной конференции «Научные основы сохранения водосборных бассейнов: междисциплинарные подходы к управлению природными ресурсами». Улан-Удэ-Улан-Батор, 1-8 сентября 2004, Т.1., с.30-33.
5. СНиП 33-01-2003 «Гидротехнические сооружения. Основные положения».

МОНИТОРИНГ СТОКА РЕК В ВОДОХРАНИЛИЩА ГЭС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ

В.Б. Кашкин¹, В.Ю. Ромасько²

¹ ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

² Филиал космического мониторинга НЦУКС МЧС РФ, г. Красноярск, Россия

Красноярский край обладает огромной площадью, и только дистанционное зондирование Земли (ДЗЗ) может обеспечить мониторинг этой территории. Перспективы развития ДЗЗ в крае связаны с установкой в СФУ новых приемных станций, что дает возможность оперативно получать и обрабатывать данные ДЗЗ различного разрешения.

Спутники ДЗЗ низкого разрешения (250 м - 1 км) с полосой обзора до 3000 км позволяют наблюдать интересующую территорию 3-4 раза в сутки в 5-36 спектральных каналах оптического диапазона. Такие спутники несут также аппаратуру, позволяющую получать вертикальные профили атмосферы: температуру – от поверхности до 20-30 км, определять точку росы, регистрировать осадки на большой площади. Все это чрезвычайно важно для Красноярского края в районах с малой плотностью населения и редкой сетью метеорологических и гидрологических постов.

Спутники оптического диапазона среднего разрешения (20-50 м) имеют полосу обзора в 60-700 км в 3-7 спектральных каналах, спутники высокого разрешения (1-5 м) имеют еще более узкую полосу обзора – от 1 до 7 км. В отличие от спутников низкого разрешения, аппараты среднего и высокого разрешения обладают плохой оперативностью: 1 раз в 21-26 дней при наблюдении в надир.

В СФУ и в Красноярском филиале космического мониторинга НЦУКС МЧС России накоплен опыт космического мониторинга природных опасных явлений и катастроф (лесные пожары, паводки), опыт исследования сибирской тайги и пр. Важной задачей является оперативное определение площади заснеженности, что необходимо для прогноза стоков рек со снеговым питанием, типичным для Красноярского края. Учитывая размеры бассейнов рек, питающих водохранилища каскадов ГЭС на Енисее и Ангаре, целесообразно применение спутников низкого разрешения для оценки площади водосбора, покрытой снегом. Некоторые параметры можно оценить косвенно. Зоны, охваченные снеготаянием, выявляются в ближнем инфракрасном диапазоне спектра, а мощность снежного покрова рассчитывается по ряду последовательных снимков, скорости продвижения границ снегонакопления и по температуре воздуха. Спутники среднего и высокого разрешения дают наибольший эффект при контроле береговой линии в водохранилищах, мониторинге гидротехнических сооружений, обнаружении масс плавущих стволов деревьев и бревен в акватории.

Недостатком космических аппаратов ДЗЗ, работающих в оптическом диапазоне, является невозможность наблюдения поверхности Земли при наличии облачности. Этому недостатка лишены аппараты, работающие в радиодиапазоне и использующие космическую радиолокацию. В гидрологии такие аппараты ДЗЗ наиболее эффективны при обнаружении заторно-зажорных явлений на реках, определения подвижек льда, на радиолокационных изображениях хорошо просматриваются участки затопления.

При определении площади заснеженности по весенним изображениям бассейнов рек, прежде всего, необходимо разделить три вида пикселей: а) содержащих изображение снега (льда); б) относящихся к изображению облаков; в) содержащих изображения почвы и растительности. Снег и облака обуславливают наиболее яркие фрагменты изображения в видимом (обычно красном) участке спектра, причем облака имеют приблизительно одинаковую яркость и в видимом, и в ближнем инфракрасном участке. Однако на длине волны около 1,6 мкм яркость снега (льда) существенно меньше, чем облаков, использование нормализованного снегового дифференциального индекса легко позволяет разделить пиксели, содержащие снег/лед и облака. Изображения почвы и растительности также разделяются с использованием спектральной информации.

Для нахождения площади заснеженности используется следующая методика. Изображение разбивается участки бассейнов рек размером примерно 100x100 км, заснеженность опре-

деляется отдельно для каждой из частей, не закрытой облаками. Предварительно для каждой из частей составляется ландшафтное описание, устанавливается распределение площади по высотным зонам. По описанию выбираются участки, близкие по характеру ландшафтов, и, следовательно, по условиям снегонакопления. Далее с помощью стандартных процедур на основе пороговой классификации производится автоматическое разделение изображения в пределах выделенного водосбора на участки двух классов – заснеженные и свободные от снега, после чего подсчитывается количество пикселей, относящихся к заснеженным участкам в пределах водосбора, вычисляется площадь заснеженности.

Если участки бассейна закрыты облаками в текущих проходах спутников, возможно, они откроются в следующих проходах. Если этого не произойдет, восстановление заснеженности производится методом аналогий. После восстановления всех пропущенных из-за наличия облачности данных производится вычисление заснеженности всего бассейна.

Рассмотренная методика определения площади заснеженности с использованием информации со спутников применена в технологической схеме оперативного прогноза ежедневных уровней воды. Для расчета уровней воды построены модели стока рек. В качестве входных параметров модели использовались данные о запасах воды в снежном покрове перед началом снеготаяния по действующим пунктам снегосъемок; приближенная оценка на их основе средних значений снегозапасов в бассейне; среднесуточная температура воздуха и ее суточные суммы по ежедневным метеорологическим данным; прогностические значения этих характеристик на 3-7 суток вперед; ежедневные уровни воды на водомерных постах, если такие имеются. Космическая информация используется как важнейший входной параметр модели. Ежедневно производилось сравнение ожидаемых данных о заснеженности с текущей космической информацией, если обнаруживалось расхождение, превышающее 3-4%, то в интерактивном режиме осуществлялась корректировка начальных снегозапасов модели и процедура итеративно повторялась до совпадения ожидаемых и наблюдаемых значений заснеженности.

Модель используется также для прогноза уровней воды в периоды дождевого питания рек. В качестве построочных параметров используются данные метеостанций и водомерных постов, если они имеются. При отсутствии такой информации незаменимы данные, получаемые спутниковой аппаратурой вертикального зондирования атмосферы.

Использование описанной технологии позволяет прогнозировать уровень воды в водохранилищах ГЭС с заблаговременностью 7 суток.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кашкин В.Б. Дистанционное зондирование Земли из космоса. Цифровая обработка изображений / В.Б. Кашкин, А.И. Сухинин. М.: Логос, 2001, –262 с.
2. Бураков Д.А. Методика определения заснеженности речного бассейна по спутниковым данным для оперативных прогнозов стока / Д.А. Бураков, В.Б. Кашкин, А.И. Сухинин, В.Ю. Ромаско, И.В. Ратненко // Метеорология и гидрология, 1996, № 8, с.100–109.

НЕКОТОРЫЕ ЭКОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ СОЗДАНИЯ КРУПНЫХ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ НА СЕВЕРЕ СИБИРИ

Б.Н. Нефедов

Специальное конструкторско-технологическое бюро «Наука» КНЦ СО РАН,
г. Красноярск, Россия

Рост числа аварий и разрушений плотин с большим количеством жертв в мире привели в конце двадцатого века к широкому обсуждению причин разрушений, рисков и затрат на строительство причин и приносимой ими выгоды. Всемирная комиссия по большим плотинам ВКПБ (IC OLD) подвела итоги этого обсуждения, и, обобщив в мировую статистику аварий и разрушений плотин, в своем докладе, опубликованном в 2009 г., рекомендовала жесткие требования по безопасности плотин.

Авария на Саяно-Шушенской ГЭС показала, что общественность, структура власти и надзорные органы недооценивали или не воспринимали возможные угрозы, связанные с эксплуатацией крупных гидротехнических сооружений.

В тоже время, учитывая слабую освоенность гидроэнергетических ресурсов, особенно в малочисленной северной части Сибири следует отметить, что строительство ГЭС в принципе отвечает долгосрочной энергетической стратегии России. Вопрос стоит не о том, использовать или не использовать гидроресурсы энергетический потенциал северных рек Сибири, а в том, как и с какими эколого-социальными последствиями.

Как правило, при проектировании ГЭС без детального анализа главных элементов эколого-социальной системы делается вывод о предпочтении возможно наиболее высокого НПУ. Это характерно как для строительства Богучанской ГЭС, так и для планируемой к строительству Эвенкийской ГЭС. При этом, как правило, образуется «болото» протяженностью более 1000 км и водообменном один раз в 3-4 года. Тогда как вариант плотины с низким НПУ обеспечивает более быстрый водообмен (3-4 раза в год), т.е. сохраняется речной режим, а водохранилище в разы короче. Так для Эвенкийской ГЭС вариант с НПУ 110 м позволяет создать энергетическую мощность 4,4 тыс. мВт, в 1,5 раза больше Богучанского энергоузла. При реализации НПУ-200 м будет создан гигант с мощностью от 12 до 18 тыс. мВт. Отсутствует какая либо информация о потребителях энергии гидроузла кроме общих фраз – энергия ГЭС будет передаваться в общую энергетическую систему (через Тюмень). Для этого нужно построить мощные сети, протяженностью более 2000 км, в которых будет потеряно от 10% до 20% вырабатываемой энергии.

Почти повсеместно на севере Сибири наличествует криолитозона, которая недостаточно изучена. Но выводы о ее поведении уже делаются. Так для НПУ-200 м Эвенкийской ГЭС делается безапелляционный вывод, что за 50 лет мерзлота растянется незначительно (несмотря на всемирное потепление), а столб воды гидравлически задавит выход хлоридов по разломам на поверхность и засоление водохранилища не произойдет. Но нужно помнить, что вода практически несжимаемая жидкость и ее гравитационное влияние распространяется во все стороны, т.е. будет создана дополнительная нагрузка на берега и примыкающие массивы. Вряд ли все соленые источники будут заблокированы, наоборот, можно ожидать появления новых путей выхода соленых рассолов на поверхность за счет неоднородностей в среде и, соответственно, в поле напряжений за счет давления воды в водохранилище.

Особую озабоченность вызывает отсутствие в материалах ОВО2 по Эвенкийской ГЭС раздела «Прогноз безопасности гидроузла». Только в заключительных рекомендациях по эколого-социальному мониторингу рекомендуется разрабатывать декларации безопасности сооружения на различных стадиях реализации проекта.

Да, формально так и требует Федеральный закон «О безопасности гидросооружений», но ОВОС даже на стадии обоснования инвестиций должен содержать требования безопасности к основным элементам создаваемого сооружения и оценку потенциальной опасности тех или иных решений.

Разработчики ОВОС даже не удосужившись хотя бы по аналогии с ОВОС БюГЭС оценить волну прорыва при разрушении плотины, делают парадоксальный вывод: плотина на 59 км от устья с НПУ-110 более опасна, чем плотина НПУ-200 на 120 км от устья, т.к. нельзя будет за 40 минут (по

нормативам МЧС) обеспечить эвакуацию Туруханска. Забывают при этом, что волна прорыва высотой от 20 до 30 м при разрушении плотины с НПУ-200 достигнет того же Туруханска за 1,5-2 часа и за сутки окажется в Игарке высотой до 10-15 м (оценка по аналогии с волной прорыва при аварии на Богучанском гидроузле). В случае же НПУ-110 метров высота волны прорыва будет минимум в 2 раза меньше. При такой волне прорыва 20-30 м беги, не беги от Туруханска ничего не останется. Поэтому главное создать надежное, безопасное сооружение.

В ОВОС отсутствуют необходимые данные по гидрологии, боковой приточности и, соответственно, требованиям и водопропускным сооружениям плотины Эвенкийской ГЭС (ни для одного из вариантов).

Достаточно легковесно звучат заверения в безопасности потенциальных створов гидроузла в условиях плохо изученной криолитозоны.

Необоснованно по формальным признакам отвергается возможность возникновения наведенной сейсмичности. Для водохранилища с таким объемом наведенная сейсмичность неизбежна. Поэтому, для обеспечения безопасности гидросооружения при проектировании надо согласиться с разработчиками ОВОС, что перед проектированием необходимо выполнить микросейсмизацию. Что касается геодинамического мониторинга (включая сейсмический), то его нужно включить в проект обоснования инвестиций и строительства, а не выносить за скобки (со ссылкой на какую-то отдельную программу).

Задача науки – сохранить северную природу. Поэтому в своей хозяйственной деятельности мы должны с осмотрительностью относиться к любым ее масштабным преобразованиям. В настоящее время в Восточной Сибири нет острого дефицита электроэнергии. Но если в ближайшие десятилетия такой дефицит станет ощущаться, нужно использовать альтернативные пути решения этой проблемы. К таковым можно отнести:

- строительство ГЭС на малых реках;
- строительство атомных станций;
- газификация углей Канско-Ачинского бассейна с последующим сжиганием газовой составляющей для получения тепла и энергии.

Еще раз подчеркнем, что вопрос строительства каждого гидроэнергетического объекта, особенно большой мощности, требует основательной научной проработки и независимой экологической экспертизы. Независимой, подчеркивается особо. За деньги государства и приемки результатов экспертизы – государством, а не заинтересованным вполне определенным образом заказчиком.

ЧАСТЬ 3. ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЕ И ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КАНСКО-АЧИНСКИХ УГЛЕЙ В ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ

М.С. Пронин

Институт СибВТИ Красноярского филиала ОАО «Сибирский ЭНТЦ»,
г. Красноярск, Россия

Энергетической стратегией России на период до 2030 года предусматривается повышение энергоэффективности энергетики (КЭС и ТЭЦ) при увеличении потребления твёрдого топлива в топливно-энергетическом балансе тепловых электрических станций в основном за счёт увеличения добычи углей в Канско-Ачинском и Кузнецком бассейнах.

Угли Канско-Ачинского бассейна характеризуются низкой зольностью, относительно высокой для бурых углей калорийностью – (3080-4380 ккал/кг), высокой склонностью к шлакованию и загрязнению поверхностей нагрева котлов, низкой себестоимостью добычи.

Увеличение выработки электроэнергии на твёрдом топливе сопряжено с увеличением выбросов вредных веществ в окружающую среду и прежде всего в атмосферу.

Обеспечение требований по защите окружающей среды по расчётам специалистов только в ближайшие пять лет потребует дополнительных инвестиций в сумме до 28 млрд. рублей. В этой связи актуальной становится проблема разработки таких технологий сжигания углей, которые бы обеспечивали повышение экологической безопасности при относительно низких капитальных затратах на их реализацию. Решение этих проблем настоятельно требует продолжения и расширения НИОКР как в области технологий сжигания, так и переработки углей.

Результаты исследований органической и минеральной части канско-ачинских углей выполненные институтом СибВТИ Красноярского филиала ОАО «Сибирский ЭНТЦ», позволили разработать технологию экологически чистого их сжигания, обеспечивающую вредные выбросы оксидов азота, серы и золы, на уровне требований международных стандартов (Таблица 1). Обеспечение этих требований базируется на целевом использовании специфических физико-химических свойств углей, без сооружения дорогостоящих установок химической очистки дымовых газов. В основу технических решений заложено ступенчатое сжигание угольной пыли с предварительным высокотемпературным ее подогревом для снижения образования оксидов азота и использование рукавных тканевых фильтров, а также установок активации золы, с возвратом ее в тракт котла, для улавливания золы и оксидов серы.

Отметим, что для лучших станций на канско-ачинских углях Березовской ГРЭС и Красноярской ТЭЦ-2 эти показатели значительно хуже. Новая технология разработана на основании выполненного СибВТИ комплекса исследований, включающих лабораторные, стендовые и опытно-промышленные исследования (котел ТПУ-35У Экспериментальной ТЭЦ ОАО «СибВТИ»), которые подтвердили возможность достижения требуемых экологических показателей.

На основе этих исследований был выполнен, совместно с ОАО «Сибэнергомаш», рабочий проект котельной установки Е-500-13,8-560 БТ для энергоблока ст. №2 Минусинской ТЭЦ, на которой в условиях промышленной эксплуатации должны быть проверены основные технические решения.

Совместно с СКБ ВТИ и ЗИО выполнены (на стадии эскизного проекта) проработки реализации этой технологии для котлов паропроизводительностью 2600 т/ч (на основе котла П-67).

С наименьшими затратами разработанная технология сжигания может быть применена при монтаже новых и реконструкции действующих водогрейных котельных агрегатов типа КВТК-100.

Таблица 1

**Содержание вредных выбросов в дымовых газах по стандартам
и на отдельных станциях, мг/нм³**

Наименование вредных выбросов	По технологии СибВТИ	ГОСТ Р 50831-95	Технические требования 1989 г.	Березовская ГРЭС Красноярская ТЭЦ-2	Стандарты		
					Германия	Япония	США
Оксидов азота	200	300	225	410-700	200	400	300
Оксидов серы	300	700	400	500-900	400	550	1200-2400
Золы	50	50	50	150-200	50	100	40

Реализация технологии высокотемпературного подогрева угольной пыли на котлах КВТК-100 позволит, кроме того, снизить технологический минимум нагрузок котла без подсветки мазутом, улучшит устойчивость его работы при отключении двух и трех мельниц.

Проектной организацией ОАО «УралВНИПИЭНЕРГОПРОМ» выполнен проект энергоблока №2 Минусинской ТЭЦ, в состав которого входит данная экологически чистая котельная установка.

Финансовый анализ и оценка эффективности инвестиционного проекта осуществляется путем расчета потока реальных денег, характеризующих производственную, инвестиционную и финансовую деятельность проекта.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) составляет \$ 30,03 млн. Внутренняя норма доходности (ВНД) составляет 24,16%. Индекс доходности (ИД) 2,03. Срок окупаемости 6 лет. Удельная потребность инвестиций составляет \$ 304,72 тыс. на один МВт введенной мощности. Это практически в три раза ниже, чем в среднем по региону, что объясняется большим заделом при строительстве первого блока.

При разработке программы производства Минусинской ТЭЦ рассматривалось два варианта экологически чистых котельных установок.

Базовый вариант. Экологически чистая котельная установка с котлом Е-500-13,8-560 БТ, оборудованная по технологии СибВТИ.

Альтернативный вариант. Экологически чистая котельная установка с серийным котлом БКЗ-500-140 ПТ2 с установкой аммиачно-каталитической азотоочистки и системой известкового сероулавливания.

Потребность в инвестициях в строительство экологически чистой котельной установки по технологии СибВТИ (базовый вариант) на 80,91 млн. руб. меньше, чем в альтернативном варианте в ценах 1998 г.

Валовая прибыль по базовому варианту равна 51,84 млн. руб., что в 1,26 раза больше, чем в альтернативном варианте.

Таким образом, экологически чистая котельная установка (базовый вариант – технология СибВТИ) как по инвестиционным затратам, так и по валовой прибыли предпочтительнее альтернативного варианта.

ДИНАМИКА ЗАКУПОК НА РЫНКЕ ИНЖИНИРИНГОВЫХ УСЛУГ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ В 2008–2009 гг. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЗМЕЩЕНИЮ И ПУБЛИКАЦИИ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ПРОВЕДЕНИЮ КОНКУРСНЫХ ТОРГОВ

А.С. Чернокутов

ЗАО «КОТЭС», г. Новосибирск, Россия

Организация сбора и обработки предложений о проведении конкурсных торгов на примере ЗАО «КОТЭС»

Для сбора информации о планируемых, готовящихся работах и о проводимых закупках производится сбор коммерчески-важной информации. Источники информации – новости энергетики, торговые площадки (b2b-energo.ru и др.), площадки госзакупок (zakupki.gov.ru и др.), сайты энергетических компаний, сайты компаний – владельцев энергетических компаний, сайты промпредприятий, сайты энергетических предприятий на территории стран – участников СНГ.

Для наглядной и эффективной обработки информация разделяется на отчет о конкурсах и отчет с выдержками новостей. Отчет о конкурсах разделен на разделы по оборудованию. Отчет по новостям разделен по территории и крупным энергокомпаниям. Сигнальными цветами выполненная подсветка ключевых слов.

Правовая терминология

Для негосударственных организаций – закупки юридически называются конкурсные торги [1]. Для государственных – закупочные процедуры (котировки, конкурсы, аукционы) [2]. Понятие Тендер нет в российском законодательстве. Этого понятия нет и в Казахском законодательстве [3]. Поэтому слово Тендер – сленговое и вредное. Что касается сети Интернет, законом пока не предусмотрены какие-либо особенности проведения торгов, хотя для удобства и наглядности поиска извещений, участия и проведения уже есть попытки создания стандартов [4].

Динамика закупочных процедур на рынке инжиниринговых услуг теплоэнергетики в 2008-2009 гг.

Для характеристики закупочной деятельности в электроэнергетике взята только количественная характеристика проводимых конкурсов, так как информация о принятой цене предложения затруднена, и в большинстве случаев недоступна.

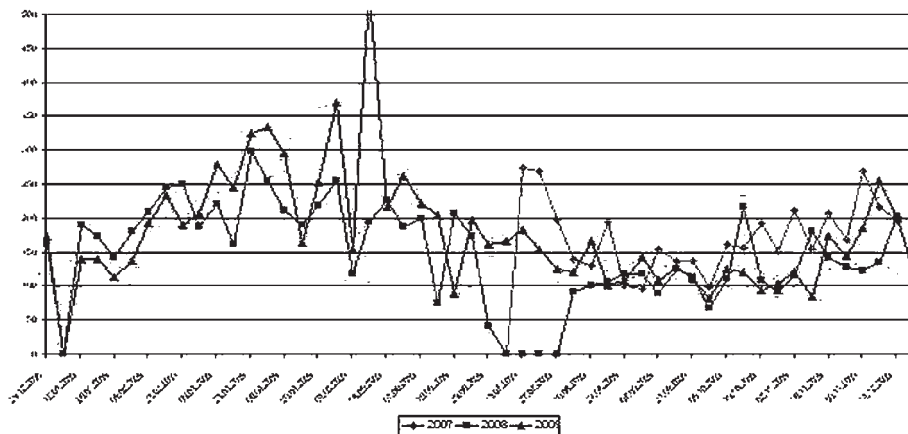


Рис. 1. Количество закупок по инжинирингу в электроэнергетической отрасли по неделям за 2007, 2008, 2009 гг.

Пики публикаций наблюдаются в марте и декабре. Субъективно ценовой пик публикации закупок (закупки на самые большие суммы) наблюдается в ноябре – декабре.

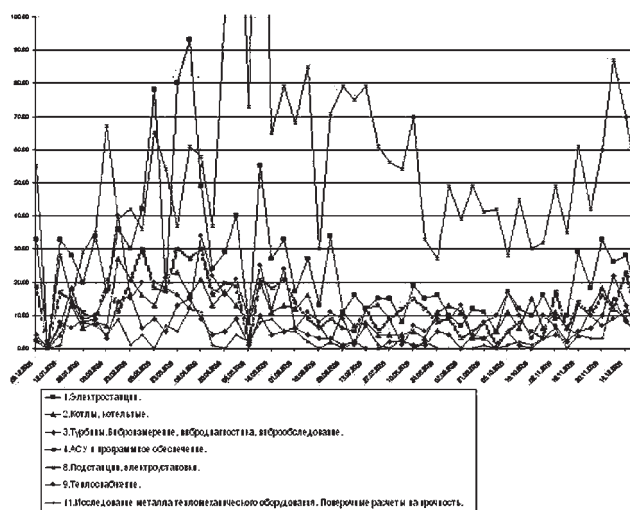


Рис. 2. Количественное соотношение конкурсов по принадлежности к технологическим процессам

Самая большая часть конкурсов относится к электроснабжению. Далее – общестанционное оборудование, АСУ, теплоснабжение, котлы, турбины. Достаточно большую часть занимают конкурсы на исследование металла.

Рекомендации по размещению и публикации предложений по проведению конкурсных торгов.

В настоящее время много внимания уделяется электронным площадкам для проведения аукционов. В частности, пяти, полученным в результате отбора операторов электронных площадок в целях проведения открытых аукционов в электронной форме от 20 ноября 2009 г. На этих площадках могут публиковать закупки и частные компании. По сложившейся в РАО ЕЭС традиции самой популярной площадкой для публикации извещений о закупках в теплоэнергетике является b2b-energo.ru. Также достаточно активно осваивается площадка fabrikant.ru.

Рекомендации при публикации на торговых площадках:

1. Публиковать предмет закупки.
2. Не публиковать избыточной информации.
3. Работать с классификатором.

Рекомендации при публикации на корпоративных сайтах:

1. Публиковать предмет закупки, дату публикации.
2. Извещения должны иметь единую ленту публикаций, которая может делиться на сублинты и т.д.
3. Сортировать извещения по дате, в обратном порядке (новые вверху).

ЛИТЕРАТУРА

1. Понятие «торгов» определяется статьями 447-449, Глава 28. Заключение договора, части первой Гражданского Кодекса РФ, понятие «конкурса» – статьями 1057-1065, Глава 57. Публичный конкурс, части второй Гражданского Кодекса РФ.
2. Федеральный закон от 21 июля 2005 г. N 94-ФЗ «О размещении заказов на поставки товаров, выполнение работ, оказание услуг для государственных и муниципальных нужд».
3. Закон Республики Казахстан от 21 июля 2007 года N 303 О государственных закупках.
4. Национальный стандарт «Организация закупочной деятельности» Российский союз промышленников и предпринимателей nszakupki.ru

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ТЭС, СЖИГАЮЩИХ КАНСКО-АЧИНСКИЕ БУРЫЕ УГЛИ

И.П. Иванов¹, Д.И. Иванов², М.П. Баранова², С.А. Михайленко²

¹ Институт химии и химической технологии СО РАН, г. Красноярск, Россия

² ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

Неконтролируемый рост человеческой популяции оказывает негативное антропогенное воздействие на климат и экологию Земли. Быстрый рост объемов производства и потребления энергии привел к возникновению серьезных проблем, объединенных общим понятием «глобальная энергетическая безопасность». Объектами негативного влияния энергетических предприятий на окружающую природную среду (ОПС) являются атмосфера (токсичные и парниковые газы, твердые частицы, пары воды) и континентальная гидросфера (сточные воды, фильтрационные воды золошлакоотвалов (ЗШО)).

В энергетических программах США и Японии в качестве переходного этапа разрабатываются ТЭС с низкими выбросами и улавливанием оксидов серы, азота и углерода с ориентиром на создание ТЭС с нулевыми выбросами [1]. Конечной целью развития энергетики России, базирующейся на сжигании твердых видов топлив, должно также являться создание безотходных экологически безвредных энергетических предприятий.

Ликвидация негативного воздействия энергетики на ОПС диктует необходимость реализации комплексного подхода, направленного на повышение ее энергоэффективности и экологической безопасности. Для этого необходимо внедрение высокоэкономичных энергоблоков с экологически чистыми технологиями сжигания в сочетании с технологиями максимально полного улавливания вредных эмиссий [2].

На сегодняшний день наиболее эффективными методами улавливания газообразных выбросов считаются полусухие и «мокрые» методы. При этом мокроизвестняковые технологии считаются более предпочтительными при достижении степени улавливания свыше 99% [3].

Большинство предлагаемых способов очистки дымовых газов ТЭС от оксидов серы, азота и углерода основано на использовании привозных химических реагентов. Однако экономически более оправданным следует считать технические решения, использующие потенциал продуктов сжигания самих углей – золы и шлака. При этом отпадает необходимость применения технологий улавливания летучей золы на электрофилтрах.

При сжигании 1 т бородинского бурого угля с рабочей влажностью 33% образуется около 0,4 т воды. Нетрудно подсчитать, что, например, при сжигании в котле ТПЕ-216 бородинского бурого угля в количестве 130 т/ч общий объем образующейся воды составит около 52 т/ч. В настоящее время эти воды не находят практического применения. Между тем их с успехом можно использовать в технологии «мокрой» нейтрализации вредных эмиссий и для собственных нужд станций.

В этой связи представляется перспективным направление, ориентированное на использование образующихся в процессе сжигания углей парогазовой смеси (дымовых газов) и золошлаковых отходов с целью их взаимной нейтрализации по «мокрому» методу.

Уникальные природные свойства минеральной части канско-ачинских бурых углей состоят в том, что в отличие от других углей, в образующихся при их сжигании золошлаковых отходах содержится значительное (более 27%) количество оксидов кальция и магния. При их гидрозолоудалении уровень рН вод ГЗУ достигает значения 11,4–11,6. Помимо оксидов кальция и магния в водах ГЗУ находится широкий спектр других, зачастую токсичных, оксидов металлов. Щелочная среда способствует переводу в растворенное состояние этих элементов, что, в свою очередь, создает экологическую напряженность вокруг ЗШО за счет миграции растворенных элементов в поверхностные и грунтовые воды.

Между тем образующиеся в процессе сжигания угля экологически опасные оксиды углерода, азота и серы могут быть использованы для взаимной нейтрализации водами ГЗУ до уровня рН 8–8,5. При нейтрализации вод ГЗУ дымовыми газами экологически опасные водорастворимые соединения переходят в малорастворимые и экологически более безопасные карбонаты и сульфаты, которые выпадают в осадок на ЗШО, а не мигрируют за счет фильтрации в грунтовые и поверхностные воды [4].

Принципиальная возможность реализации предлагаемого технологического решения основана на химических реакциях взаимодействия оксидов углерода, азота и серы с гидроксидами металлов и подтверждается мировой практикой применения подобных технологических решений в теплоэнергетике. На зарубежных ТЭС широкое промышленное применение уже имеют технологии «мокрой» известняковой сероочистки в суспензиях гидроксида и карбоната кальция. Очевидно, что применение технологии нейтрализации с использованием золошлаков, образующихся при сжигании бурых углей КАБасса, делает ее экономически более выгодной по сравнению с известняковыми методами.

Немаловажным аспектом предлагаемой технологии взаимной нейтрализации будет являться улавливание диоксида углерода и азота. Предлагаемые зарубежные технологии улавливания диоксида углерода с целью его последующего секвестирования имеют ряд нерешенных вопросов. Тогда как в рамках предлагаемого технологического решения углекислый газ можно полезно утилизировать путем выращивания в насыщенной углекислым газом воде в благоприятных гидротермальных условиях адаптированных видов водорослей. Получаемая при этом растительная биомасса в дальнейшем может использоваться, например, в виде удобрений или биотоплива.

Низкий уровень использования золошлаков, образующихся при сжигании на ТЭС бурых углей КАБа, связан в первую очередь с их химическими свойствами. Тогда как внедрение технологии «мокрой» нейтрализации дымовых газов золошлаковыми суспензиями позволит:

- значительно повысить экологическую безопасность и экономические показатели работы энергопредприятий за счет ликвидации выбросов диоксида серы и летучей золы, нейтрализации значительной части оксидов азота и углерода, нейтрализации вод ЗШО;
- отказаться от использования электрофильтров;
- использовать гидратированные шлаки и летучую золу в дорожном строительстве и производстве теплоизоляционных композиционных материалов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергетика за рубежом. –2007. –Вып. 1. –С. 18-22.
2. Тумановский, А. Г. Перспективы решения экологических проблем тепловых электростанций / А. Г. Тумановский, В. Р. Котлер // Теплоэнергетика. –2007. –№ 6. –С. 5-11.
3. Дмитриев, А. В. Очистка газовых выбросов ТЭС, работающих на серосодержащем топливе / А. В. Дмитриев, Н. А. Николаев, Д. Н. Латыпов // Промышленная энергетика. –2005. –№ 5. –С. 42-49.
4. Куркатов, С. В. Токсико-гигиеническая оценка производственных отходов ведущих отраслей промышленности Красноярского края / С. В. Куркатов, С. Г. Андреева // Гигиена и санитария. –2004. –№ 4. –С. 22-24.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ УГОЛЬНЫЕ ЭНЕРГОБЛОКИ КОНДЕНСАЦИОННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Г.В. Ноздренко, Е.Е. Русских, В.С. Шепель

Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия

ЗАО «Е4-СибКОТЭС», г. Новосибирск, Россия

Сегодня первоочередной задачей электроэнергетики России является оптимизация структуры генерирующих мощностей с увеличением доли угольной генерации. При этом существует ряд проблем, препятствующих активному расширению использования угля в энергетике страны; основные из них – низкая эффективность существующих угольных станций, высокие капиталовложения, необходимость снижения выбросов загрязняющих веществ, а также сохраняющееся искажение соотношения внутренних цен на первичные энергоресурсы.

Для повышения конкурентоспособности угольной генерации по сравнению с газовой необходимы разработка и совершенствование угольных технологий с повышением их КПД и минимизацией экологической нагрузки на окружающую среду. Одним из наиболее перспективных направлений развития электроэнергетики сегодня считается повышение начальных параметров пара для конденсационных энергоблоков большой мощности, работающих на твердом топливе. Предполагается, что активное внедрение и совершенствование таких энергоблоков позволит получить комплексный эффект, который будет характеризоваться:

- снижением удельных расходов топлива, а также удельных выбросов токсичных и парниковых газов на 1 кВт·ч произведенной электроэнергии;
- развитием угольных технологий по всей технологической цепочке;
- диверсификацией топливного баланса страны;
- сохранением (при учете ряда факторов) объемов экспортного газа и т.д.

В данной работе рассматриваются технико-экономические показатели перспективных энергоблоков тепловых электростанций суперкритических параметров (СКП) с системами серо- и азотоочистки на основе технологий мокрой известняковой очистки и селективного каталитического восстановления (СКВ) соответственно. Мировой опыт снижения выбросов от электростанций показал, что данные установки являются одними из самых эффективных систем очистки дымовых газов от окислов серы и азота. Кроме того, на сегодняшний день эти системы обладают наибольшей технологической готовностью, о чем говорит большой накопленный опыт их проектирования и эксплуатации [1, 2].

Целью работы является анализ результатов многовариантных вычислительных экспериментов и разработка на этой основе рекомендаций по выбору рациональных схем, расходно-термодинамических и конструктивно-компоновочных параметров энергооборудования и оборудования систем очистки дымовых газов применительно к характерным мощностям отечественных энергоблоков, использующих кузнецкие и канско-ачинские угли.

Расчеты были выполнены с использованием лицензионного вычислительного комплекса Thermoflow 18 [3] для энергоблоков мощностного ряда 330, 500, 660, 800 МВт с суперкритическими параметрами пара 28,4 МПа/600/600 °С, температурой питательной воды 305,5 °С, давлением в конденсаторе 3,4 кПа. Модель энергоблока составлена на основе разработок [4, 5, 6]. В качестве парогенераторов используются котлы башенной компоновки, работающие на кузнецких углях марок Г и Д с содержанием серы, азота и зольности на рабочую массу соответственно: $S^r = 0,4\%$, $N^r = 1,8\%$, $A^r = 18\%$; низшая теплота сгорания на рабочую массу составляет $Q^{ri} = 5410$ ккал/кг. Профиль системы регенерации по схеме Виолена: 5ПНД+Деаэратор+4ПВД.

На основе проработок [5, 6] было принято, что режимно-технологическими мероприятиями достигается уменьшение концентрации оксидов азота на выходе из топки до уровня 400 мг/нм³. В качестве расчетных параметров для систем очистки были приняты следующие концентрации загрязняющих веществ на выходе из дымовой трубы: для оксидов серы и азота – не более 200 мг/нм³, для золы – не более 30 мг/нм³.

В результате расчетов были получены технико-экономические параметры энергоблоков СКП. Достижимый уровень КПД нетто для таких энергоблоков ~43 %, а коэффициент собствен-

ных нужд при этом составляет около 5,2%. По полученным данным были построены зависимости КПД от установленной мощности энергоблоков. Характерные формы кривых во многом определяются эффективностью низкопотенциальной части турбин, технологический профиль которой зависит от установленной мощности энергоблока.

Повышение эффективности рассматриваемых энергоблоков сопровождается также снижением удельных расходов пара (на выработку 1 кВт·ч) в среднем на 10 % по сравнению с блоками на освоенных параметрах сверхкритического давления (СКД). Это приводит к соответствующему снижению производительности основных элементов пароводяного цикла, что в некоторой степени компенсирует удорожание энергоблоков от повышения параметров пара.

Были получены удельные капиталовложения для энергоблоков СКП. Кроме того, для сравнения были также произведены расчеты для энергоблоков СКД соответствующих мощностей. Удельная стоимость энергоблоков СКП на кВт установленной мощности колеблется в пределах 42...52 тыс. руб./кВт, что превышает удельные капиталовложения в соответствующие блоки СКД в среднем на 25 %. При этом наблюдается существенное снижение удельной стоимости энергоблоков СКП с увеличением установленной мощности. В то же время увеличение удельных капиталовложений только от повышения начальных параметров пара составляет около 16...17,5 % от стоимости блоков СКД. Оставшаяся доля прироста стоимости приходится на внедрение систем очистки дымовых газов.

Были рассчитаны расходные и конструктивно-компоновочные параметры систем очистки, определяющие их технологический профиль. Для мощностей энергоблоков 330...800 МВт количество абсорберов – 1, реакторов СКВ – 2...3 на энергоблок. При этом переход к трем реакторам СКВ для блоков 660 и 800 МВт вместо двух для блоков 330 и 500 МВт определяется ростом объемных и массовых расходов дымовых газов при увеличении единичной мощности энергоблока. Переход к трем реакторам влечет за собой разделение основного потока дымовых газов на три параллельных потока, на каждом из которых устанавливаются отдельные трубчатый воздухоподогреватель, электрофильтр и дымосос. С ростом мощности энергоблока увеличение количества параллельных потоков наравне с усложнением профиля турбины в конечном счете сказывается на характере построенных кривых удельных капиталовложений. Суммарная стоимость систем очистки достигает 7 % от капиталовложений в целом в энергоблок СКП, работающий на кузнецком угле марок Г, Д.

На основе проделанной работы можно сделать вывод, что эффективным технологическим профилем новых высокоэкономичных энергоблоков является схема с многоцилиндровой турбиной, девятью отборами пара на систему регенерации, 2...3 реакторами СКВ и одним абсорбером системы сероочистки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Reference Document on Best Available Techniques for Large Combustion Plants: Integrated Pollution Prevention and Control. – 2006, July. – 580 с.
2. Steam/its generation and use / Editors: John B. Kitto and Steven C. Stultz. – 41st edition. – The Babcock & Wilcox Company, Barberton, Ohio, U.S.A., 2005.
3. Thermoflow 18//THERMOFLOW Inc. 29 Hudson Road. Sudbury, MA 01776, USA.
4. Тумановский А.Г., Шварц А.Л., Туголукова Е.А. и др. Пылеугольный котел для энергоблока нового поколения на суперкритические параметры пара // Теплоэнергетика. – 2009. – № 6. – С. 2-9.
5. О целесообразном уровне параметров для угольных энергоблоков следующего поколения: Доклад ВТИ для НТС РАО «ЕЭС России» / А.Г. Тумановский, А.Л. Шварц, Г.Д. Авруцкий, В.И. Гладштейн. – Москва, 2006.
6. Тумановский А.Г., Алтухов М.Ю., Шварц А.Л. и др. Разработка пылеугольного энергоблока на суперкритические параметры пара мощностью 660 МВт // Электрические станции. – 2010. – № 1. – С. 18-27.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В ТОПОЧНЫХ КАМЕРАХ ПЫЛЕУГОЛЬНЫХ КОТЛОВ

А.А. Дектерев^{1,2}, *А.А. Гаврилов*², *Н.С. Суржикова*¹, *Е.С. Тэффер*³, *Ю.М. Чернецкий*²

¹ ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

² Институт теплофизики СО РАН, г. Новосибирск, Россия

³ ООО «ТОРИНС», г. Красноярск, Россия

В последние годы совершенствование конструкций топочных камер котельных установок с целью повышения КПД, снижения стоимости оборудования и эксплуатационных затрат, улучшения их экологических характеристик проводится с обязательным использованием методов математического моделирования. При этом рассчитываются не только параметры течения, температуры и тепловые потоки, но локальные области перегрева топочных поверхностей, концентрации NO_x, зоны и скорость формирования шлаковых отложений, химический и механический недожог топлива. Математическое моделирование позволяет оптимизировать схемы смешения воздуха, аэросмеси и топочных газов, что необходимо при реализации современных многоступенчатых схем организации горения топлива.

Математическое моделирование необходимо при решении следующих научных и проектно-конструкторских задач:

- проектирование новых котельных агрегатов;
- экспертная оценка различных вариантов технических проектов котлов;
- разработка рекомендаций по переводу котлов на другие топлива или их смеси;
- уточнение режимных карт на действующем оборудовании при минимальном объеме натурных испытаний;
- «проигрывание» различных режимов работы топки, в том числе аварийных ситуаций;
- дополнение данных по локальному теплообмену при опытных сжиганиях различных углей в условиях ограниченного объема измерений;
- модернизация горелочных устройств;
- разработка систем ступенчатого сжигания с целью снижения выбросов оксидов азота;
- разработка систем ввода сорбентов для сокращения выбросов оксидов серы;
- уточнение зон интенсивного шлакования с целью оптимального размещения средств очистки;
- разработка предложений по повышению надежности гидродинамики внутренней среды и предупреждению поверхностного кипения в экранных трубах;
- повышение достоверности расчетов при переносе результатов стендовых исследований на топочные устройства; подготовка технических условий на поставку новых котлов.

В настоящей работе представлены математическая модель, метод вычислений и специализированная программа для расчета процессов в топочных камерах, разработанные авторами.

Приведены примеры расчетов топок существующих и проектируемых котлов блоков 800 МВт Березовской ГРЭС, топки для энергоблока на суперкритические параметры для Томь-Усинской ГРЭС, топки котлов БКЗ-640 Гусиноозерской ГРЭС и П-39-ИМ Аксусской ГРЭС.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЧЕТЫРЕХВИХРЕВОЙ СХЕМЫ СЖИГАНИЯ В ПЫЛЕУГОЛЬНОМ КОТЛЕ БКЗ 320 (270)-140 КРАСНОЯРСКОЙ ТЭЦ-1

С.Г. Козлов¹, А.П. Скуратов², П.Г. Савченко²

¹ СибВТИ КФ ОАО «Сибирский ЭНТЦ», г. Красноярск, Россия

² ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

Котлы БКЗ-320 (270)-140 с жидким шлакоудалением Красноярской ТЭЦ-1 смонтированы для сжигания бородинского угля с зольностью на сухую массу до 10 %. Однако, в последние годы на станцию нередко поставляется высокозольный бородинский и березовский угли.

Высокотемпературное сжигание этих углей в топках котлов БКЗ приводит к интенсивному шлакованию топки и пароперегревателя, в результате чего котлы несут пониженную нагрузку. В связи с тем, что котлы БКЗ-320 по условиям шлакования не работают на номинальной нагрузке 320 т/ч, они в 1992 году были перемаркированы на 270 т/ч, но, как показали ранее проведенные испытания СибВТИ, их бесшлаковочная мощность при работе на бородинском угле не превышает 250 т/ч.

Ранее котел БКЗ-320 (270)-140 ст. № 18 Красноярской ТЭЦ-1 был реконструирован с переводом его с жидкого на твердое шлакоудаление и организацией четырехвихревой схемы топочного процесса. Реконструкция была вызвана как повышением надежности работы топочной камеры котла на высокозольных бородинских углях, так и необходимостью снижения выбросов NO_x и SO_2 за счет организации низкотемпературного процесса и ступенчатого сжигания топлива. Суть реконструкции заключалась в увеличении топочного объема с 1385 до 1510 м³ за счет отнесения задней топки на 1152 мм. На боковых стенах топки было установлено четыре двухъярусных прямоточных горелки с рассредоточенной подачей аэросмеси. Также были установлены сопла третичного дутья в три яруса на фронтальной и задней стенах топки.

Наиболее оптимальные режимы при работе котла с нагрузкой 240-275 т/ч были зафиксированы при четырех работающих пылесистемах и при трех пылесистемах в сочетании Б, В и Г. Эти режимы характеризовались обозначенной вихревой круткой топочных газов и наименьшей неравномерностью температурных полей в топке. Отмечено загрязнение лобовых змеевиков ширм пароперегревателя второй ступени, особенно в их нижней части.

Результаты проведенных исследований и опыт промышленной эксплуатации котла в целом подтвердили правильность выбранного направления реконструкции котлов БКЗ-320-140, позволяющей наряду с улучшением показателей по выбросам оксидов азота и серы, повысить бесшлаковочную паропроизводительность котла. Вместе с тем, результаты исследований и оценка эффективности реконструктивных мероприятий выявили ряд недостатков в работе котла, требующих дальнейшего его совершенствования. В частности, из-за снижения примерно на 10 % скорости вторичного воздуха имеет место ухудшение, по сравнению с проектными значениями, аэродинамики топки.

С целью оптимизации работы реконструированного котла, повышения его технико-экономических и экологических показателей, была разработана комплексная математическая модель теплообмена и аэродинамики топочного процесса с использованием современных средств численного моделирования. Главной задачей исследования является поиск оптимальных конструктивных и режимных параметров: геометрии топочной камеры, углов наклона горелочных устройств и организация топочного процесса. Результаты численного моделирования хорошо согласуются с экспериментальными данными, полученными в ходе испытаний котла.

В настоящее время ведутся многопараметрические расчеты процессов аэродинамики и теплообмена при различных условиях расположения горелочных устройств.

КОТЕЛ-УТИЛИЗАТОР ТВЕРДЫХ БЫТОВЫХ ОТХОДОВ С РЕЦИРКУЛЯЦИЕЙ ДЫМОВЫХ ГАЗОВ КАК СПОСОБА СОКРАЩЕНИЯ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ

В.А. Бурков^{1,2}, С.В. Князев^{2,3}, В.И. Лебедев³, Н.С. Князев³

¹ ООО «Шелонь+», г. Новокузнецк, Россия

² Кемеровская региональная общественная организация «Кузнецкая инженерная академия»,
г. Новокузнецк, Россия

³ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Новокузнецкий филиал, г. Новокузнецк, Россия

В настоящее время достаточно актуальной является проблема утилизации твердых бытовых отходов. Во многих Европейских странах и Северной Америке эта проблема решена путем сортировки отходов непосредственно населением перед их транспортировкой на переработку. В нашей стране вопросы разделения отходов по группам пока представляются достаточно сложными. Поэтому в настоящем описании предложен способ уничтожения несортированных отходов методом, описанным ниже.

Предприятие, перерабатывающее бытовой мусор и отходы деревообработки, в настоящее время работает в Новокузнецке. Помимо уничтожения мусора, завод мог бы выполнять функции котельной и электростанции, которая осуществляет отопление горячее водоснабжение и освещение собственно предприятия и ближайшего района.

ООО «Шелонь+» разрабатывает и по возможности производит альтернативные энергоустановки. Одной из таких разработок стал всеядный твердотопливный котел «Шелонь-100». Он может прекрасно работать на любом твердом топливе от высококалорийных каменных углей и кокса до низкокалорийных древесных отходов и котельных шлаков. Может сжигать самые грязные отработанные масла без образования копоти. Подобные эксперименты на этих котлах подталкивают к следующему шагу – сжигать бытовой мусор.

Твердые несортированные бытовые отходы подаются путем верхней загрузки на наклонную решетку, где сначала высушиваются, а потом начинают разлагаться с выделением тепла. Оставшийся после реакции кокс догорает в камере сгорания, а зола ссыпается в контейнер. Количество неорганической золы в несколько раз меньше количества поступивших ТБО. Выхлопные газы после камеры сгорания поступают в теплообменник и кипятят воду, используемую для отопления и горячего водоснабжения, пар поступает в паровую машину (или турбину) и вырабатывает электроэнергию. При необходимости на дальнейшем пути газов устанавливают пылевой фильтр и газопромыватель с известковой водой. Дополнительного топлива для протекания процесса не требуется.

Основные проблемы сжигания мусора связаны с вредными выбросами. Для их существенного уменьшения необходимо подобрать температурный режим и оптимальный объем подачи воздуха, как первичного, так и вторичного. Чем выше температура горения топлива, тем полнее оно сгорает и меньше образуется угарного газа, но при высокой температуре образуются окислы азота, которого много в воздухе. Частично противоречие можно разрешить, используя вместо воздуха кислород, но при сжигании отходов такой метод не даст результатов – азот может находиться и в самих отходах.

Гораздо лучший эффект может дать применение частичной рециркуляции дымовых газов. При этом необходимо осуществить разделение газового потока на двуокись углерода и азот, которые необходимо удалить в атмосферу и прочие газы, направляющиеся на повторный цикл. Для разделения газов можно использовать обыкновенный циклон, но газовый поток должен иметь очень высокую скорость.

Оптимизация соотношения подачи первичного и вторичного воздуха так же оказывает очень сильное влияние на состав дымовых газов. Так, например, при соотношении первичного и вторичного воздуха 4 к 1 температура дымовых газов существенно ниже, а выход окиси углерода напротив выше, чем при соотношении 1 к 1, а при соотношении 1 к 4 вновь температура дымовых газов существенно снижается, выброс окиси углерода увеличивается, но удельный выброс сокращается.

Проведенные испытания экспериментальной установки по сжиганию ТБО подтвердили возможность динамического разделения газового потока, при этом установка позволила сжигать даже сырой неподготовленный мусор. Полученные данные показали наличие в выбросах оксидов азота и серы ниже европейских норм, но выбросы окиси углерода получились как в газогенераторе. Поэтому дальнейшее развитие исследований пройдет по двум направлениям:

- разделение дымовых газов на составляющие азот и углекислый газ – в трубу и прочие газы на повторное дожигание;
- увеличение калорийности вырабатываемого газа для его использования в качестве топлива двигателя внутреннего сгорания или турбины для выработки электроэнергии.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УГЛЯ НА ОСНОВЕ КОНЦЕПЦИИ «ТЕРМОКОКС»

С.Р. Исламов

Энерготехнологическая компания СИБТЕРМО, г. Красноярск, Россия

Традиционная технология производства тепла из первичных энергоносителей по большому счету исчерпала свой экономический потенциал. В основном стоимость единицы тепловой энергии определяется тремя факторами: удельными капитальными затратами, термическим КПД и стоимостью топлива. В подавляющем большинстве конкретных приложений первые два показателя изменяются в пределах довольно узкого интервала величин. А повышение экологических требований к производству и восходящий ценовой тренд на первичные энергоносители обрекают потребителей тепла на непрерывное повышение тарифов. Выход из сложившейся ситуации заключается в принципиальном изменении традиционного подхода к использованию угля. Одним из способов решения этой задачи является **технологическое комбинирование** нескольких процессов преобразования энергии в рамках единого производственного комплекса. Так, например, широко известный принцип когенерации достаточно давно и успешно используется в энергетике.

Экономической предпосылкой для разработки новой технологической концепции использования угля явилось ускоренное развитие мировой коксовой металлургии, начиная примерно с 2006 года, которое повлекло за собой увеличение цен на традиционную коксовую продукцию, производимую из дорогостоящих коксующихся углей. К настоящему времени сформировалась устойчивая рыночная конъюнктура, когда уровень цен за 1 тонну условного топлива в металлургии в несколько раз выше, чем в энергетике. Кроме того, с каждым годом возрастает объем потребления специальных видов твердого топлива (технологического топлива): пылеугольное топливо для доменного производства, топливо для обжига цементного клинкера, для спекания глинозема, агломерационное топливо и т.п. В условиях исчерпания запасов качественных углей в регионах с развитой инфраструктурой этот рост будет способствовать обострению дефицита разных марок технологического топлива и обеспечивать необратимое увеличение их стоимости. В отличие от энергетического угля кокс в металлургии, кроме источника энергии, является еще и восстановительным агентом. С общих физико-химических позиций эту функцию может выполнять углеродный (коксый) остаток, полученный после карбонизации угля практически любой марки. Причем, чем моложе уголь, тем более высокой активностью обладает его карбонизат.

Что касается экологических параметров угольной энергетики, то в отличие от направления, ориентированного на совершенствование способов утилизации отходов традиционного производства (дымовые газы, золошлаковые отходы), более эффективным решением является создание таких технологий, которые просто **не производят отходов**, требующих последующей утилизации.

Исходя из перечисленных выше предпосылок, специалисты компании «Сибтермо» разработали следующую концепцию энерготехнологического использования угля:

С точки зрения как экономической, так и экологической эффективности использования угля целесообразно сжигать только его летучие компоненты, а углеродный остаток использовать как рыночный продукт, имеющий более высокую потребительскую стоимость, чем исходный уголь.

Эта схема (рис. 1) ориентирована, прежде всего, на малозольные угли низкой степени метаморфизма – бурые и длинно-

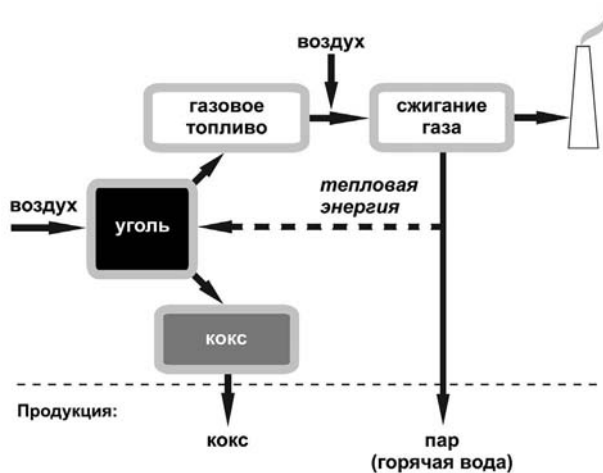


Рис. 1. Принципиальная схема энерготехнологической концепции ТЕРМОКОКС

пламенные угли, которые являются оптимальным сырьем для производства **газообразного топлива и среднетемпературного кокса**.

Газовое топливо можно экологически чисто сжигать на месте с получением тепловой и электрической энергии, а переработанный коксовый остаток – поставлять на рынок металлургического сырья и специальных видов топлива. Термококс, изготовленный из бурого и длиннопламенного угля, кроме низкой себестоимости, обладает целым рядом положительных физико-химических характеристик, важных для металлургии. Прежде всего, это – высокая реакционная способность в процессах восстановления металлов.

Для практической реализации представленной выше концепции в компании «Сибтермо» была разработана серия технологических процессов переработки угля, объединенных под общей торговой маркой ТЕРМОКОКС®, которые уже прошли стадию опытно-промышленной апробации и готовы к коммерческому использованию.

Социально-экономические показатели

Комбинированное производство двух продуктов в одном технологическом процессе приводит к радикальному изменению интегральных экономических показателей. Продажа только дорогостоящей коксовой продукции или технологического топлива (калорийность 6500-7000 ккал/кг) компенсирует общие операционные затраты и обеспечивает существенную прибыль. При этом расчетная себестоимость второго продукта – горючего газа, может считаться нулевой, т.е. топливо является «условно бесплатным». Данный фактор обеспечивает беспрецедентное условие для формирования предельно низкого тарифа на отпускаемую энергетическую продукцию.

Экологические показатели

Принципиальная особенность процессов ТЕРМОКОКС заключается в том, что они не производят газообразных и жидких отходов, поэтому проблема очистки выбросов просто отсутствует. Технология не имеет золошлаковых отходов, поскольку имеющаяся в угле зола остается в коксовом продукте. **Единственным выбросом** в окружающую среду являются продукты сгорания газового топлива. Сжигание газа в типовых котлах обеспечивает снижение контролируемых выбросов в атмосферу **в 10-20 раз** по разным показателям (пыль, оксид углерода, оксиды азота и др.) по сравнению с котлами, сжигающими уголь.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕРМОХИМИЧЕСКОЙ КОНВЕРСИИ ТОПЛИВ В ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВКАХ

А.Ф. Рыжков, А.В. Попов, Т.Ф. Богатова, В.Е. Силин

Уральский государственный технический университет – УПИ, г. Екатеринбург, Россия

Уральское отделение АИН им. А.М. Прохорова, г. Екатеринбург, Россия

Введение

Основным видом твердого топлива для энергетики являются забалластированные золой, влагой и кислородом ископаемые и возобновляемые низкосортные ТЭР с тенденцией ухудшения качества на долгосрочную перспективу при увеличении объемов его переработки и повышении экологических требований. Это ограничивает конкурентные преимущества традиционного направления, основанного на технологии прямого сжигания, и требует пристального внимания к развитию новых технологий, в том числе твердоугольных ПГУ (ПГУ-Т) с внутрицикловой газификацией.

В связи с необходимостью выбора и промышленного освоения новых для российской энергетики угольных и биотопливных парогазовых технологий проведены расчетно-экспериментальные исследования тепловой эффективности конверсии низкосортных топливно-энергетических ресурсов (торф, древесина, бурый уголь и др.) в кондиционный топливный газ и произведена оценка энергетической эффективности их использования.

Тепловые режимы внутрицикловой газификации

В зависимости от технического состава органические топлива могут быть подразделены на две группы: «А» – топлива, газифицируемые в идеальном процессе до CO и H_2 за счет собственных энергетических ресурсов, и топлива группы «Б», идеальная газификация которых требует подвода энергии извне. Варианты с «подсветкой» бедного топлива богатым относятся к первой группе. Ширина зон «А» и «Б» (рис. 1) зависит от конечной температуры процесса T_p . Область рабочих температурных режимов выделена в них как A_1 и B_1 . Границы определяются термодинамическими и технологическими ограничениями.

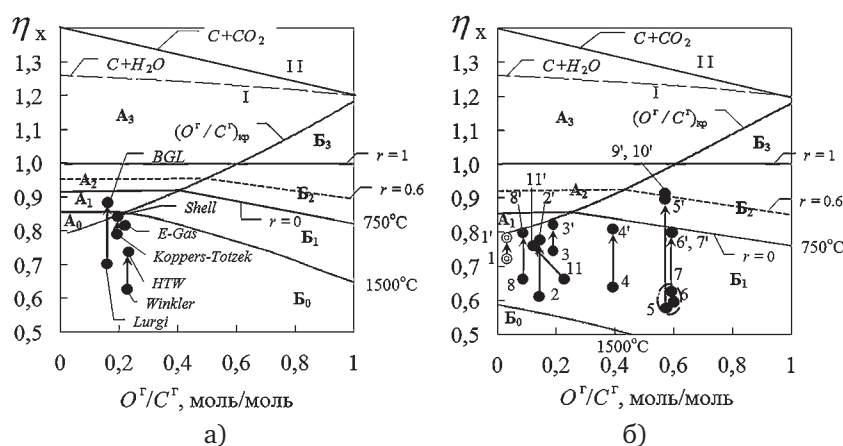


Рис. 1. Химический КПД ТХК горючей массы топлив при $\text{H}^T/\text{C}^T = 1$:

а) кислородное дутье, б) воздушное дутье:

1 – газификация мазута без регенерации в поточном газификаторе ВНИИ НП, 1' – то же, расчет с регенерацией, 2 – газогенератор плотного слоя первого поколения на каменном угле, 2' – горновой газификатор ОАО «ВТИ» на каменном угле, 3 – газогенератор Mitsubishi без регенерации (расчет), 3' – Mitsubishi с регенерацией (действующий), 4 – газогенератор плотного слоя первого поколения на торфе, 4' – аллотермический пиролизер торфа ОИВТАН; 5, 6, 7, 8 – газогенератор плотного слоя первого поколения, 5' – газогенератор плотного слоя со сверхadiaбатическим разогревом ИПХФ РАН (расчет), 6' – модернизированный газогенератор обращенного типа УГТУ-УПИ с регенерацией, 7' – плазменный газификатор ИЭЭ РАН, 8' – трехзонный газогенератор обращенного типа УГТУ-УПИ, 9' – газификатор мини-ТЭС Viking в Дании (расчет), 10' – газификатор мини-ТЭС УГТУ-УПИ (расчет), 11 – газификация бурого угля (расчет), 11' – совместная газификация бурого угля с природным газом ВНИИ НП

Ниже зон A_1 и B_1 расположены A_0 и B_0 , не используемые в практической деятельности ввиду высокого уровня конечных температур процесса T_p'' и низкой эффективности η_x . Выше зон A_1 и B_1 скорость реакции ничтожна. Туда можно подняться лишь за счет подвода дополнительной энергии. Для попадания в зоны A_2 и B_2 теоретически достаточно осуществить «ближнюю» регенерацию физической теплоты выходящих из реакционной зоны или реактора газообразных и твердых (КЗО) продуктов конверсии, что в $[1 - (1 - \eta_x) \cdot r]^{-1}$ раз увеличивает эффективность использования топлива. Здесь r – доля регенерации. При этом благодаря замещению экзотермических эффектов на вводимую тепловую энергию и соответствующему уменьшению кислородно-воздушного дутья, синтез-газ обогащается водородом.

Наиболее ощутим эффект от «ближней» регенерации при воздушной ТХК низкосортных топлив, где ее применяют для улучшения состава газа и «подтягивания» фактической ТХК по эффективности к идеальной (точки 1'-7' вместо 1-7 на рис. 1б). Большой эффект для приближения к зонам A_3 и B_3 получают в энергоустановке с интегрированной внутрицикловой газификацией путем «дальней» регенерации тепловой энергии отходящих газов за тепловым двигателем, либо совместной (точки 9', 10' на рис 1б).

Для попадания в зоны A_3 и B_3 и преодоления барьера $\eta_x = 1$ потенциала располагаемой энергоустановкой теплоты недостаточно, и для некаталитических процессов приближение к верхнему пределу по η_x (кривые I и II на рис. 1 для ТХК с получением водяного и регенеративного газа) за счет регенерации малореалистично. В качестве внешнего источника теплоты предлагают использовать источники высоких энергий (СВЧ, низкотемпературная плазма), высокотемпературные газоохлаждаемые ядерные реакторы.

Влияние начальной температуры топливной смеси на эффективность ТХК

В инженерной практике для нужд ТХК разработано три уровня подогрева перед сжиганием и газификацией:

- низкотемпературный ($T_0 \leq 500^\circ\text{C}$), поддерживающий процессы пиролиза или воспламенения топливной смеси;
- среднетемпературный ($T_0 \approx 600-1000^\circ\text{C}$), поддерживающий пиролиз и горение нестехиометрических смесей;
- высокотемпературный ($T_0 > 1000^\circ\text{C}$), поддерживающий реакции газификации.

Первые два температурных уровня могут быть обеспечены помимо сжигания части топлива, за счет регенерации физической теплоты отходящих продуктов (синтез-газ, КЗО, дымовые газы). Для третьего уровня, создаваемого локально («по месту»), используют принцип «внутреннего» сжигания [1].

Проведение пиролиза в безокислительной, либо слабоокислительной среде повышает эффективность ТХК низкосортных топлив на ~ 5-10%, поднимая ее до уровня кондиционных топлив. Процесс конверсии второго уровня может выступать как самостоятельный, например, в технологии ПГУ-Т с карбонизатором, российский вариант которого приведен в [2].

При высокотемпературном нагреве горючей смеси помимо проблем изотермического и струйно-факельного сжигания, возникают и специфические, связанные с эндотермической компонентой процесса газификации и приводящие к проблеме выбора траектории перехода из «первоначального» состояния.

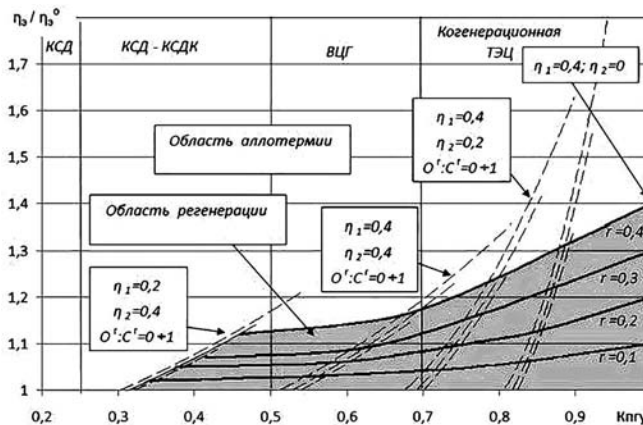


Рис. 2. Относительный КПД ПГУ с «дальней» регенерацией тепла отходящих газов (бурый уголь, $W = 30\%$, начальный $\eta_x = 55\%$, $T_p'' = 900^\circ\text{C}$)

Оценка энергетической эффективности «дальней» регенерации

При явно положительном воздействии на химический КПД ТХК (η_x) общий эффект от регенерации находится в зависимости от структуры оборудования энергоустановки. Существенный эффект от регенерации может быть достигнут для газотурбинных или газопоршневых когенерационных установок. С развитием бинарности и, соответственно, с уменьшением $K_{ПГУ}$ эффект отбора теплоты за газовым тепловым двигателем уменьшается тем быстрее, чем выше КПД этого двигателя η_1 , и чем выше химический КПД газификатора η_x , но в практической области $K_{ПГУ-Т} < 0.7$ (рис. 2) может составлять до 10% от КПД установки без регенерации.

Заключение

Рассмотрены тепловые режимы ТХК натуральных топлив в диапазоне O^T/C^T от 0 до 1.

Определены возможности повышения эффективности ТХК за счет регенерации тепла продуктов конверсии (синтез-газа, коксового остатка) и тепла отходящих газов теплового двигателя.

Произведена оценка положительного воздействия регенерации тепла отходящих газов на эффективность ПГУ-Т.

ЛИТЕРАТУРА

1. Попов А.В., Рыжков А.Ф., Силин В.Е., Богатова Т.Ф. Совершенствование газогенераторного процесса для ПГУ-Т // Технологии эффективного и экологически чистого использования угля: Сб. докладов международной научно-практической конференции. М.: ОАО «ВТИ», 2009. С. 231-219.

2. Шульман В.Л., Зайцев А.В., Богатова Т.Ф. Развитие угольных парогазовых технологий // Технологии эффективного и экологически чистого использования угля: Сб. докладов международной научно-практической конференции. М.: ОАО «ВТИ», 2009. С. 246-251.

ПОЛУЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОГО ТОПЛИВА ИЗ ПРОДУКТОВ УГЛЕПЕРЕРАБОТКИ

В.А. Кулагин, С.В. Лебедев, М.П. Баранова

ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»,
г. Красноярск, Россия

Энергетика на угле оказывает наибольшее экологическое воздействие на среду обитания: выбросы токсичных газов, агрессивные жидкие стоки, шлакоотвалы, зола уноса, тепловые сбросы и многое другое. Сдвиг в теплоэлектроэнергетике в сторону увеличения использования низкосортных твердых топлив, прежде всего, местных, с одной стороны, повышает уровень энергетической безопасности, с другой – требует применения современных эколого-обеспечивающих угольных технологий [1]. На обогатительных фабриках нового поколения не предусмотрены процессы обогащения тонких классов и поэтому часть шлама в виде осадков фильтр-прессовых отделений направляют в отходы. Проблема снижения потерь актуальна, так как по действующим технологическим схемам практически 1 шахта мощностью 2,7 млн.т/г работает на отходы углеобогащения. Осадки фильтр-прессовых отделений можно превращать в товарный продукт, используя их в виде водоугольных суспензий (ВУС) для сжигания в теплоэнергетических установках.

Целью данной работы явилось исследование возможности получения водоугольного топлива на основе шламов обогатительных фабрик.

В качестве твердой фазы в процессе получения ВУС использовались тонкодисперсные отходы углеобогащения – фильтр-кек и шламы каменных углей марки Д Кузнецкого угольного бассейна обогатительных фабрик шахты «Заречная» и ОАО «Междуречье».

В лабораторных условиях с помощью термогравиметрического анализатора TGA-701 получены характеристики проб по аналитической влажности ВУТ, общей зольности, зольности на сухую массу угля.

Анализ полученных данных показывает, что содержание твердой фазы ВУС меняется от 53 до 61 %, общая зольность от 8 до 21 %, зольность на сухую массу угля от 14 до 39 %.

Усредненные данные по химическому составу исходных шламов приведены в таблице 1.[2]

Таблица 1

Физико-химические характеристики шламов

Содержание, %*								
$W^{гu}$	A^d	V^{daf}	C^{daf}	S^d	N^{daf}	O^{daf}	H^{daf}	Q_t^{daf} кДж/кг,
5,5	20,0	39,8	76,4	0,6	2,4	16,3	4,9	31220

* $W^{гu}$ – влаги гигроскопической; A^d – зольности; V^{daf} – летучих; C^{daf} – углерода; S^d – серы; N^{daf} – азота; O^{daf} – кислорода; H^{daf} – водорода; Q_t^{daf} – высшая теплота сгорания.

Зольная составляющая характеризуется следующим составом: SiO_2 – 49,5 %, Al_2O_3 – 16,7 %, Fe_2O_3 – 12,8 %, CaO – 7,3 %, MgO – 1,9 %, TiO_2 – 0,6 %, MnO_2 – 0 %, SO_3 – 0 %, Na_2O+K_2O – 0 %, P_2O_5 – 0,12 %. Это показывает, что исследования проводились с угольными шламами средней зольности.

Сущность процессов подготовки угольных шламов к использованию в виде ВУС заключается в их сгущении тем или иным методом до максимально возможных значений, которые обусловлены технико-экономическими возможностями.

Для снижения вязкопластических характеристик ВУС на основе шламов исследовались комплексные химические добавки 2 составов: ВМС+ЩР (щелочной реагент), ЛСТ+ЩР.

Добавки вводились в суспензию на стадии гомогенизации в расчете от 0,3 до 2 % на сухую массу угля. Проведенные эксперименты показывают, что наибольший разжижающий эффект показала комплексная добавка ВМС+ЩР. В этом случае, получены ВУС с содержанием твердой фазы 55-56 % и эффективной вязкостью 249 МПа·с. Количество вводимой добавки составило 0,3 % на сухую массу угля. В случае применения в качестве пластификатора ЛСТ+ЩР в количестве от 1 до 2 % значения эффективной вязкости составили 474 МПа·с и 100 МПа·с, что соответствует требуемым значениям для транспортировки и распыления через форсунки.

С целью изучения структуры полученных суспензионных систем был применен микроскопный анализ на установке Axio Observer.Z1m фирмы Carl Zeiss. Axio Observer.Z1m имеет модульность в широком диапазоне, начиная с возможности реализации его как микроскопа отражённого, так и проходящего света. Установка с апохроматическим коллектором, обеспечивающим высокое качество светового потока, падающего на поверхность объекта и обеспечивающего точное воспроизведение его в изображении с увеличением 50X-1000X, что позволяет идентифицировать частицы твердой фазы ВУТ в водной среде.

На рис. 1 представлены электронные фотографии структуры ВУС.

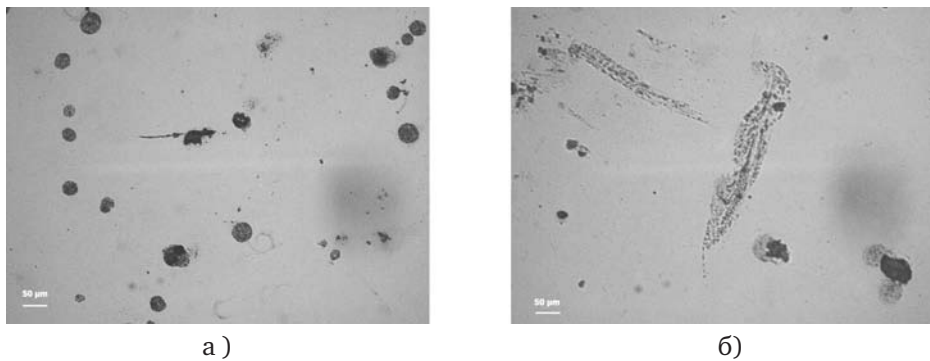


Рис. 1. Капли ВУТ: а – шлам ОФ «Междуречье»; б – шлам ОФШ «Заречная»

Рисунок показывает, что форма и размер частиц твердой фазы ВУС на основе шламов разных обогатительных фабрик различна. Это связано, по всей видимости, с различием в составе минеральной составляющей исходных углей и технологическими особенностями процесса обогащения. В настоящее время происходит наработка статистического материала для построения математической модели образования структуры ВУС на основе шламов углей разной степени метаморфизма.

Таким образом, на основании проделанной работы установлено, что из угольных шламов можно получить водоугольное топливо с приемлемыми реологическими характеристиками и хорошей стабильностью для использования его в котлах малой и средней мощности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мурко, В. И. Физико-технические основы водоугольного топлива / В. И. Мурко, В. И. Федяев, В. А. Хямяляйнен / РАЕН; ГУ КузГТУ. – Кемерово: Кузбассвуиздат. – 2009. – 195с.
2. Папин, А. В. Разработка технологического процесса утилизации угольных шламов Кузнецкого бассейна в виде высококонцентрированных водоугольных суспензий: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Томский политехн. ун-т. – 2004. – 19 с.

НОВЫЕ ПРИНЦИПЫ СОЗДАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ГЕНЕРАТОРОВ НА ОСНОВЕ МЕТОДОВ ИМПУЛЬСНОГО СЖИГАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ НЕПОСРЕДСТВЕННО В ВОДНОМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕ

В.С. Тесленко, А.П. Дрожжин, Р.Н. Медведев, В.И. Манжалей, В.Ю. Ульяницкий
Институт гидродинамики им. М.А. Лаврентьева СО РАН, г. Новосибирск, Россия

Показана принципиальная возможность сжигания углеводородных топлив **непосредственно в водном теплоносителе**. Представлены первые экспериментальные результаты на примере импульсного сжигания ацетилена в воде и в ударной трубке с инъекцией горячих продуктов сгорания в воду. Показана возможность перехода на новые принципы работы тепловых генераторов.

Постановка №1: Опыты были проведены со стехиометрической смесью ацетилена с кислородом ($C_2H_2 + 2,5 \cdot O_2$). Газовая смесь выдувалась в воду с проводимостью $\sim 1 \text{ Ом}^{-1}\text{м}^{-1}$ через трубку-электрод с внешним диаметром $d_c = 2,1\text{мм}$ и внутренним диаметром $d_{in} = 1,5\text{мм}$. При размере пузырька $d \sim d_c$ на электрод подавалось напряжение 350-500 Вольт [1]. Для отсечения распространения пламени в систему газопровода в трубке устанавливался огнепреградитель.

Постановка №2: Осуществлялось гидродинамическое моделирование импульсного выброса горячих продуктов сгорания ацетилена в воду. Импульсное сжигание смеси ацетилена с кислородом осуществлялось в ударной трубке многофункционального импульсного детонационного аппарата ССДС-2000, разработанного в ИГиЛ СО РАН [2].

Результаты экспериментов. На Рис. 1 представлена типичная картина гидродинамического процесса одного цикла зажигания и сгорания газа в пузырьке. В данной постановке экспериментов электрический пробой в газе происходил внутри пузырька между трубкой-электродом и электролитом, что приводило к зажиганию газовой смеси в пузырьке.

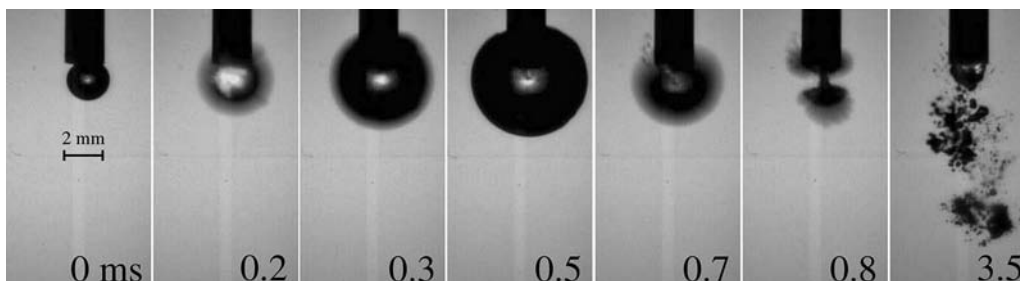


Рис. 1

Пузырек расширяется за время 0,3 мс и затем начинает схлопываться примерно до исходного размера, теряя симметричность. Схлопывание и последующее движение сопровождается образованием вихревого торообразного пузырькового кластера. Скорость отрыва первого пузырькового кластера от электрода $V_b \approx 10\text{-}15\text{м/сек}$. В процессе движения торообразного пузырькового кластера происходит его дробление до размеров $d_i = 0,1\text{-}0,3\text{мм}$. Из кинограмм следует, что в момент коллапса первого пузырька со сгоревшим газом образуется второй пузырек от электрического разряда, который соответствует началу следующего цикла.

На Рис. 2 представлены кадры типичной кинограммы импульсного выброса продуктов детонационного сгорания ацетилен-кислородной смеси ($T \sim 3000\text{K}^\circ$) из отверстия в виде щели, $h = 2\text{мм}$, $l = 15\text{мм}$.

Анализ результатов. Для постановки экспериментов №1 был выполнен приближенный расчет времени сгорания газа в пузырьке. При эффективном показателе адиабаты $\gamma = 1,1$ исходный диаметр пузырька d увеличивается до $D = 3,9d$, в то время как в экспериментах $D/d = 3$. Различие связано с теплоотдачей воде в процессе расширения, а также с уходом части сгоревшего газа в под-

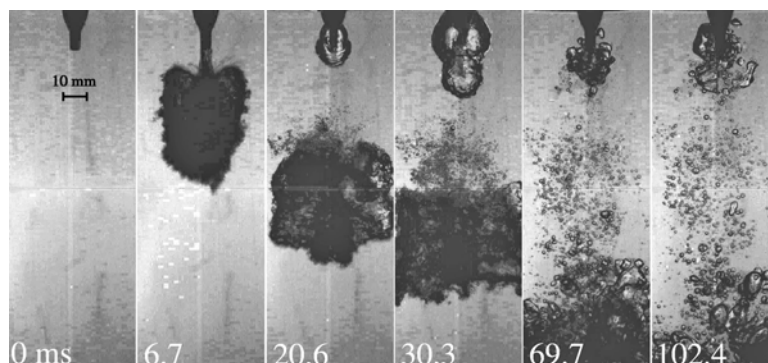


Рис. 2

водящую трубку. Если бы пузырек не разрушался, то он бы остывал за время $t_1 \approx 10^{-2}$ сек. В нашем случае раздробленные пузырьки отдают тепло за время $t_2 < 10^{-4}$ сек. При относительных скоростях ~ 10 м/с число Вебера $We \sim 10^3$, что на два порядка превышает его критическое значение. При этом пузырек разрушается с диспергированием на более мелкие пузырьки со средним размером $d_i \sim 0,3$ мм. Именно дробление исходных пузырьков в нашей постановке приводит к резкому ускорению теплопередачи. Одновременное зажигание газа в N пузырьках может обеспечиваться в режиме электрогидродинамической самосинхронизации пробоев в них [3, 4]. При этом верхний предел мощности генератора будет лимитироваться только частотой подачи топлива в воду. Например, если частота сжигания рассматриваемых пузырьков 1 кГц и на площади 1 м^2 установлено 25600 трубок-электродов, то средняя удельная мощность такого генератора составит ~ 25 МВт/м². В этом случае вся тепловая энергия остается в воде. Отметим, что эта оценка имеет частное значение, относящееся к представленным экспериментам. Конструктивно возможны более мощные и компактные устройства с импульсным сжиганием топлив в водном теплоносителе.

В качестве такого мощного экспериментального устройства можно рассматривать уже существующий импульсный газо-детонационный аппарат CCDS-2000 [2], с помощью которого были выполнены предварительные эксперименты в постановке №2. Из этих экспериментов следует, что метаемый в воду горячий газовый пузырек со скоростью 20 м/с эффективно разрушается (Рис.2), что обеспечивает высокоэффективную теплопередачу от дробящихся пузырьков в воду.

Вывод. Экспериментально показана принципиальная возможность импульсного сжигания углеводородных топлив **непосредственно в водном теплоносителе** для создания тепловых генераторов нового типа.

Работа выполнена при поддержке РФФИ, гранты 06-02-17453, 10-08-00788.

ЛИТЕРАТУРА

1. В.С. Тесленко, В.И. Манжалея, Р.Н. Медведев, А.П. Дрожжин. Сжигание углеводородных топлив непосредственно в водном теплоносителе. // ФГВ, 2010, № 4, с.1-4
2. С.Б. Злобин, В.Ю. Ульяницкий, А.А. Штерцер. Детонационное напыление покрытий из сплавов на никелевой основе и чугуна и исследование их свойств. // Упрочняющие технологии и покрытия, 2008, № 11, с. 36-41.
3. В.С. Тесленко, Р.Н. Медведев, А.П. Дрожжин. Самосинхронизация электрогидродинамических автоколебаний при многоочаговых разрядах в электролите. // Письма в ЖТФ, 2007, т. 33, в. 19, с. 55-63, <http://www.ioffe.ru/journals/pjtf/2007/19/p55-64.pdf>.
4. Medvedev R., Teslenko V., Drozhzhin A. Electrohydrodynamic self-synchronization of self-oscillations on two diaphragm current concentrators in electrolyte.// Physics Letters A, 2008, v. 373, pp. 102–106 <http://www.swsl.newmail.ru/publ/PLA18400.pdf>

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОТЛОВ ПУТЕМ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ТЕПЛОТДАЧИ В КОНВЕКТИВНОЙ ЧАСТИ КОТЛОВ

Д. Нешумаев, А. Отс, А. Пообус

Department of Thermal Engineering, Tallinn University of Technology, Эстония

Одним из путей повышения эффективности тепломеханического оборудования является интенсификация теплоотдачи в каналах. Первые попытки интенсифицировать теплоотдачу были выполнены более века назад, и к настоящему времени существует множество способов достижения данной цели. Методы повышения теплоотдачи могут быть пассивными – не требующими воздействия энергии извне и активными – с применением внешней энергии. Известно, что комбинирование двух или более способов повышения теплоотдачи может позволить достичь более значительного эффекта по сравнению от применения каждого составляющего метода в отдельности. Получаемые в ходе такого комбинирования способы принято называть сложными (compound), а соответствующий процесс интенсификации – интенсификация третьего поколения [1].

В настоящей работе представлены результаты натурных испытаний по применению комбинированных устройств, интенсифицирующих теплоотдачу в конвективной части дымогарно-жаротрубного котла.

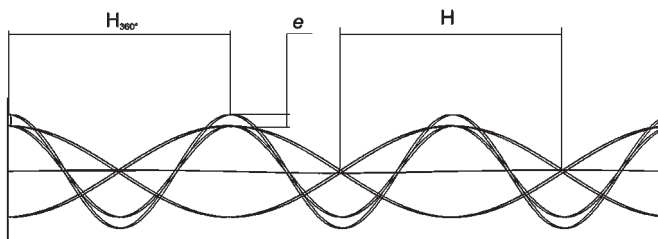


Рис. 1. Комбинированная вставка [2]

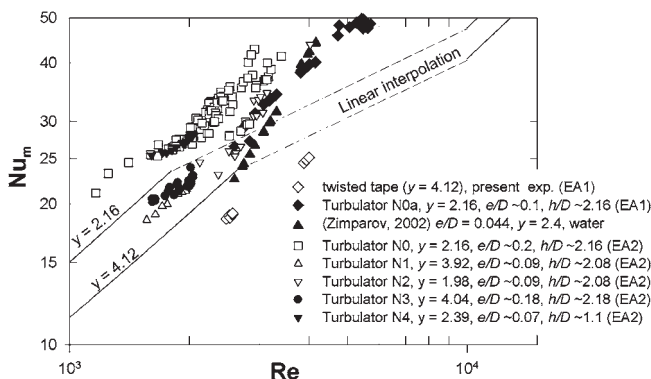


Рис. 2. Конвективный коэффициент теплоотдачи для комбинированной вставки

На Рис. 1 представлена применявшаяся комбинированная вставка [2], состоящая из внутренней скрученной ленты на которую путем спиральной навивки закреплялась внешняя лента. Экспериментальные данные по конвективной теплоотдаче рассматриваемых комбинированных вставок, а также экспериментальные данные работы [3] при совместном использовании накатанных труб и скрученной ленты, и расчетные данные, полученные на основе обобщенного уравнения для случая чисто скрученной ленты [4, 5] при различном относительном шаге крутки $y (=H/D)$, в зависимости от числа Re представлены на Рис. 2. Из приведенного рисунка видно, что коэффициент теплоотдачи для комбинированной вставки выше, чем для случая чисто скрученной ленты, или чисто шероховатой трубы (на рисунке не нанесены). Более детальные термогидравлические характеристики рассматриваемых вставок, полученные в ходе экспериментального и численного исследований, могут быть найдены в работах [6, 7].

В настоящем исследовании эксперименты проводились на трех различных дымогарно-жаротрубных котлах мощностью 1-8 МВт, работающих на газовом, жидком (лёгкое масло) и твердом (древесная щепа) топливах.

Экспериментальные данные по тепловой эффективности котла тепловой мощностью 2 МВт, сжигающего газ, до и после установки в первый из двух конвективных ходов рассматриваемых вставок представлены на Рис. 3. Наблюдалось увеличение тепловой эффективности котла до 5 %

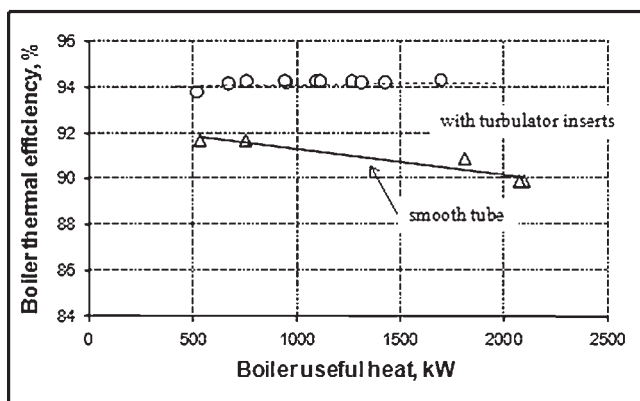


Рис. 3. Fire-tube boiler thermal efficiency

при номинальной нагрузке котла, при этом рост сопротивления газового тракта составил менее 100%. Интересно также отметить, что тепловая эффективность котла с установленными комбинированными вставками слабо зависела от нагрузки котла и оставалась практически на одном уровне во всем диапазоне изменения нагрузки. Такое поведение может быть объяснено тем, что суммарный коэффициент теплоотдачи (включающий лучистую теплопередачу между поверхностями вставки и трубы) для вставки имеет более сильную зависимость от числа Re по сравнению с гладкой трубой, что в свою очередь приводит к незначитель-

ному росту температуры уходящих газов при повышении нагрузки котла. Аналогичный эффект был получен на других котлах настоящего исследования.

В настоящее время остается наименее изученным процесс образования отложений, как на внутренней поверхности трубы, так и на самой вставке. Однако длительные эксперименты, проведенные более 1700 часов на котле мощностью 8 МВт, работающего на древесной щепе (зольность которой достигала 6.4 %), показали незначительный рост отложений (образования наблюдались на коротком начальном участке вставки) на поверхности не приведший к существенному изменению температуры уходящих газов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Bergles, A. E. ExHFT for fourth generation heat transfer technology, *Experimental Thermal and Fluid Science* 26, pp. 335-344, 2002.
2. Utility model nr. 00441 U1 Katla-suutsitoru turbulaator (Fire-tube boiler turbulator inset) (51) Int.CL F28B 13/12; F23B 37/06. autorid (authors): J. Laid, P. Must, D. Neshumajev, A. Ots, T. Tiikma.
3. Zimparov, V. Enhancement of heat transfer by a combination of a single-start spirally corrugated tubes with a twisted tape, *Experimental Thermal and Fluid Science* 25, pp. 535-546, 2002.
4. Manglik, R. M., Bergles, A. E. Heat transfer and pressure drop correlations for twisted-tape inserts in isothermal tubes: part I – laminar flows, *Journal of Heat Transfer*, Vol. 115, pp. 881-889, November 1993.
5. Manglik, R. M., Bergles, A. E. Heat transfer and pressure drop correlations for twisted-tape inserts in isothermal tubes: part II – transition and turbulent flows, *Journal of Heat Transfer*, Vol. 115, pp. 890-896, November 1993.
6. Neshumayev, D., Tiikma T. Experimental and numerical investigation of combined heat transfer augmentation technique in gas-heated channels. *Proceedings of the 4th International Conference on Heat Transfer, Fluid Mechanics and Thermodynamics*, edited by: JP Meyer & AG Malan, (ISBN: 1-86854-624-1) 18-23 Sept. 2005, Cairo, Egypt.
7. Neshumayev, D.; Tiikma, T. Radiation Heat Transfer of Turbulator Inserts in Gas Heated Channels. *Heat Transfer Research*, 39(5), 403-412, 2008.

ЧИСЛЕННЫЙ АНАЛИЗ СОПРЯЖЕННОЙ ЗАДАЧИ КОНВЕКТИВНОГО ТЕПЛОМАССОПЕРЕНОСА В ЗАМКНУТОМ ОБЪЕМЕ

Г.В. Кузнецов, М.А. Шеремет

¹ ГОУ ВПО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»,
г. Томск, Россия

² ГОУ ВПО «Томский государственный университет», г. Томск, Россия

В последнее время все больше внимания уделяется исследованию конвективных течений, вызванных неоднородностью полей температуры и концентрации [1–5]. Такая тенденция обусловлена несколькими причинами, одной из которых является попытка построения полной теории теплопереноса в сложных технологических системах, включающих в себя широкий спектр физических и химических эффектов. Так, например, численный анализ пространственных и двумерных режимов теплопереноса в замкнутой области с изотермическими стенками и устойчивой вертикальной стратификацией [2] показал, что для определенного набора геометрических и теплофизических характеристик отличия в результатах плоских и пространственных моделей незначительные. Гидродинамические структуры в полости при малых значениях параметра плавучести представляют собой рециркуляционные зоны, обусловленные наличием градиента температуры, с ослабленными вторичными спиральными течениями в поперечном направлении. Однако, увеличение этого параметра может приводить к стабилизации и ослаблению конвективных течений. Наличие дополнительных диффузионных эффектов [3, 4] может приводить к формированию новых циркуляционных зон, перераспределению температуры и интенсификации конвективных течений в полости.

Целью настоящей работы является численный анализ нестационарных режимов конвективного теплопереноса в замкнутом объеме с локальными источниками массы и энергии (рис. 1). Источники тепла и массы, расположенные в основании объекта исследования, имеют постоянные значения температуры и концентрацию. Конвективно-радиационный теплообмен с окружающей средой моделируется на границе $x=0$. Остальные стенки предполагаются теплоизолированными.

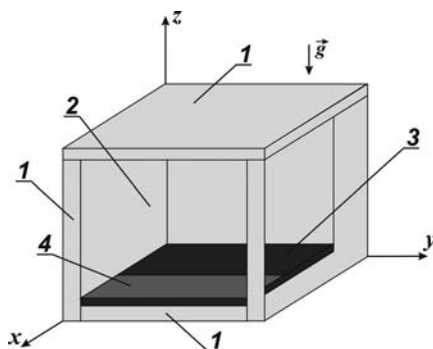


Рис. 1. Область решения рассматриваемой задачи:

- 1 – стенки;
- 2 – газовая полость;
- 3 – источник тепла;
- 4 – источник примеси

Принимается, что теплофизические свойства материала твердых стенок и газа не зависят от температуры, а режим течения является ламинарным. Газ считается вязкой, теплопроводной, ньютоновской жидкостью, удовлетворяющей приближению Буссинеска. Считается, что влияние эффектов Соре и Дюфура пренебрежимо мало.

Процесс переноса тепла описывается системой нестационарных пространственных уравнений термогравитационной конвекции в приближении Буссинеска и уравнением диффузии на основе закона Фика в газовой полости [6, 7] и нестационарным трехмерным уравнением теплопроводности для элементов твердой стенки [8] с нелинейными граничными условиями. Математическая модель, сформулированная в безразмерных переменных «векторный потенциал – вектор завихренности скорости – температура – концентрация» [7], реализована численно методом конечных разностей на равномерной сетке. Разработанный численный алгоритм был протестирован на известных модельных задачах [9].

Исследования краевой задачи проведены при следующих значениях безразмерных комплексов: $10^4 \leq Ra \leq 10^6$, $-5 \leq Br \leq 5$, $0 \leq \tau \leq 100$, $Pr = Sc = 0,7$, $\lambda_{2,1} = 0,0037, 0,037$. Основное внимание уделялось анализу влияния числа Рэлея, характеризующего интенсивность источника тепловыделения; фактора нестационарности, определяющего не только этапы развития вихревых структур, но и термическую инерционность ограждающих твердых стенок; а также параметра

плавучести, отражающего относительную роль градиента концентрации при формировании выталкивающей силы, на распределения термогидродинамических характеристик (линии тока, поля температуры и концентрации, средние числа Нуссельта и Шервуда на поверхностях источников тепла и примеси, соответственно).

В результате численного анализа установлены масштабы влияния термического и диффузионного напоров на режимы переноса массы, импульса и энергии. Показано, что увеличение параметра плавучести приводит к росту средних чисел Нуссельта и Шервуда на поверхностях источников тепла и примеси. С ростом числа Рэлея на начальном временном этапе наблюдается появление колебаний в изменении значений Nu и Sh , которые в дальнейшем исчезают. Уменьшение коэффициента теплопроводности материала ограждающих твердых стенок приводит к увеличению обобщенного коэффициента теплообмена на поверхности источника энергии.

Работа выполнена в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 годы (ГК № П2225), а также при финансовой поддержке РФФИ (№ 08-08-00402-а).

ЛИТЕРАТУРА

1. Sezai I., Mohamad A.A. Three-dimensional double-diffusive convection in a porous cubic enclosure due to opposing gradients of temperature and concentration // *Journal of Fluid Mechanics*. – 1999. – Vol. 400. – Pp. 333–353.

2. Mohamad A.A., Bennacer R. Double diffusion, natural convection in an enclosure filled with saturated porous medium subjected to cross gradients; stably stratified fluid // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. – 2002. – Vol. 45. – Pp. 3725–3740.

3. Nithyadevi N., Ruey-Jen Yang Double diffusive natural convection in a partially heated enclosure with Soret and Dufour effects // *International Journal of Heat and Fluid Flow*. – 2009. – Vol. 30. – Pp. 902–910.

4. Partha M.K. Suction/injection effects on thermophoresis particle deposition in a non-Darcy porous medium under the influence of Soret, Dufour effects // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. – 2009. – Vol. 52. – Pp. 1971–1979.

5. Chakraborty S., Dutta P. Three-dimensional double-diffusive convection and macrosegregation during non-equilibrium solidification of binary mixtures // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. – 2003. – Vol. 46. – Pp. 2115–2134.

6. Гебхарт Б., Джалурия Й., Махаджан Р., Саммакия Б. Свободноконвективные течения, тепло- и массообмен. М.: Мир, 1991. – Т. 1. – 678 с.

7. Кузнецов Г.В., Шеремет М.А. Моделирование термогравитационной конвекции в замкнутом объеме с локальными источниками тепловыделения // *Теплофизика и аэромеханика*. – 2006. – Т. 13, №4. – С. 611–621.

8. Лыков А.В. Теория теплопроводности. – М.: Высшая школа, 1967. – 600 с.

9. Kuznetsov G.V., Sheremet M.A. Conjugate natural convection in an enclosure with local heat sources // *International Journal of Computational Thermal Sciences*. – 2009. – Vol. 1, No. 3. – Pp. 341–360.

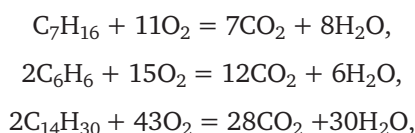
КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ ПРОДУКТОВ РЕАКЦИИ ПРИ СЖИГАНИИ ЖИДКИХ ТОПЛИВ

А.С. Аскарова, С.А. Болегенова, И.Э. Волошина, М.Ж. Рыспаева

Казахский национальный университет им. Аль-Фараби, г. Алматы, Казахстан

В настоящее время более 80% всей производимой в мире энергии вырабатывается за счет сжигания органического топлива. Другие источники энергии: ядерная энергетика, гидроэнергетика, солнечные и ветряные электростанции — в ближайшие десятилетия не смогут конкурировать с традиционными способами. Ограниченность ресурсов ископаемого топлива диктует необходимость поиска более экономичных способов его сжигания, а масштабы промышленного производства таковы, что проблема образования вредных веществ при горении выходит на первый план [1]. Исследование данной задачи является очень актуальным, поскольку в городах Казахстана атмосферный воздух ежедневно загрязняется вредными ингредиентами. В 19 городах Республики Казахстан явно обозначилась тенденция к возникновению «парникового эффекта», поскольку содержание углекислого газа (двуокиси углерода) за последние 5 лет составило 1,5 мг в 1 м³ воздуха. Известно, что увеличение концентрации в атмосфере углекислого газа до уровня 1-2% и более, сопровождающееся повышением температуры окружающей среды, могло бы нанести вред всему живому на планете [2].

В работе представлены результаты компьютерного моделирования горения C₆H₆ бензина, C₇H₁₆ гептана и C₁₄H₃₀ тетрадекана с оптимальным значением впрыскиваемой массы 16 мг, полученной в работе [3] для цилиндрической камеры сгорания с радиусом R = 2 см и высотой H = 15 см. Жидкое топливо впрыскивается в камеру сгорания через круглое сопло, расположенное в центре нижней части камеры. После впрыска происходит быстрое испарение топлива, и сгорание осуществляется в газовой фазе. Химическая кинетика процесса горения представлена в виде обобщенных химических реакций:



в результате которых образуются следующие продукты горения: H₂O и CO₂.

На рисунке 1 представлено распределение концентрации H₂O при впрыскивании жидких топлив: (а) C₆H₆, (б) C₇H₁₆ и (в) C₁₄H₃₀ соответственно. Анализ данного распределения показывает, что чем больше молярная масса топлива, тем на большую высоту поднимаются концентрация H₂O. Прослеживается тенденция к увеличению концентрации воды с увеличением молярной массы впрыскиваемого топлива.

Рисунок 2 показывает распределение концентрации углекислого газа при горении различных топлив в камере сгорания. Из этого рисунка видно, что большая часть углекислого газа образовалась в начальной области камеры, а далее концентрация резко снижается. На выходе из камеры значение концентрации двуокиси углерода очень мало. При впрыскивании гептана, значение концентрации углекислого газа меньше, чем для других случаев, т.е. сжигание гептана в камере сгорания с массой 16 мг имеет наиболее выгодные условия для уменьшения отрицательного воздействия его на окружающую среду.

В работе было проведено численное моделирование образования продуктов реакции при сжигании различных жидких топлив, рассмотрена общая модель химической реакции, учитывающая образование двуокиси углерода и воды при горении жидких топлив. В результате проведенных вычислительных экспериментов было выяснено, что из трех рассматриваемых вариантов наиболее оптимальным для данной впрыскиваемой массы топлива и при данных начальных условиях является использование гептана в качестве жидкого топлива, поскольку при его горении в камерах сгорания образуется небольшое количество воды и наименьшая концентрация углекислого газа. Однако следует заметить, что при этом камера сгорания прогревается с минимальным значением температуры по сравнению с другими представленными в данной работе видами жидких топлив.

Полученные результаты позволяют выбрать оптимальные методы организации процесса горения жидких топлив с целью уменьшения отрицательного воздействия его на окружающую среду.

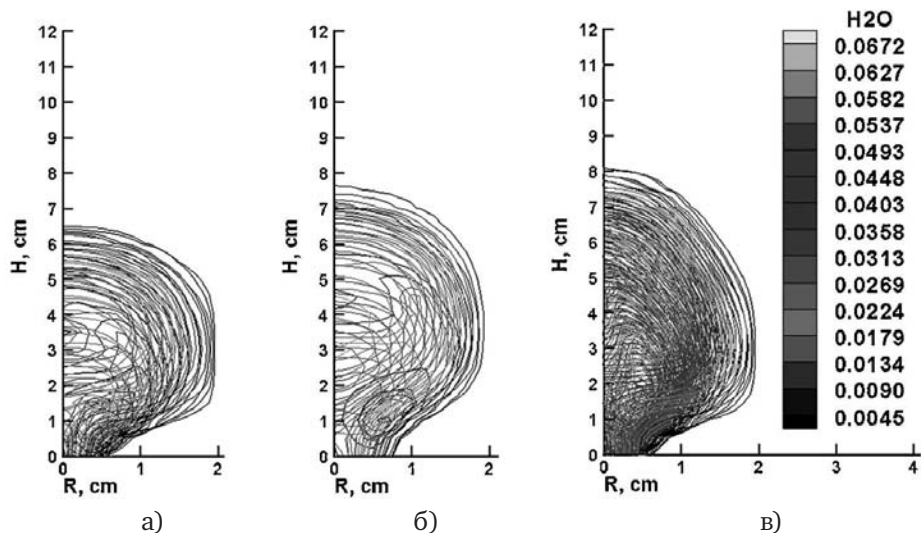


Рис. 1. Распределение концентрации воды (г/см^3) по высоте камеры сгорания для трех впрыскиваемых топлив в момент времени 4 мс

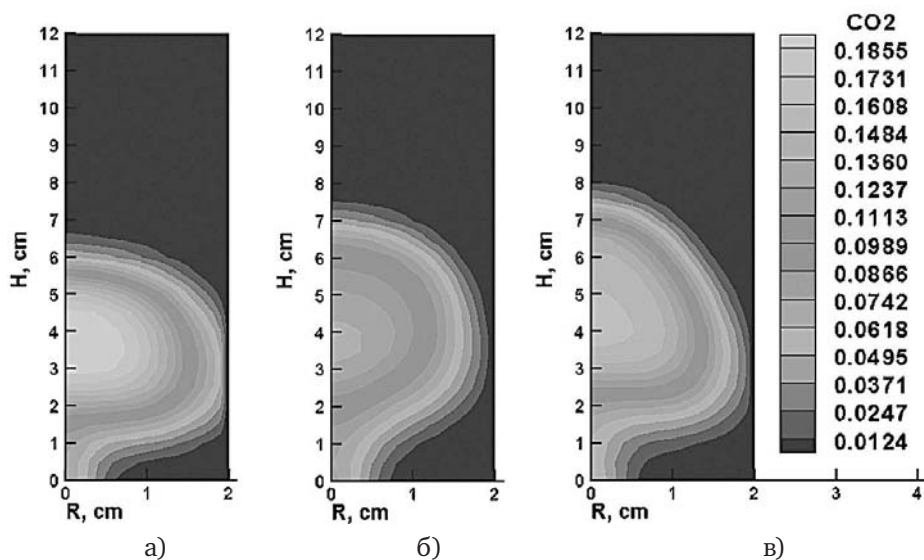


Рис. 2. Распределение концентрации углекислого газа (г/см^3) по высоте камеры сгорания для трех впрыскиваемых топлив в момент времени 4 мс

ЛИТЕРАТУРА

1. <http://sapr.ru>
2. Аскарова А.С., Мажренова Н.Р. Экологические проблемы топливно-энергетической отрасли Казахстана и нетрадиционные пути их решения. – Алматы: Казак университеті, 1997. – 202 с.
3. А.С.Аскарова, И.Э. Волошина, М.Ж.Рыспаева. Влияние массы на моделирование процесса горения впрыска жидкого топлива// Вестник КазНУ, серия физическая, №1 (23), 2007 г., с.68-72.

ПРИРОДООХРАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ СКЛАДИРОВАНИЯ ЗОЛОШЛАКОВЫХ ОТХОДОВ ТЭС В НАКОПИТЕЛЯХ ОВРАЖНО-БАЛОЧНОГО ТИПА

Н.С. Канаш

ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», Политехнический институт,
г. Красноярск, Россия

Экологические осложнения, возникающие при складировании золошлаковых отходов сибирских ТЭС, связаны с отсутствием достаточно гидроизолированных площадок и с суровыми климатическими условиями. Природоохранные технологии складирования золошлаковых отходов позволяют минимизировать воздействие на окружающую среду и обеспечить устойчивость золоотвалов – важной составной части теплоэнергетических комплексов.

Характерным для золоотвалов и других промышленных накопителей в Сибири является промерзание ограждающих дамб и дренажных устройств в них, приводящее к ослаблению этих сооружений.

Обобщенные по данным натурных наблюдений в Якутии и на Енисейском Севере формы фильтрационно-температурного режима намывных ограждающих дамб накопителей в суровых климатических условиях показаны на рисунках 1,2.

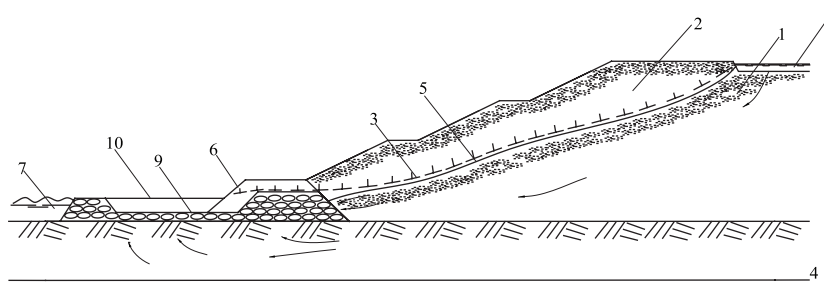


Рис. 1. Нормальный режим эксплуатации (безнапорная фильтрация

в русловом створе при защищенном от промерзания дренаже):

1 – талые отложения отходов; 2 – мерзлые отложения; 3 – нижняя граница многолетнего промерзания откоса; 4 – поверхность водоупора (например, мерзлоты) в основании; 5 – кривая депрессии; 6 – первичная дамба с внутренней дренажной призмой; 7 – наледь; 8 – отстойный пруд; 9 – дренажный выпуск; 10 – теплоизоляция

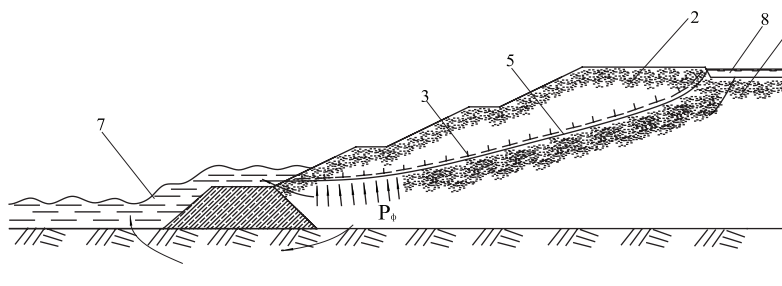


Рис. 2. Аварийный режим (безнапорно-напорная фильтрация в русловом створе с высачиванием на поверхность откоса выше гребня нефилтрующей первичной дамбы при отсутствии дренажа или его неэффективной работе).

Обозначения – те же. Р_ф – фильтрационное давление на мерзлую зону

В докладе рассматриваются новые конструктивно-технологические решения овражно-балочных золошлакоотвалов, которые могут применяться и для иных промышленных отхо-

дов – хвостов и шламов в суровых климатических условиях. Предлагается устройство незамерзающей дренажной системы многоярусного накопителя, а также способы экранирования и укрепления крутых бортов чаши накопителя с использованием складированных отходов.

Совокупность предлагаемых технологических решений обеспечивает безопасность рассматриваемых сооружений, с максимальным использованием дисперсных отходов в качестве техногенных грунтовых материалов при противофильтрационном экранировании и укреплении бортов чаши накопителя.

Предлагаются следующие конструктивно-технологические схемы:

Незамерзающий многоярусный дренаж, основными элементами которого являются труба дренажного коллектора, фильтровая обсыпка из проницаемого материала (например, шлака), вертикальные песчаные дрены, соединяющие дренажные ленты всех ярусов с основным дренажем, дренажные проходы, соединяющие ленты (устраиваются при подготовке основания дамб наращивания).

Устройство намывных призм, образующих поярусно наращиваемый противофильтрационный экран на крутых трещиноватых бортах емкости (рисунок 3).

Применение предлагаемых технических решений позволяет использовать овраги и карьеры с крутыми фильтрующими бортами для устройства в них компактных и экологически приемлемых накопителей. Использование некондиционных глинистых и крупнообломочных грунтов и самих дисперсных отходов, складированных в накопителе (например, золы или хвостов), становится возможным при любых рельефе, наклоне и водопроницаемости экранируемого борта. Производство работ в зимнее время позволяет сократить технологические перерывы между отдельными этапами экранирования.

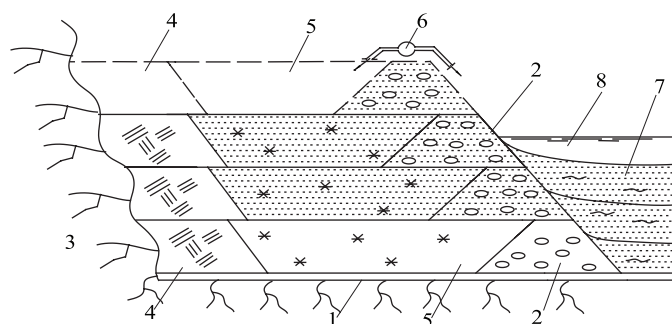


Рис. 3. Рекомендуемая схема экранирования крутых водопроницаемых бортов накопителя

овражно-балочного типа, с предварительной отсыпкой экранирующей призмы:

- 1 – экранированное дно емкости; 2 – фильтрующая упорная призма; 3 – экранируемый борт;
4 – экранирующая призма, отсыпаемая вдоль экранируемого борта; 5 – экран, намываемый из отходов между призмами; 6 – пульпопровод; 7 – отходы, складированные в центральной части емкости; 8 – уровень воды в отстойном пруде

Соединение двух предлагаемых технологических схем в единую систему регулирования фильтрационного режима накопителя практически предотвращает загрязнение подземных вод.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кузнецов, Г.И. Накопители промышленных отходов : учеб. пособие / Г.И. Кузнецов, Н.В. Балацкая, Д.А. Озерский. – Красноярск : ИПК СФУ, 2008. – 180 с.

МАЛОЗАТРАТНЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧНОСТИ ТЭЦ

С.А. Иванов, П.Г. Сафронов

Читинский государственный университет, г. Чита, Россия

Рост тепловых и электрических нагрузок обуславливает необходимость изыскания внутренних резервов станции, а низкая рентабельность вынуждает искать пути наиболее эффективного повышения мощности, без увеличения себестоимости ее производства. При этом можно рассматривать несколько способов повышения конкурентоспособности: оптимизация режимов работы энергетического оборудования, изменения тепловой схемы станции и изменение начальных параметров станции. Оптимизацию распределения нагрузок между агрегатами ТЭЦ можно отнести к малозатратным методам энергосбережения. Нахождение оптимального распределения нагрузок на ТЭЦ является сложной задачей в связи со своей не однозначностью и многомерностью. Кроме оптимизации режимов работы ТЭЦ к перспективному направлению энергосбережения можно отнести совершенствование распределения потоков теплоты в пределах станции. Перераспределение тепловой энергии от одной части схемы к другой может дать положительный эффект.

На рис.1 изображена принципиальная тепловая схема станции, позволяющая повысить экономичность паротурбинного блока. Эффект от данной схемы может быть реализован и у одной турбины. В реальных условиях эксплуатации недогрев в сетевых подогревателях значительно выше расчетных и может достигать 40 градусов и выше. Рассматривая работу двух турбин, можно отметить, что подогрев сетевой воды первой турбины питательной водой второй турбины при одинаковом теплоперепаде до вытесняемого теплофикационного отбора и регенеративного отбора, при наличии более высокого недогрева в сетевых подогревателях экономично, и по расчетам может составлять снижение порядка 1-3 т/ч пара потребляемого турбинами.

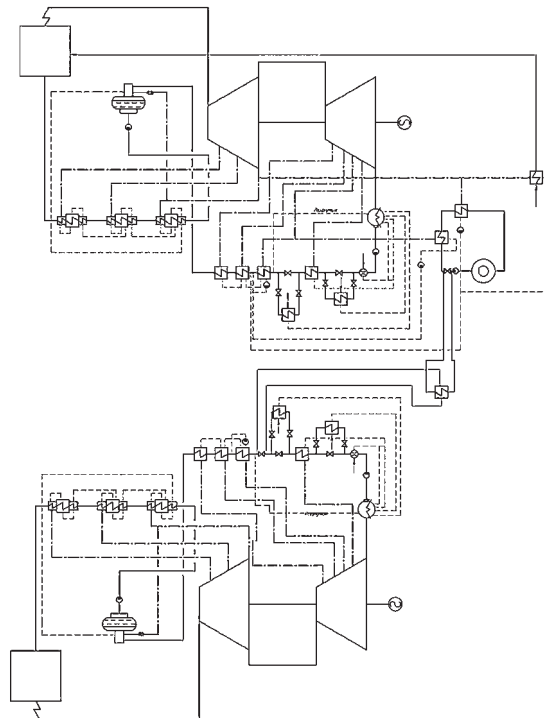


Рис. 1. ПТС зависимой схемы ТЭЦ

Данное решение может быть применимо и к тепловой схеме одной турбины, при этом экономичность данного мероприятия будет обуславливаться вытеснением низкоэкономичного теплофикационного отбора. В настоящее время на Российском рынке представлены пластинчатые

водоводяные подогреватели, которые в полной мере могут служить для перераспределения тепла. По оценкам расход пара при таком решении снизится от 3 до 6 т/ч.

Любая турбина имеет ряд ограничений: по пропуску пара, мощности, по расходу отработавшего пара и др. Поэтому данный способ повышения температуры обратной сетевой возможен не на всех режимах.

Проточная часть турбины состоит из ЧВД, ЧСД, ЧНД и представляет собой группу гидравлических сопротивлений. Каждая из групп ступеней имеет определенную экономичность, в общем виде зависящую от расхода и перепада давлений приходящихся на группу ступеней. Такое перераспределение позволит снизить давление в теплофикационном отборе вследствие снижения недогрева и повысить экономичность выработки электроэнергии и тепла.

Другим решением может быть схема включения выносного пароохладителя по сетевой воде рисунок 2. При включении пароохладителя по сетевой воде после сетевых подогревателей и постоянной температуре прямой сетевой воды позволяет снизить давление в теплофикационном отборе, за счет чего повышается доля выработки электроэнергии на базе теплового потребления. При включении пароохладителя по сетевой воде перед сетевыми подогревателями можно увеличить электрическую мощность станции при высоком тепловом потреблении, за счет конденсационного потока, вытесняя пар, направляемый в теплофикационный отбор, при этом будет значительно снижена экономичность станции.

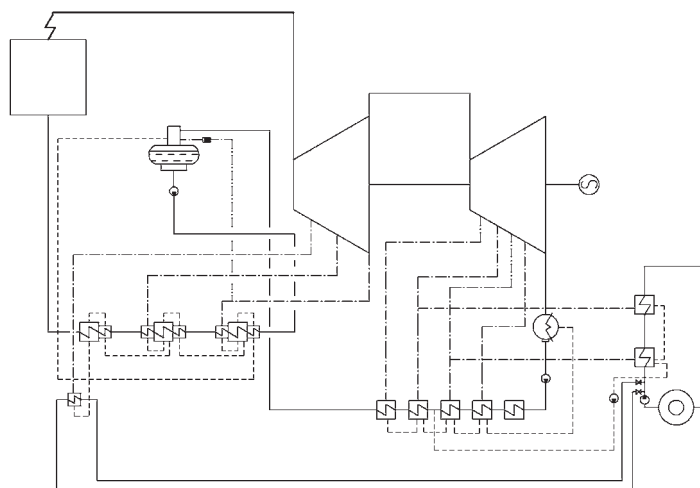


Рис. 2. ПТС включения пароохладителя по сетевой воде

При вытеснении тепла производимого в водогрейных котлах имеющих низкую экономичность данная схема позволит экономить около 1 т/ч условного топлива.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ОТКЛОНЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ НА ПЕРЕРАСХОД ТОПЛИВА ПРИ РАБОТЕ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ЭНЕРГООБЛОКОВ

П.А. Щинников, А.И. Дворцовой

ГОУ ВПО «Новосибирский государственный технический университет»,
г. Новосибирск, Россия

Введение

В настоящее время оценка эффективности автоматизированных систем, которая выражается в экономии (снижении перерасхода) топлива затруднена, ввиду отсутствия методического подхода для анализа работы таких систем. В данной работе предложена методика, которая позволяет связать величину отклонения регулируемого параметра с перерасходом топлива на приращение отклонения параметров свежего пара: температуры и давления.

Описание методики

Эффективность работы теплофикационного энергоблока определяется двумя КПД: η_T и η_N – по отпуску теплоты и электроэнергии.

$$\eta_T = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \eta_5 \varepsilon_S \varepsilon_N; \quad (1)$$

$$\eta_N = \eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \varepsilon_S \varepsilon_N, \quad (2)$$

где ε_S , ε_N – коэффициенты структуры технологических связей ($0 \leq \varepsilon_S \leq 1$) и внутрициклового возврата турбогенераторных потерь ($\varepsilon_N \geq 1$); $\eta_1 \eta_2 \eta_3 \eta_4 \eta_5$ – КПД котельной части (включающей парогенерирующее оборудование с котельными техническими системами), ЧВД, ЧСНД, электрической части, системы отпуска теплоты, соответственно.

Удельные расходы условного топлива ($кг\ у.т./кВт \cdot ч$), на производство (отпуск) энергии могут быть определены для энергоблока следующим образом:

$$b_T = \frac{0,123}{\eta_T}, \quad b_N = \frac{0,123}{\eta_N}, \quad (3)$$

где η_T – КПД по отпуску теплоты, η_N – КПД по отпуску электроэнергии.

Отклонение (изменение) термодинамического параметра приведет к изменению удельного расхода топлива.

Суммарный перерасход топлива при одновременном отклонении параметров

$$\sum \Delta b_T = \sum_n \left(\frac{\partial b_T}{\partial x_n} \right) \Delta x_n, \quad \sum \Delta b_N = \sum_n \left(\frac{\partial b_N}{\partial x_n} \right) \Delta x_n, \quad (4)$$

где Δx отклонение от нормативного значения параметра x (например, начальных параметров расхода пара, температуры промперегрева и т.п.)

Для энергоблоков отклонение параметра от начального значения x_0 означает работу с перерасходом топлива. Перерасход обусловлен выходом за границы оптимальных термодинамических параметров, с одной стороны и амплитудой затухания колебаний параметров регулирования – с другой.

Результаты расчетов

С использованием представленных положений проведено в широком диапазоне исследование энергоблоков стандартных типоразмеров: Т-25, 50, 110, 175, 180, 250; ПТ-25, 60, 80, 135.

Ниже приведены относительные перерасходы топлива на производство электрической энергии и теплоты. Исследования проводились при отклонении параметров свежего пара давления – p_0 и температуры – t_0 .

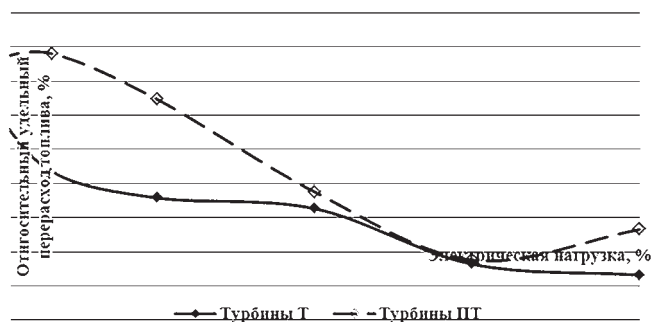


Рис. 1. Относительный удельный перерасход топлива при отклонении t_0 и p_0 на 5% для различных типов турбин на различных нагрузках на производство теплоты

Для производства теплоты в условиях регулирования начальных параметров пара при их отклонении от номинальных значений наименее эффективны турбины Т и ПТ наиболее эффективна работа при нагрузках 85-100% от номинала (рис. 1).

Выводы

Перерасход топлива при отклонении начальных параметров пара для теплофикационных энергоблоков составляет 3...10% на производство теплоэнергии;

При работе на пониженных нагрузках с разгрузкой теплофикационных энергоблоков до 85% от номинала энергоблоки работают устойчиво с перерасходами топлива на уровне 2%. При более глубокой разгрузки до 70% от номинала (и ниже до 40-50%, что возможно для энергоблоков на газе) требуется применение наиболее совершенных технических средств в системах автоматизации, так как перерасход топлива растет в этом случае до 4-6%, т.е. требования к регулированию параметров должны возрастать.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ РАБОЧЕГО ТЕЛА И НЕЗНАЧИТЕЛЬНЫХ КОНСТРУКТИВНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ НА КПД ЭНЕРГОБЛОКА

А.П. Цыганок, А.Е. Романов

ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

В последнее время в теплоэнергетике обозначилось стремление использовать все возможности для существенного повышения экономичности энергоблоков [1],[2],[3].

В настоящем сообщении на примере пылеугольного энергоблока К-800-240-5 ЛМЗ проведен анализ влияния различных параметров рабочего тела, а так же незначительных изменений в тепловой схеме на КПД энергоблока. Исследуемый энергоблок 800 МВт состоит из прямоточного котла П-67 ЗиО производительностью 2650 т/час, предназначенного для работы на буром угле Березовского месторождения и одновальной конденсационной турбоустановки ЛМЗ К-800-240-5 сверхкритических параметров пара с одноступенчатым газовым промежуточным перегревом.

Номинальный режим рассчитан при следующих исходных параметрах: $P_0 = 23,54$ МПа, $t_0 = 540^\circ\text{C}$, $P_k = 0,0036$ МПа. Номинальная расчетная электрическая мощность турбогенератора энергоблока принята 800 МВт. Тепловая схема этого энергоблока общеизвестна [3]. Турбина имеет восемь регенеративных отборов пара: два – из ЦВД, четыре – из ЦСД и два – из ЦНД. Конденсат турбины подогревается в охладителях уплотнений ОУ-2 и ОУ-1, в двух смешивающих и двух поверхностных ПНД. После деаэратора питательная вода бустерными и питательными насосами прокачивается через три ПВД. Пароохладитель ПВД включен по схеме Виолен. Все ПВД и ПНД (поверхностного типа) имеют встроенные пароохладители и охладители дренажа греющего пара. Применение смешивающих ПНД вертикальной конструкции потребовало установки трех ступеней конденсатных насосов. Питательная установка имеет конденсационный турбопривод, питаемый паром из третьего отбора. Слив дренажа каскадный. Дренажи ПВД сливаются в деаэратор, а дренажи ПНД-5 и ПНД-6 в смеситель после ПНД-7. Тепловая нагрузка отсутствовала. Расчет этой тепловой схемы производился на ЭВМ по ранее составленной программе, что позволило быстро и точно рассматривать любое количество вариантов. Алгоритм расчета тепловой схемы выполнен методом последовательных приближений [3].

Анализировалось влияние изменения начальных параметров пара, изменение вакуума в конденсаторе, потерь давления отборов пара, увеличение недогрева в регенеративных подогревателях, повышение давления в деаэраторе на КПД энергоблока.

Увеличение начального давления с 23,54 МПа до 30 МПа и начальной температуры с $t_0 = 540^\circ\text{C}$ до $t_0 = 560^\circ\text{C}$ привело к увеличению КПД энергоблока на 2,056% (с 0,389 до 0,397).

Увеличение же давления в конденсаторе с 0,00336 МПа до 0,0045 МПа уменьшило КПД энергоблока на 1,3% (с 0,389 до 0,384).

Что касается потерь давления в регенеративных отборах, то увеличение с 5% до 10% снизило КПД энергоблока на 0,3%.

Увеличение недогрева в ПВД с 2 до 4°C , в поверхностных ПНД с 4 до 8°C привело к снижению КПД на 0,26%. А увеличение недогрева в ПВД до 8°C , в ПНД до 12°C снизило на 1,62%.

Неперспективной представляется тенденция повышения давления в деаэраторе. Так если начальные параметры пара оставить без изменений, то увеличение давления в деаэраторе до 1,2 МПа (деаэратор был запитан на третий отбор, убран ПВД-3, а на четвертый отбор запитан еще один ПНД) привело к незначительному снижению КПД энергоблока.

При увеличении же начальных параметров $P_0 = 30$ МПа, $t_0 = 560^\circ\text{C}$, увеличении давления в деаэраторе до 1,2 МПа (деаэратор был запитан на третий отбор, убран ПВД-3, так же убран четвертый отбор) снизило КПД энергоблока на 0,6%.

Примерно такой же результат дает и увеличение давления в деаэраторе до 1,2 МПа при $P_0 = 30$ МПа, $t_0 = 560^\circ\text{C}$, при этом деаэратор был запитан так же на третий отбор, но объединен с ПВД-3 в одну ступень подогрева, четвертый отбор убран. Такое снижение КПД обусловлено, видимо, снижением числа регенеративных отборов.

Как видим даже такой мощный энергоблок 800 МВт имеет резервы его совершенствования, а полученные результаты можно использовать, например, как при проектировании новых энерго-

блоков, так и при модернизации уже существующих. Наши же исследования в этом направлении будут продолжены.

ЛИТЕРАТУРА

1. Kehr M., Oetjeng D. Kraftswer ksprojekte der 90 Jahre // VGB Kraftwerkstechnik. 1994.74. N8.705-710
2. Ефимочкин Г.И., Шмуклер Б.И., Авруцкий Г.Д. Совершенствование тепловых схем энергоблоков и Теплоэнергетика, 2000. №4 с.49-53.
3. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. Под ред. В.Я. Гиртфельда. 3-е изд. перераб и доп. – М.: Энергоиздат, 1987.
4. Костюк А.Г., Некоторые насущные проблемы проектирования и модернизации паровых турбин. Теплоэнергетика №4. 2005

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ГТУ И ПГУ С УЧЕТОМ ПЕРЕМЕННОГО РЕЖИМА РАБОТЫ

А.М. Клер, А.Ю. Маринченко, Ю.М. Потанина

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия

Теплофикационные теплоэнергетические установки (ТЭУ) предназначены для комбинированного производства электрической и тепловой энергии. Наиболее типичной является ситуация, когда ТЭЦ, на которой располагаются эти установки, имеет электрическую связь с электроэнергетической системой и в то же время снабжает теплом потребителей, которые не могут получать энергию от «глобальной» системы теплоснабжения. Альтернативой получению тепла от ТЭЦ для таких потребителей является получение энергии от котельной.

В этих условиях энергоснабжение от ТЭЦ будет экономически более эффективным (по сравнению с производством электроэнергии в электроэнергетической системе, а тепла в котельной), если при приемлемом уровне экономической эффективности ТЭЦ может поставлять электрическую энергию по цене не выше цены установленной в электроэнергетической системе, а тепло потребителям по цене более низкой, чем цена тепла от котельной, имеющей тот же уровень экономической эффективности, что и ТЭЦ.

Следует отметить, что большинство перспективных теплофикационных установок основано на газотурбинных технологиях. Это газотурбинные установки (ГТУ) с газовыми экономайзерами, предназначенными для нагрева горячей воды для систем отопления и горячего водоснабжения, а так же теплофикационные парогазовые установки (ПГУ) различных типов (со смешением рабочих тел (STIG), с котлом-утилизатором и отпуском тепла из отборов паровой турбины и др.). Поскольку теплофикационные ТЭУ имеют, как правило, переменный характер тепловой нагрузки, обусловленный изменением нагрузки отопления с изменением температуры наружного воздуха, то в их состав включаются пиковые источники тепла, предназначенные для покрытия пиковой части тепловой нагрузки.

Задача схемно-параметрической оптимизации теплофикационных ТЭУ состоит в том, чтобы построить наиболее эффективную комбинированную энергоустановку на основе принятой ГТУ. В качестве критерия экономической эффективности ТЭУ целесообразно принять цену отпускаемой тепловой энергии при заданной цене электрической энергии и заданном значении внутренней нормы возврата капиталовложений (IRR).

Таким образом, задача оптимизации теплофикационной ТЭУ может быть сформулирована следующим образом. Требуется минимизировать цену тепла $C_{мен}$, отпускаемого от ТЭУ при заданных значениях внутренней нормы возврата капиталовложений (IRR_z) заданной цене электроэнергии в электроэнергетической системе $C_{эл}$ и заданной цене топлива $C_{топ}$. При этом для расче-

та элементов установки в номинальном режиме должна использоваться математическая модель, ориентированная на конструкторский расчет, а в остальных режимах (при частичных тепловых нагрузках) модель, ориентированная на поверочный расчет элементов.

Решая такую задачу при различных значениях цены электроэнергии можно построить зависимость (при заданных значениях внутренней нормы возврата капиталовложений – RR_z и цены топлива – $C_{мон}$) минимальной цены тепла ТЭУ от цены электроэнергии вида $C_{мон}^{ТЭЦ} = F(C_{эл})$. Кроме того, при тех же значениях внутренней нормы возврата капиталовложений и цены топлива можно определить цену тепла котельной $C_{мен}^{кот}$.

Очевидно, что для всех значений цены электроэнергии, отвечающих условию $C_{мен}^{кот} = C_{мен}^{ТЭЦ} = F(C_{эл})$ комбинированное производство является более эффективным, чем производство тепла в котельной и производство электроэнергии в энергосистеме. Назовем цену электроэнергии, удовлетворяющую равенству $C_{мен}^{кот} = C_{мен}^{ТЭЦ} = F(C_{эл})$, граничной ценой. Если цена электроэнергии в системе больше граничной, то комбинированное производство электроэнергии и тепла оправдано. Если сравнивать эффективность различных теплофикационных ТЭУ, то наиболее эффективной будет та установка, которая обеспечит более низкую цену тепла при заданной цене электроэнергии.

Решение указанной задачи оптимизации параметров представляет значительные вычислительные трудности, связанные с необходимостью согласованного использования двух видов математических моделей, ориентированных на конструкторский и поверочные расчеты установок и большой размерностью решаемых задач нелинейного математического программирования. В Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИЭСМ СО РАН) в течение достаточно длительного времени велись работы в направлении создания методов решения таких задач и к настоящему времени создан достаточно эффективный метод, алгоритм и программные средства для решения задач оптимизации ТЭУ с учетом переменного графика их работы.

В представленной работе проведены технико-экономические исследования теплофикационной ПГУ, работающей по схеме STIG, ГТУ с пиковым водогрейным котлом и теплофикационной ПТУ. Были сформированы единые расчетные программы, позволяющие провести согласованный оптимизационный расчет конструктивных и режимных параметров рассмотренных установок. Для каждой установки сначала проводился конструкторский расчет в режиме с максимальными нагрузками. На их основании формировался массив конструктивных характеристик установки, который передавался в поверочные расчеты. Далее проводились поверочные расчеты в остальных характерных режимах. На основании данных, полученных в результате этих расчетов, определялись технико-экономические характеристики установки и целевая функция оптимизационной задачи.

Работа выполнена при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований, проект 09-08-01014-а «Технико-экономические оптимизационные исследования схем и параметров теплофикационных энергоустановок с учетом переменных режимов работы».

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПОВРЕЖДЕНИЯ И РАЗРУШЕНИЕ МЕТАЛЛА ДЕТАЛЕЙ ГОРЯЧЕГО ТРАКТА ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

С.П. Яковлева¹, Д.С. Черных², С.Н. Махарова¹,
Н.Н. Степанова³, Н.И. Виноградова³, Н.В. Казанцева³

¹ Институт физико-технических проблем Севера СО РАН, г. Якутск, Россия

² Якутская ГРЭС, г. Якутск, Россия

³ Институт физики металлов УрО РАН, г. Екатеринбург, Россия

Надежность и безопасность систем жизнеобеспечения, в том числе энергетических, формируются как в процессе строительства, так и при эксплуатации. Помимо проектно-технологических особенностей строительства должны быть известны параметры изменчивости свойств материалов, например, при повышенных или пониженных температурах, в условиях воздействия агрессивных сред. Изучение процессов деградации при эксплуатации позволяет совершенствовать существующие материалы и разрабатывать новые, с более высоким уровнем свойств, что необходимо как для повышения проектных характеристик, так и для предупреждения аварий и катастроф объектов техносферы.

Работоспособность деталей горячего тракта во многом определяет надежность энергетических газотурбинных установок (ГТУ), сбой работы которых особенно опасен для регионов с холодным климатом. Между тем высокий уровень нагрузок и значительные амплитуды их сезонных и среднесуточных колебаний (часто возникает необходимость повышения температуры рабочего тела) предъявляют особо жесткие требования к материалам ресурсопределяющих деталей ГТУ Севера. Цель данной работы – изучение механизма деградации и разрушения металла листовой детали (ЛД) камеры сгорания и рабочих лопаток ГТУ, эксплуатирующейся в зоне климатически низких температур.

Для исследования фазового и структурного состояния жаропрочных никелевых сплавов, из которых выполнены разрушившиеся после относительно длительной эксплуатации детали горячего тракта ГТУ (рис. 1), использованы методы оптической микроскопии, просвечивающей и растровой электронной микроскопии, проведен микрорентгеноспектральный анализ, замерены значения микротвердости. Для оценки исходного состояния металла ЛД анализировали участки, располагающиеся в местах ее крепления (здесь перегрев наименее вероятен ввиду интенсивного отвода тепла в массив окружающего металла); с этой же целью из лопатки были вырезаны образцы и подвергнуты восстановительной термообработке по стандартному режиму.

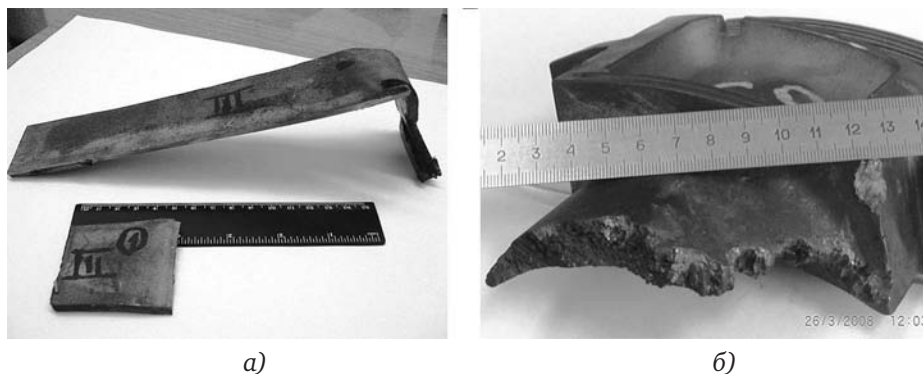


Рис. 1. Фрагменты листовой детали (а) и разрушившаяся по перу рабочая лопатка (б) ГТУ

Листовая деталь изготовлена из малолегированного деформируемого сплава (по сертификату ЭИ868); лопатка – из литейного коррозионностойкого сплава ЧС-70. Фрагменты ЛД носят следы макродеформации и имеют множественные растрескивания, свидетельствующие об

исчерпанию пластичности. Окончательное разрушение исследованной лопатки ускорили удары осколков другой лопатки во время работы турбины.

Исследование фрагментов ЛД выявило значительные различия по химическому составу и размерам зерен, обусловленные перераспределением легирующих элементов и развитием рекристаллизации. На наиболее термонапряженных участках происходит интенсивное растворение γ' -фазы в основном металле, последующее выделение новых более крупных частиц этой фазы, огрубление зернограничных выделений, что резко снижает жаропрочность. Наблюдается значительное количество частиц γ' -фазы пластинчатой модификации (рис. 2, а), что указывает на большую степень ее некогерентности с матрицей (фактор, способствующий разупрочнению при высоких температурах). Рис. 2, б иллюстрирует выход высокотемпературной поврежденности на уровень возникновения межзеренных эллиптических полостей и микротрещин, а также внутренней пористости по толщине листа; это свойственно развитию разрушения по механизму ползучести (путем зарождения и последующего объединения пор во внутренних слоях). Таким образом, материал разрушившейся ЛД имеет недостаточное сопротивление развитию высокотемпературной деградации при длительном динамическом контакте с газовой средой камеры сгорания ГТУ, работающей в зоне с холодным климатом.

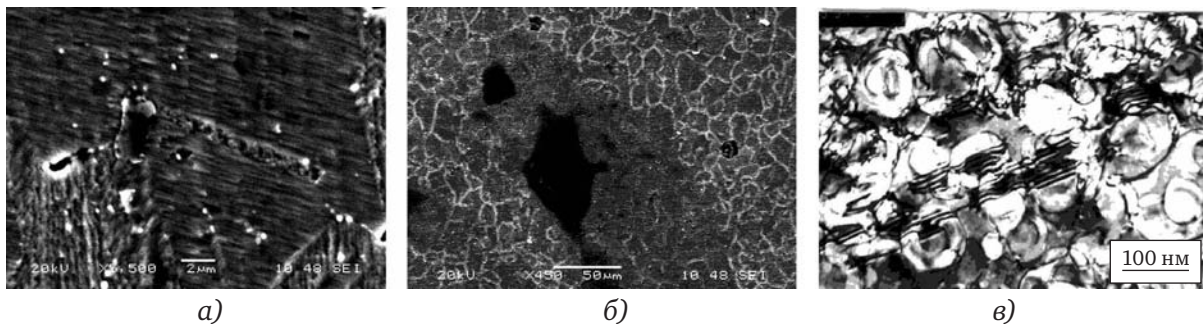


Рис. 2. Морфология упрочняющей фазы (а) и повреждения (б) металла листовой детали; дефекты упаковки в частицах упрочняющей фазы металла рабочей лопатки (в)

Анализ металла разрушившейся лопатки также выявил ограниченный ресурс его применения в северной ГТУ из-за накопления необратимых изменений в структуре уже при наработке менее 10000 ч. В металле спинки лопатки, где напряжения максимальны, отмечена повышенная концентрация дефектов: высокая плотность дислокаций, полосы скольжения и многочисленные сверхструктурные дефекты упаковки внутри частиц интерметаллидной γ' -фазы (рис. 2, в). Появление таких дефектов является показателем деградации структуры сплава, поскольку интерметаллид в этом случае фактически перестает выполнять функцию упрочняющей фазы. Разупрочнение интерметаллидной фазы, накопление тугоплавких элементов в карбидной фазе и обеднение ими твердого раствора вблизи границ зерен, возникновение пористости инициировали развитие усталостных трещин в лопатке. Так, на торце ее замковой части определяются трещины длиной от 3 до 15 мм с раскрытием практически по всей длине на 0,2-0,4 мм. Одна из трещин имеет длину 10 мм с раскрытием в устье 1-2 мм.

Заключение

Работоспособность исследованных деталей в жестких условиях эксплуатации «северных» ГТУ не удовлетворяет критерию назначенного ресурса. Разрушение деталей связано с преждевременным накоплением в структуре различного рода обратимых и необратимых дефектов. В результате на определенном этапе их эксплуатация продолжается при уменьшении запаса пластичности, переходе металла к ускоренной стадии ползучести, росте вероятности хрупкого и усталостного разрушения. Увеличение времени работы деталей возможно либо при понижении уровня рабочих температур, либо при переходе на другой жаропрочный сплав с более высокой рабочей температурой; также возможно проведение превентивных ремонтных или защитных мероприятий до начала образования необратимых дефектов (микропор и микротрещин).

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

А.А. Меденков¹, А.С. Климов², С.В. Князев¹, В.И. Лебедев¹

¹ Новокузнецкий филиал Томского политехнического университета,
г. Новокузнецк, Россия

² Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк, Россия

Эффективность системы диагностики проявляется в выявлении зависимостей между критериями надёжности и оценка времени работы изделия до отказа. Время работы изделия до отказа в разработанной системе оценивается методами акустической эмиссии и методом автоциркуляции импульсов ультразвуковых волн. Для создания объективной системы диагностики необходимо рассматривать влияние эксплуатационных факторов на свойства основного металла паропроводов. К одному из методов неразрушающего контроля, использующегося в последнее время в теплоэнергетике, относится акустическая эмиссия (АЭ) – метод, основанный на регистрации волн напряжений от распространяющихся дефектов независимо от их природы и причин, вызывающих их развитие. Основным достоинством АЭ является возможность ее применения непосредственно в процессе эксплуатации энергооборудования, а также возможность определения координат возникающих несплошностей материала и, после дополнительных исследований для определения особенностей технологических режимов контролируемого объекта, оценить степень опасности развивающихся дефектов.

Получение полезной информации, которая может быть выделена из интегрального количества регистрируемых сигналов АЭ, осуществляется методами математической обработки, при этом число возможных учитываемых параметров может быть достаточно большим. В связи с этим определенное значение имеет выбор наиболее информативных параметров, несущих необходимую информацию о локальной динамической перестройке внутренней структуры твердых тел. В нашем случае контроль и эксперименты как в лабораторных, так и производственных условиях осуществлялись регистратором сигналов АЭ с переменной полосой пропускания в двух диапазонах – 0,1-0,6 и 0,6-1,2 МГц при уровне шумов, приведенных ко входу менее 1,5 мкВ и ширине полосы пропускания 8 кГц. Прибор при этом может работать в двух режимах: регистратора сигналов АЭ с переменной полосой пропускания (предназначен для измерения активности, интенсивности и суммарного счета АЭ с дискриминацией по трем уровням) и анализатора спектра последовательного действия.

При установке комплекса контроля на теплоэнергетическое оборудование априорно определяются участки паропроводов, подвергающиеся повышенным нагрузкам во время эксплуатации. При запланированных ремонтах на элементах конструкций, подлежащих периодическому или постоянному контролю, устанавливаются волноводы, рабочая часть которых выходит за слой теплоизоляции. При периодическом контроле на волноводы устанавливаются преобразователи, расстояние между волноводами которых составляет 8-10 метров. Данная система обеспечивает обнаружение и локализацию развивающихся дефектов с погрешностью менее 5%. Контроль корпусов турбин происходит аналогичным образом. В общем случае на турбине устанавливается 8-12 волноводов на местах наиболее подверженных образованию трещин по данным отдела технического контроля ТЭС. Были произведены исследования корпуса вблизи предполагаемого дефектного участка. На данном месте в течение года осуществлялся периодический контроль по измерению активности сигналов акустической эмиссии. На первоначальном этапе активность сигналов акустической эмиссии от предполагаемого дефектного участка была в 2-3 раза выше, чем от остальных точек контроля. После наработки около 9 000 ч активность увеличилась почти в пять раз, что говорит о наличии развивающегося дефекта. При этом использовались лабораторные данные, полученные при испытании образцов литой стали с регистрацией акустической эмиссии. Оценка степени опасности дефекта позволила предотвратить аварийный останов, и во время планового ремонта в районе контролируемого участка была устранена трещина, и, следовательно, удалось избежать ущерба, который мог быть нанесен аварией. При эксплуатации тепловых электростанций в металле котлов, паропроводов, турбин, работающих при температурах 450-600°C наблюдаются процессы ползучести, т.е. с течением времени накапливается остаточная

деформация узлов. Величина её составляет несколько процентов, а скорость накопления порядка $(10^{-6}-10^{-5})\%/час$. Наиболее интенсивно ползучесть протекает в гнутых отводах и сварных стыках паропроводов, что в конечном итоге является причиной их разрушения. На последней стадии ползучести на границах зерен возникают микропоры и клиновидные трещины, причем со временем количество их растёт и они сливаются друг с другом, образуя цепочки микропор и микротрещин, что в конечном итоге приводит к зарождению одной или нескольких макротрещин.

Размер микропор не превышает несколько мкм, что значительно меньше порога чувствительности классических методов дефектоскопии. Однако микропоры видны в оптический микроскоп при увеличении 500-1000 раз при металлографическом исследовании. Длительность стадии ползучести от возникновения пор до развития макротрещины для теплостойких сталей (12X1MФ и 15X1M1Ф) может достигать половины общего времени эксплуатации, которое составляет величину $(1-3) \cdot 10^5$ час (за год энергооборудование нарабатывает $(7-8) \cdot 10^3$ час). Поэтому информация о степени дефектности металла позволяет определить ресурс работоспособности. В настоящее время диагностика проводится в основном металлографическими методами во время остановок энергоблоков на текущие или капитальные ремонты, при этом используются и другие методы дефектоскопии, однако все они требуют больших временных затрат. Микроструктура исследуется на шлифе с помощью портативного микроскопа или на оттиске со шлифа на стационарном микроскопе. Высокая трудоемкость приготовления шлифов ограничивает проведения масштабных работ. Поэтому необходимо разрабатывать новые прогрессивные экспресс-методы. Поэтому в систему внедрён разработанный метод автоциркуляции ультразвуковых импульсов, оценивающий микроструктуру металла, степень дефектности и прогноз остаточного ресурса работоспособности.

Немногие технологии допускают использование методик УЗК по скорости изменения УЗ. И это обусловлено тем, что изменение скорости УЗ может быть вызвано: наличием остаточных напряжений, непостоянством температуры окружающей среды, шероховатостью, кривизной поверхности, наличием окалины, геометрической дисперсией. Однако, применяя специальные датчики и устройства, а также методически учитывая влияние этих факторов можно измерить не саму скорость, а её изменение относительно эталона, или отношение скоростей различных типов и по этим величинам оценить изменения в материале, возникшие в процессе его эксплуатации. Старение оборудования тепловых электростанций, которые относятся к объектам повышенной опасности, на данном этапе становится одной из основных проблем отечественной энергетики. Исходя из этого, были проведены исследования металла образцов сварных соединений вырезанных из одного и того же паропровода: первое после 329640 часов эксплуатации и второе после 361800 часов.

Результаты механических испытаний сварных соединений и основного металла показывают, что механические характеристики имеют большой запас по прочности. При этом даже несплавление в корне шва на момент изготовления не привело к развитию дефекта после наработки 361800 часов и последующему разрушению.

Стоит отметить, что, анализ одного из эксплуатационных параметров (давление) в течение суток и в разное время года, приводит к тому, что паропровод испытывает малоцикловое нагружение. Перепады давления могут приводить к развитию усталостных трещин от дефектов в сварных швах, поэтому необходимо применение методов неразрушающего контроля, что особенно актуально для паропроводов, отработавших расчетный срок.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИРОВАНИЯ В ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ С УЧЕТОМ ИНТЕРЕСОВ УЧАСТНИКОВ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЦЕССА

Ю.Г. Мунц, В.А. Мунц

ГОУ ВПО Уральский государственный технический университет – УПИ,
г. Екатеринбург, Россия

Характерные черты инвестиционного анализа в сфере теплоснабжения и участники инвестиционного процесса.

Источниками финансирования инвестиционных программ в сфере теплоснабжения могут выступать собственные средства организации, средства бюджетов всех уровней и привлеченные средства. Методологически неверным является распространенное мнение о «бесплатности» собственных средств организации или бюджетных средств, так как любой капитал, вне зависимости от источника происхождения, имеет свою стоимость и должен работать. Одним из методов, обеспечивающих возврат инвестиций в теплоснабжение, согласно действующему законодательству, может выступать утверждение тарифов на три – пять лет на основе долгосрочных параметров с применением нормы доходности инвестированного капитала. При разработке порядка применения данного метода к сфере теплоснабжения целесообразно учитывать норму доходности на весь привлекаемый капитал (собственные и заемные средства).

В настоящее время в практике инвестиционного анализа зачастую по аналогии с финансовым планированием развития организации составляется и анализируется бюджет движения денежных средств (БДДС) инвестиционного проекта, включающий в себя операционную, инвестиционную и финансовую части (другое название БДДС проекта – «модель расчетного счета»), и производится расчет показателей эффективности проекта для различных его участников [1], [2], позволяющий определить оптимальные параметры реализации проекта с точки зрения достижения равной эффективности участия в проекте.

Пример анализа инвестиционного проекта в сфере теплоснабжения.

Проиллюстрируем предлагаемую методику анализа эффективности инвестиционного проекта с учетом паритета интересов его участников на реальном примере строительства теплоисточника в одном из муниципальных образований Свердловской области.

Мощность котельной – 16 МВт; величина капиталовложений в ценах 2009 года – 27,5 млн руб. без НДС; отпуск тепловой энергии – 36 тыс. Гкал в год. Себестоимость производства тепловой энергии – 592,7 руб./Гкал без НДС. Принято, что проект финансируется на 60% – за счет заемных средств (банковского кредита) и на 40% – за счет собственных средств (акционерного капитала).

Средневзвешенная стоимость капитала, используемая при дисконтировании, определяется на основе заданной величины процентной ставки по заемным средствам (18% годовых) и величины дивидендных выплат. В расчете принято, что процент дивидендов составляет 3% годовых от величины акционерного капитала.

В этом случае средневзвешенная стоимость капитала определяется очевидной зависимостью:

$$WACC = r_{акц} \alpha_{акц} + r_{кред} \alpha_{кред} = 0,03 \cdot 0,4 + 0,18 \cdot 0,6 = 0,12, \quad (1)$$

где $r_{акц}$ и $r_{кред}$ – стоимость акционерного и заемного капитала соответственно, в долях от единицы; $\alpha_{акц}$ и $\alpha_{кред}$ – доли акционерного и заемного капитала в общей сумме инвестиций в проект.

При анализе эффективности проекта для различных участников в литературе (например, [2]) встречается мнение о существенном уменьшении срока окупаемости проекта для кредитной организации по сравнению с соответствующим показателем для акционеров. Причина – в неучете при анализе проекта необходимости возврата как заемных средств, так и собственных. Однако принцип соблюдения паритета интересов участников проекта предполагает, что все участники

имеют право как на получение дохода от проекта, так и на возможность выхода из проекта после достижения окупаемости. В связи с этим необходимость учета возврата собственных средств (акционерного капитала) является одним из факторов достижения равной эффективности для участников проекта.

Эффективность проекта «в целом» и для участников определялась путем расчета дисконтированного срока окупаемости (либо срока окупаемости как периода полного возврата инвестиций с учетом уплаты процентов и дивидендов) на основе расчета суммарного чистого дисконтированного денежного потока (СЧДДП) и остатка непогашенных инвестиций [3], [4].

Для расчета срока окупаемости на основе СЧДДП использовалось выражение:

$$\sum_{j=0}^{\tau_0} \left(\frac{CF_j - I_j}{(1 + WACC)^j} \right) = 0, \quad (2)$$

где j – параметр времени; τ_0 – период окупаемости проекта; CF_j и I_j – операционный денежный поток и инвестиции в j -й момент времени.

Результаты расчета эффективности проекта, выполненные по данной модели, показали, что дисконтированный срок окупаемости для всех участников проекта одинаков и составляет 7 лет, то есть эффективность проекта для каждого его участника соответствует эффективности проекта в целом. Результаты расчета за 9 лет реализации проекта представлены в таблице 1.

Таблица 1

Основные показатели эффективности проекта «в целом» и для отдельных участников

Показатель	Оценка «в целом»	Оценка для акционерного капитала	Оценка для кредитной организации
NPV, млн.руб.	5,18	9,32	2,93
IRR, % годовых	16,7%	14,4%	23,0%

Вывод

Расчет эффективности проекта с точки зрения его участников должен учитывать возможность возврата всех инвестированных в проект средств, иначе показатели эффективности для отдельных участников могут быть искусственно занижены или завышены по сравнению с эффективностью проекта «в целом». Предложенная методика позволяет выработать условия возврата средств, обеспечивающие паритет интересов участников инвестиционного процесса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов: Теория и практика: учебное пособие.- 4-е изд., перераб.и доп. – М.: Издательство «Дело» АНХ. – 1104 с.
2. Кольцова И.В., Рябых Д.А. Практика финансовой диагностики и оценки проектов. – М.: ООО «И.Д. Вильямс», 2007. – 416 с.
3. Лекомцева Ю.Г. Методические особенности анализа рентабельности инвестиций в энергетику. // Промышленная энергетика. 1996. № 12.
4. Мунц Ю.Г., Чазова Т.Ю. Разработка экономической части бизнес-плана инвестиционного проекта: учебно-методическое пособие. – Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ – УПИ, 2006. – 130 с.

ЭКСЕРГЕТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ СИСТЕМ КОМБИНИРОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С ТЕРМОТРАНСФОРМАТОРАМИ НА НИЗКОКИПЯЩИХ ВЕЩЕСТВАХ И НОВЫМИ ЦИКЛАМИ

Г.В. Ноздренко¹, О.К. Григорьева¹, П. Бямбацогт²

¹ ГОУ ВПО «Новосибирский государственный технический университет», г. Новосибирск, Россия

² Монгольский университет науки и технологии, г. Улан-Батор, Монголия

Цель эксергетического анализа – получение «разреза», «рентгеновского снимка» функционирующей комбинированной системы теплоснабжения с точки зрения анализа происходящих в ней эксергетических превращений. Полученная при этом информация о значениях эксергетических КПД агрегатов, отдельных процессов и эксергетических характеристик, взаимосвязи между агрегатами, взаимодействии с окружающей средой, внешними системами, влиянии расходно-термодинамических и режимных параметров на эксергетические КПД и показатели эффективности может служить основой для разработки технических условий для проектирования и создания термотрансформаторов в составе комбинированных систем теплоснабжения, их техперевооружения, для организации и управления их эксплуатацией, определения путей экономии топлива, работ по усовершенствованию процессов и технологий. В этой связи главной задачей эксергетического подхода является формирование и обоснование представительного состава эксергетических показателей и их оценка при наивыгоднейшем сочетании термодинамических, расходных, конструктивных, компоновочных параметров и вида технологической схемы и выполнения всех внешних и внутренних ограничений на сооружение и функционирование.

Алгоритм такого анализа включает:

1. Разделение сложной системы на подсистемы (функционирующие части), представляющие собой совокупность элементов, относительно независимую от других элементов.
2. Нахождение на основе материального баланса массовых частей потоков на входе в систему, из которых образованы выходящие потоки.
3. Представление эксергии каждого выходящего из системы потока вещества, а также эксергии соответствующих массовых частей на входе в систему и внутри системы.
4. Установление эксергии различных видов энергии на входе, внутри и выходе из системы.
5. Определение полезных эффектов (т.е. какие виды эксергии увеличились и какие новые вещества образовались при работе рассматриваемой системы), а также затрат (какие виды эксергии уменьшились и какие вещества превратились в другие).
6. Определение потерь эксергии в каждом элементе системы с установлением максимальной доли устранимых в нём потерь и тем самым – нахождение ограничений диапазона вариации технологических (конструктивных) параметров.
7. Нахождение в сложной системе элемента (совокупности элементов), изменение технических потерь в котором наиболее сильно влияет на эффективность системы в целом.
8. Расчёт эксергетического КПД.

Пример разбиения комбинированной системы теплоснабжения (как общий, в рамках настоящего подхода, по виду отпускаемой продукции и виду технологической схемы) на функционирующие части (подсистемы) показан на рис.1.

Эксергетическую эффективность комбинированной системы теплоснабжения с термотрансформаторами на низкокипящих веществах:

$$\eta_Q = \frac{\lambda_B}{\lambda_4} = \eta_0 \eta_1 \eta_2 \eta_4 \varepsilon_S, \quad (1)$$

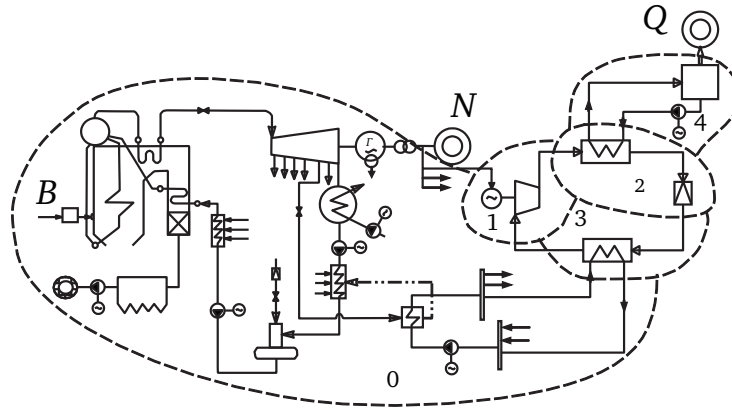


Рис. 1. Принципиальная схема комбинированной системы теплоснабжения с внутриквартальными термотрансформаторами на низкокипящих веществах:
 0, 1, 2, 3, 4 – подсистемы комбинированной системы теплоснабжения;
 Q – теплотребитель; N – потребители электроэнергии

где эксергетический структурный коэффициент

$$\varepsilon_s = \frac{1}{F_{B0} F_2} \left\{ \left(1 - \frac{F_{31} F_{12} F_{23}}{\eta_1 \eta_2 \eta_3 (1 - F_{42} / \eta_2)} \right) \frac{1}{F_{01} + \frac{F_{03} F_{31}}{\eta_3}} \left[1 - \frac{F_{30} F_{03}}{\eta_0 \eta_3} - \frac{F_{30} F_{12} F_{23}}{\eta_0 \eta_2 \eta_3 (1 - F_{42} / \eta_2)} \right] \right\} \left(1 - \frac{F_{42}}{\eta_2} \right); \quad (2)$$

F_{ij} – относительные эксергии; η_{ij} – эксергетические КПД подсистем.

Приведены результаты эксергетического анализа и показано, что эксергетический КПД комбинированной системы теплоснабжения с термотрансформаторами на низкокипящих веществах составляет 0,13...0,15, что практически в два раза больше, чем для традиционных систем теплоснабжения от ТЭЦ с пиковыми водогрейными котлами.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИ И ЭКОЛОГИЧЕСКИ ОБОСНОВАННЫЕ МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

А.Г. Батухтин

Читинский государственный университет, г. Чита, Россия

Наметившийся в последнее время рост потребления как электрической, так и тепловой энергии при практически полном отсутствии ввода новых энергетических мощностей ставит вопрос о возможном дефиците тепловой энергии. Строительство новых станций требует больших капитальных вложений, что дает предпосылку к разработке технико-экономически и экологически обоснованных методов повышения тепловой мощности систем теплоснабжения.

Большинство городов и поселков РФ отапливаются от местных котельных или ТЭЦ, работающих по графикам центрального качественного регулирования отпуска теплоты, рассчитанным по методикам 50-х годов прошлого века. При этом рост городов значительно увеличивает и количество потребителей теплоты, подсоединенных к местной системе централизованного теплоснабжения. Новые же нагрузки покрываются за счет повышения мощностей источников теплоснабжения, как правило, без учета изменения характеристик тепловых сетей. Многие потребители тепловой энергии в системах теплоснабжения России подключены без применения гидравлической автоматики. При этом с каждым годом все больше потребителей тепловой энергии (практически все вновь вводимые объекты) подключаются к тепловым сетям по средствам сложных автоматизированных тепловых пунктов. Поскольку на станции осуществляется качественное регулирование (рассчитанное на гидравлическую автоматику) у новых автоматизированных абонентов осуществляется количественное, а у неавтоматизированных регулирование отсутствует, то возникает проблема не оптимальной работы системы транспортировки, распределения и потребления тепловой энергии. Неоптимальность выражается в разбалансировке системы, недоотпуске тепла одним потребителям и перетоп других, а также завышения от нормативных значений температуры обратной сетевой воды. При этом происходит снижение располагаемой мощности системы теплоснабжения. Одним из малозатратных способов повышения тепловой мощности систем теплоснабжения является оптимизация отпуска теплоты потребителям в течении суток на основе математического моделирования с учетом теплоаккумулирующих свойств ограждающих конструкций и тепловых сетей. Кроме того, к мероприятиям направленным на малозатратное увеличение тепловой мощности систем теплоснабжения можно отнести оптимизацию распределения тепловой и электрической нагрузки между турбоагрегатами ТЭЦ, а также его совмещение с оптимизацией отпуска теплоты потребителям.

Одним из вариантов малозатратного и энергоэффективного увеличения располагаемой мощности систем централизованного теплоснабжения является применение солнечной энергии. Использование солнечной энергии для теплоснабжения потребителей заключается в замещение топлива в энергетических установках, что предопределяет разработку новых конструктивных схемных решений. Трудности в создании гелиоустановок обусловлены рассеянностью солнечной энергии по территории. Выработка большого количества тепловой энергии для потребителя, сосредоточенного в одном пункте требует создания крупного концентратора солнечной энергии, стоимость которого может значительно превышать стоимость традиционных источников энергии. Поэтому солнечная энергия наиболее рационально, может быть, использована непосредственно у потребителей (локальные, автономные гелиоустановки). Проблема низкой эффективности совместного функционирования систем централизованного теплоснабжения и установок гелиоотопления определяется следующими факторами:

Высокой температурой теплоносителя в системах централизованного теплоснабжения России и во внутренних системах отопления, поскольку эффективность систем гелионагрева в значительной мере снижается при увеличении температуры теплоносителя.

Разрегулировка абонентов друг относительно друга вследствие их разноудаленности от источника теплоснабжения в современных системах централизованного теплоснабжения РФ, а при точечной установке систем гелионагрева становится достаточно проблематично синхронизировать их с работой всей системы.

Отсутствие комплексного учета воздействующих на эффективность теплоснабжения факторов при формировании графиков отпуска тепла от источников теплоснабжения (включая системы геотонагрева).

Не сплошная установка местных и индивидуальных средств автоматики у потребителей.

Также к технико-экономически и экологически обоснованным методам повышения тепловой мощности систем теплоснабжения можно отнести применение технологии тепловых насосов, как в тепловых схемах ТЭЦ, так и в системах отпуска теплоты в качестве дополнительных источников энергии (рис. 1). Применение данной схемы позволит осуществить новую технологию перераспределения тепловых потоков между лучами тепловых сетей с использованием тепловых насосов, что даст возможность модернизировать действующую либо создать новую схему отпуска теплоты в системах централизованного теплоснабжения при незначительных капитальных затратах, что приведет к снижению эксплуатационных расходов и повышению тепловой мощности за счет оптимизации суточных графиков отпуска теплоты, снижению перетопа потребителей, а также снижению температуры обратной сетевой воды. Кроме того, позволит расширить методы оптимизации систем централизованного теплоснабжения, а также позволит отказаться от распространенного сейчас метода построения графиков центрального регулирования с применением одной температуры прямой сетевой воды для всех потребителей тепловой энергии и перейти к исследованиям режимов работы системы централизованного теплоснабжения по персонализированным графикам качественного регулирования для групп потребителей.

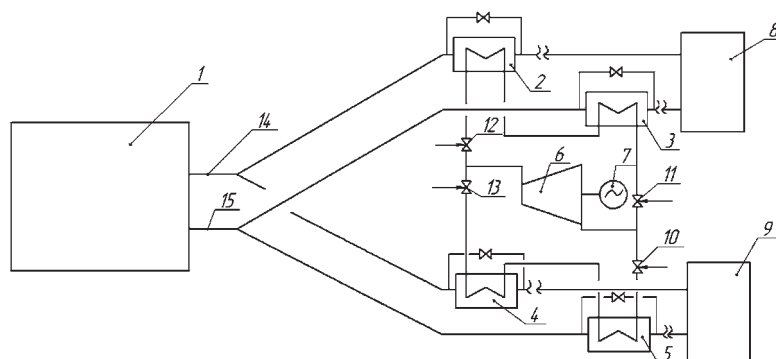


Рис. 1. Схема комплекса теплоснабжения

При выборе варианта увеличения располагаемой мощности систем централизованного теплоснабжения необходимо, помимо экономического, учитывать экологический эффект. Для приведения вариантов в сопоставимый вид необходимо в вариантах с худшим экологическим эффектом учитывать затраты на наименее затратные мероприятия по снижению выбросов. В качестве такого мероприятия может выступать применение дешевого цеолитсодержащего сырья при сжигании углей на ТЭЦ.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ВОДЯНЫХ СИСТЕМ ОТОПЛЕНИЯ ЗДАНИЙ В НЕРАСЧЕТНЫХ УСЛОВИЯХ ЭКСПЛУАТАЦИИ (ПОИСК ОПТИМАЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ)

В.И. Карнов

ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

Современное состояние коммунальной энергетики России находится в сложном положении. Это объясняется рядом объективных и субъективных причин, остро влияющих на жизнеустройство граждан и социальную атмосферу в обществе, без учета которых невозможно благополучие государства.

В принципе, данная проблема может быть разрешена совместными согласованными усилиями энергетиков, коммунальных служб, строителей и, в конечном счете, самих потребителей тепловой энергии.

Прямые проектные задачи систем отопления зданий на настоящее время практически разрешены, но в то же время постоянно совершенствуются ввиду изменяющихся требований к теплозащите зданий, внедрению нового энергоэффективного оборудования и др. При этом под прямыми задачами подразумевается техническая реализация систем, имеющая под собой идеальные проектные условия, например: температура теплоносителя соответствует температурному графику теплоисточника, располагаемый перепад давления на тепловом вводе зданий также строго обеспечен, теплозащитные характеристики зданий находятся в полном соответствии с нормативными показателями.

В реальной действительности, увы, этого зачастую нет. Причем, отклонения от проектных показателей бывают весьма существенными. Все это выводит идеально запроектированные системы теплоснабжения в нерасчетные условия эксплуатации, приводящие, в первую очередь, к низкой температуре воздуха внутри отапливаемых помещений в периоды похолоданий, которые бывают весьма длительными.

При этом потребители тепловой энергии вынуждены идти на различные меры, включая несанкционированные: использование дополнительных электрических нагревательных приборов большой мощности, установку новых водяных нагревательных приборов с завышенной поверхностью нагрева, увеличение размеров сопел водоструйных элеваторов, «холостые» сбросы дефицитной сетевой воды в систему водоотведения и др. Все эти действия влекут за собой весьма отрицательные последствия, как в сфере энергетики, так и на бытовом уровне.

На кафедре теплогазоснабжения и вентиляции СФУ проводятся исследования представленной выше проблемы. Для ее решения предложен новый подход, основанный на комплексном анализе всех составляющих системы теплоснабжения здания. При этом вся система разбивается на отдельные блоки:

- гидравлический контур индивидуального теплового пункта (ИТП) со всеми элементами, включая схему присоединения к наружной тепловой сети (зависимую или независимую), с учетом насосного или элеваторного смешения, наличия теплообменников и др.;

- система отопления с учетом ее схемного решения и установленных нагревательных приборов, оснащенных современной регулирующей арматурой;

- конструкция самого отапливаемого здания с учетом теплотехнических характеристик всех ограждений, позволяющих рассчитать трансмиссионные и инфильтрационные теплотери.

Активными входными данными в рассматриваемой задаче являются:

- располагаемый перепад давления на тепловом вводе;
- гидравлические характеристики всех элементов ИТП;
- расчетные гидравлические потери в системе отопления;
- температура подающего теплоносителя на тепловом вводе;
- атмосферные характеристики наружного воздуха на период прогноза.

Выходными параметрами здесь выступают:

- фактический расход теплоносителя в системе отопления;
- температура обратного теплоносителя после системы;
- осредненная температура воздуха в здании;
- расход инфильтрующегося воздуха, поступающего в здание;
- фактические теплотери помещений.

Поиск всех неизвестных параметров осуществляется из условия минимизации функционала, представляющего собой теплогидравлический баланс рассматриваемой системы. Например, для элеваторных систем водяного отопления в самом простом виде можно записать:

$$I = [(Q_{эл} - Q_{со})^2 + (Q_{со} - Q_{пр})^2 + (Q_{пр} - Q_{тр} - Q_{инф})^2]^{1/2} \rightarrow \min,$$

где $Q_{эл}$ – тепловой поток, забираемый элеватором из тепловой сети; $Q_{со}$ – тепловой поток, воспринимаемый системой отопления; $Q_{тр}$, $Q_{инф}$ – соответственно трансмиссионная и инфильтрационная составляющие теплотери здания; $Q_{пр}$ – мощность приборов отопления.

Все вышеперечисленные составляющие функционала описываются достаточно сложными зависимостями, в которых присутствуют входные и выходные параметры теплового и гидравлического свойства. Поставленная задача нелинейного программирования решалась численным методом нулевого порядка Хука-Дживса.

Разработанный алгоритм и компьютерная программа позволяют моделировать различные нерасчетные ситуации и находить оптимальные решения для обеспечения комфортных условий в отапливаемых помещениях. Так, например, при низких показателях режимных параметров сетевой воды на тепловом вводе (температуры подачи и располагаемого напора) возможно несколько вариантов модернизации системы: перевод на независимое присоединение через теплообменник, использование смесительно-повысительных насосов вместо элеватора, изменение схемного решения системы отопления с установкой новых типов нагревательных приборов, усиление теплозащиты (ограждающих конструкций или оконных заполнений) здания, либо какая-то их комбинация. При этом становится возможным детально оценить техническую и финансовую стороны реконструкции.

Все сказанное выше преследует цель – оценить возможность реконструкции тепловой защиты и отопительной системы здания в целом, осредняя по всем помещениям температуру внутреннего воздуха и инфильтрующийся воздушный поток. В то же время имеет место насущная проблема решения подобной задачи для индивидуального помещения (особенно жилого) здания. Так, здесь меняется цель анализа – оценка теплового режима индивидуального помещения при существующем состоянии системы отопления и теплозащитных качествах наружных ограждений. Решение поставленной задачи исключает влияние ИТП здания, а исходными данными здесь выступают: расход и температура теплоносителя на входе в этажестояк системы отопления комнаты, характеристики и схема обвязки установленного в ней нагревательного прибора, теплофизические характеристики ограждений, учитывая инфильтрационные свойства оконного заполнения и технические показатели конструкции форточного проветривания.

Математическая модель рассматриваемой задачи также представлена в виде функционала, включающего в себя теплогидравлический баланс отопительной системы комнаты и аэродинамический баланс приточно-вытяжной системы естественной вентиляции. Процедура решения данной задачи аналогична изложенной выше, для нее также разработаны алгоритм и компьютерная программа расчета. Программа позволяет не только подобрать оптимальный вариант нового нагревательного прибора, но и оценить влияние его установки на температуру теплоносителя, входящего в смежное помещение этажестояка. Еще одной особенностью данной программы является возможность моделирования процесса инфильтрации наружного воздуха и его влияния на температурный режим помещения.

РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ МЕТАЛЛА С ФУНКЦИЕЙ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА

А.С. Климов¹, А.А. Меденков², В.И. Петров¹, С.И. Каковихина²

¹ Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк, Россия

² Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Новокузнецкий филиал, г. Новокузнецк, Россия

В настоящее время необходимо ужесточить требования к параметрам систем неразрушающего контроля, применяющихся для мониторинга на ответственных объектах, в связи с необходимостью уменьшения рисков возникновения крупных аварий, подобных той, что произошла на Саяно-Шушенской ГЭС. В настоящей работе авторами предлагается система контроля, предотвращающая возникновение аварийных ситуаций на основании информации о сроках разрушения, полученной по результатам работы системы.

Постановка задачи исследования

1. Выбор оптимальных датчиков под каждый метод для работы в системе; 2. Построение алгоритмов для получения результатов измерений каждым из используемых методов; 3. Разработка и реализация программного комплекса визуализации результатов контроля.

Выбор оптимальных датчиков под каждый метод для работы в системе

Для первого уровня контроля выбраны типовые цифровые датчики предназначенные для контроля методом акустической эмиссии. Для второго уровня контроля используются аналоговые датчики с преобразованием результатов контроля в цифровой вид

Метод акустической эмиссии используется для обнаружения источников излучения, т.е. для поиска развивающихся дефектов.[1] На первом уровне контроля прослеживается тенденция деградации структурно-фазового состояния металла.

Построение алгоритмов для получения результатов измерений каждым из используемых методов

Алгоритм определения дефектных участков контроля заключается в следующем: регистрируя изменения сигналов акустической эмиссии, получаемых с участков контролируемого объекта производится сравнение с базовыми параметрами, полученными экспериментально. На основании результатов сравнения делается вывод о наличии дефектов на участках. По интенсивности изменения параметров определяется класс опасности участка. Локализация дефекта производится на основании различия времени прихода сигналов от разных дефектов на датчик. На втором уровне контроля анализируется структурное состояние объекта. На основании полученных результатов измерений программа вызывает подпрограмму прогнозирования остаточного ресурса работоспособности.

Разработка и реализация программного комплекса визуализации результатов контроля

Полученные результаты диагностики преобразуются в графический вид посредством вызова специальной функции. Данная функция отвечает за прорисовку результатов и вывод текстовой информации в рабочие окна.

Программа включает в себя три окна.

Главное окно: в верхней части окна название программы, логотип и информация о функциональном назначении.

В центральной части окна располагается рабочая область, в которую входят схематическое отображение контролируемых участков. При нажатии кнопки «Условные обозначения» осуществляется вывод окна с расшифровкой обозначений типов контролируемых участков.

В нижней части окна располагается консоль событий, отражающая в себе характеристику работы системы.

Блок контроля аварийных ситуаций срабатывает на необходимом участке по результатам измерений на первом уровне контроля. Программа предусматривает автоматический вывод окна с необходимой информацией по дефектности данного участка и времени устранения выявленных несоответствий в целях предотвращения аварийной ситуации.

Для перехода в окно анализа ресурса работоспособности с рекомендациями о сроках устранения дефекта и прогнозом разрушения данного участка необходимо осуществить переход на интересующий объект. Для простоты восприятия информации в программе использована визуализация ресурса работоспособности участка в виде прямоугольника с закрашенным сектором, показывающим отработанный ресурс. В зависимости от расположения в области выявленной стадии определяется время работы объекта до отказа, измеряемое в часах эксплуатации. Прогноз соответствует истинному моменту разрушения с точностью 98% при сохранении текущего технологического режима эксплуатации объекта. В зависимости от оставшегося времени допустимой эксплуатации объекта определяются сроки устранения или замены. После вывода этой информации второй уровень контроля автоматически будет отключен.

Для визуализации результатов используется адаптированная к производственным условиям терминальная консоль, устанавливаемая в пункте контроля. Консоль базируется на основе свободно распространяемого ПО, что не требует дополнительных затрат и обеспечивает гибкость всей системы и с легкостью позволяет синхронизировать систему диагностики с большинством известных на сегодняшний день операционных систем.. В случае обнаружения развивающегося дефекта программа управления системой сообщит об этом окрашиванием условного обозначения данного участка в красный свет и выдаст рекомендации о сроках устранения. В случае неустранения дефектного участка система сообщит об этом посредством световой и звуковой сигнализации.

Выводы

На основе представленных методик диагностики металла теплоэнергетических объектов с применением акустической эмиссии на начальном этапе диагностики, и метода затухания ультразвуковых волн, использованного для более точного анализа структурно-фазового состояния объекта контроля, спроектирована и разработана программа «KlimMed» системы диагностики оборудования методами неразрушающего контроля в режиме реального времени с функцией прогнозирования остаточного ресурса.

Разработанная авторами система неразрушающего контроля обеспечивает обнаружение и локализацию развивающихся дефектов с погрешностью около 2%, и позволяет осуществлять диагностику контролируемого оборудования и прогнозирование развития дефектов, то есть предупреждение возникновения аварийных ситуаций на объектах путём своевременного обнаружения дефектов и рекомендаций о сроках устранения.

ЛОКАЛИЗАЦИЯ ДЕФЕКТОВ ПО ИНТЕГРАЛЬНЫМ СИГНАЛАМ АКУСТИЧЕСКОЙ ЭМИССИИ

А.А. Меденков¹, А.С. Климов², И.Е. Сметанников¹, И.Г. Буймова¹

¹ Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Новокузнецкий филиал, г. Новокузнецк, Россия

² Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк, Россия

В статье предлагается методика диагностики, позволяющая определять дефекты в металлоконструкциях, оценивать их степень опасности и с достаточной точностью определять участок подлежащий ремонту или замене. Методика прошла испытания в лабораторных и производственных условиях. В процессе разработке методики были изучены различные характеристики метода акустической эмиссии, выявлены плюсы и минусы.

К одним из акустических методов неразрушающего контроля, применяемых в различных областях промышленности и транспорта, в том числе и в теплоэнергетике, относится акустическая эмиссия (АЭ) – метод, основанный на регистрации волн напряжений от развивающихся дефектов независимо от их природы и причин, вызывающих их развитие.

Метод АЭ позволяет классифицировать дефекты не только по размерам, но и по степени их опасности, а также определять их местоположение. В такой классификации может оказаться, что большие по размерам дефекты попадут в класс неопасных, не требующих ремонта элементов конструкции. Указанное качество АЭ позволяет принципиально по-новому подходить к определению опасности дефекта. Кроме того, изделие может выйти из строя не только в результате наличия несплошностей, но также из-за изменения формы, потери устойчивости и других причин. В этих случаях акустическая эмиссия сигнализирует о развитии процессов, ведущих к разрушению.

Данный метод обладает высокой чувствительностью к развивающимся дефектам. Его чувствительность значительно превосходит чувствительность других методов. Например, он позволяет в процессе эксплуатации объекта выявить в рабочих условиях приращение трещины порядка долей миллиметра, чего не может сделать ни один из традиционных методов НК.

Полезной особенностью метода является возможность проведения контроля различных технологических процессов, приводящих к изменению свойств и состояний материалов; например, контроль сварки в процессе ее проведения нашел уже достаточно широкое применение. Своевременное обнаружение дефектов в процессе сварки позволяет оперативно проводить ремонт. При этом открывается возможность адаптивного управления технологическим процессом, то есть по сигналам АЭ можно управлять параметрами технологического процесса, а приборы должны стать элементом системы управления процессами.

Кроме того, контроль методом АЭ дает возможность судить об изменении напряженно-деформированного состояния материала объекта, о процессах коррозии под напряжением и других факторах, влияющих на долговечность конструкции. Для него положение и ориентация дефекта не имеет существенного значения, а для большинства методов НК важное значение имеют не только размеры дефекта, но и его местоположение и ориентация.

Акустико-эмиссионный контроль имеет меньше ограничений, связанных со свойствами и структурой материалов. Например, неоднородность материала оказывает большое влияние на показания радиографического и ультразвукового методов, тогда как для АЭ данные свойства материала не имеют существенного значения. При отработанной методике контроля и наличии опыта интерпретации результатов АЭК весьма прост в применении и не требует больших затрат времени, а также имеет более широкий диапазон применений (по материалам). Его успешно используют, например, для контроля композиционных материалов, для которых применение других методов НК затруднено или невозможно. Однако на первых этапах для его выполнения необходимы весьма квалифицированные операторы.

Характерной особенностью метода является его интегральность, заключающаяся в том, что, используя один (для определения координат дефекта на участке контроля требуется всего один датчик) или несколько датчиков (резонансных), установленных на поверхности объекта, можно проконтролировать весь объект. При этом координаты дефектов определяются без сканирования поверхности объекта преобразователем. Следовательно, от состояния поверхности и качества ее

обработки не зависит проведение контроля и интерпретация его результатов. Данное свойство полезно в случае, если доступ к поверхности контролируемого объекта затруднен или невозможен, например, для теплоизолированных трубопроводов и сосудов, объектов, размещенных под землей, конструкций, работающих в сложных условиях: ракет, шатлов, самолетов, атомных реакторов и многих других объектов. Наиболее наглядно это свойство проявляется при контроле процесса сварки и сварных швов крупногабаритных или протяженных объектов.

Получение полезной информации, которая может быть выделена из интегрального количества регистрируемых сигналов АЭ, осуществляется методами математической обработки, при этом, учитывая число возможных регистрируемых параметров определенное значение имеет выбор наиболее информативных, несущих необходимую информацию о локальной динамической перестройке внутренней структуры твердых тел.

Внедрение комплекса акустико-эмиссионного контроля включает следующие этапы:

- 1) разработку преобразователей сигналов акустической эмиссии в узкополосном варианте и определение оптимальной полосы частот для регистрации сигналов акустической эмиссии по данным лабораторных и производственных испытаний;
- 2) разработку преобразователей сигналов акустической эмиссии в широкополосном варианте и определение спектра промышленных шумов работающего оборудования;
- 3) определение оптимальной полосы частот для регистрации сигналов акустической эмиссии по данным лабораторных и производственных испытаний;
- 4) изготовление резонансных систем преобразователь – предварительный усилитель для комплекса диагностики;
- 5) настройку блока определения местонахождения дефектных участков в зависимости от резонансных частот предварительных усилителей;
- 6) отработку комплекса диагностики на реальных объектах.

При установке комплекса контроля на теплоэнергетическое оборудование априорно определяются участки паропроводов, подвергающиеся повышенным нагрузкам во время эксплуатации. При запланированных ремонтах на элементах конструкций, подлежащих периодическому или постоянному контролю, устанавливаются волноводы, рабочая часть которых выходит за слой теплоизоляции. При периодическом контроле на волноводы устанавливаются преобразователи, расстояние между волноводами которых составляет 8-10 метров. Данная система обеспечивает обнаружение и локализацию развивающихся дефектов с погрешностью менее 5%.

Контроль корпусов турбин происходит аналогичным образом. В общем случае на турбине устанавливается 8-12 волноводов на местах наиболее подверженных образованию трещин по данным отдела технического контроля ТЭС. Были произведены исследования корпуса вблизи предполагаемого дефектного участка. На данном месте в течение года осуществлялся периодический контроль по измерению активности сигналов акустической эмиссии.

На первоначальном этапе активность сигналов акустической эмиссии от предполагаемого дефектного участка была в 2-3 раза выше, чем от остальных точек контроля. После наработки около 9 000 ч активность увеличилась почти в пять раз, что говорит о наличии развивающегося дефекта. При этом использовались лабораторные данные, полученные при испытании образцов литой стали с регистрацией акустической эмиссии. Оценка степени опасности дефекта позволила предотвратить аварийный останов, и во время планового ремонта в районе контролируемого участка была устранена трещина, и, следовательно, удалось избежать ущерба, который мог быть нанесен аварией.

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Д.И. Буженик, Р.С. Кузнецов, В.П. Чипулис

Институт автоматики и процессов управления ДВО РАН,
г. Владивосток, Россия

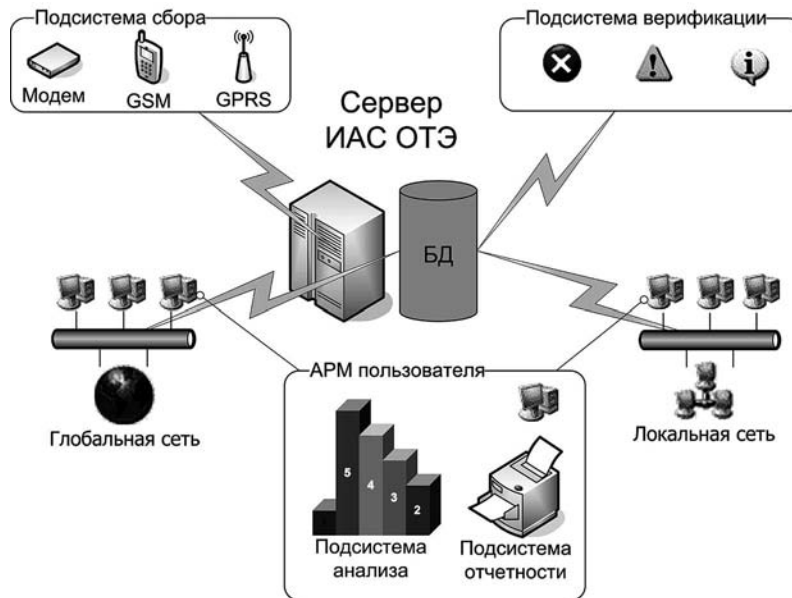
В последние годы отмечается интенсивный процесс внедрения информационно-измерительных систем в теплоэнергетике. Он обусловлен остротой проблемы повышения энергоэффективности, а также возможностями современной измерительной базы, позволяющей не только выполнять измерения в полном объеме и с высокой точностью, но и передавать их в компьютер с помощью разнообразных телекоммуникационных средств. Выполняемые в этом направлении разработки совместного коллектива сотрудников института автоматики и процессов управления ДВО РАН и инжиниринговой компании ИНФОВИРА отличаются тем, что в них существенный акцент делается на анализ результатов измерений (экспресс-анализ и ретроспективный анализ) с ориентацией на потребности широкого круга пользователей – технических специалистов, управленческого персонала, представителей административных и финансовых служб.

В докладе отмечается опыт разработки и внедрения законченных и промышленно эксплуатируемых в настоящее время информационно-аналитических систем (ИАС). В 2000 году была завершена разработка ИАС «СОНА» [1], используемой при сервисном обслуживании тепловых узлов и установленных на них приборов учета тепловой энергии. С 2002 года в котельной Всероссийского детского центра «Океан» эксплуатируется ИАС мониторинга и анализа эксплуатационных режимов котельной «ИСМА-ОКЕАН» [2]. В дальнейшем последовало существенное развитие этой системы в части подключения к ней новых объектов инженерной инфраструктуры. Интенсивный процесс внедрения SCADA-систем побудил к разработке ИАС «АИСТ» [3] для источников теплоты, реализующей функции мониторинга технологических процессов выработки тепловой энергии с использованием системы Trace-mode 5. Система «АИСТ» внедрена в 2005 году и эксплуатируется в котельных «Курс» и «Южная» г. Арсеньев.

Следующий шаг в развитии данного направления связан с разработкой платформы (универсальной заготовки) для создания ИАС. Основная цель, которая при этом преследовалась, заключается в следующем. Платформа должна содержать базу данных (БД) и достаточно полный набор программных средств для решения задач анализа (ориентированных на использование этой БД) и позволять оперативно, с незначительными временными затратами компоновать системы анализа для конкретных приложений. В 2006 году завершена разработка промышленной версии ИАС «СКУТЕР», в значительной степени отвечающей этому требованию [3]. Информационной базой системы «СКУТЕР» являются результаты измерений параметров ОТЭ, получаемые в процессе мониторинга с использованием SCADA-системы (в основном для источников теплоты) либо считываемых из архивов тепловычислителей (в основном для объектов-потребителей теплоты). Система включает в себя набор независимых программных модулей, ориентированных на решение требуемых прикладных задач и обладающих определенной функциональной направленностью. Основными модулями системы являются следующие: «Сбор данных», «Графики», «Таблицы», «Отчеты», «Температурные графики», «Тепловой режим», «Рекомендации», «Дефекты», «Диаграммы», «Зависимости», «Конфигуратор». Отдельные модули системы связаны между собой по структуре данных (которые вводятся, собираются и используются разными модулями), хранящихся в единой базе данных, и соглашениям о формате и способах передачи конфигурационной информации между модулями с использованием стандартных протоколов обмена данными ОС Windows. Система реализует клиент—серверную архитектуру, основанную на использовании единой базы данных, доступной клиентским приложениям (модулям) посредством локальной сети передачи данных (TCP/IP). Отдельные модули системы могут использоваться автономно (со своей локальной копией базы данных), например, модуль сбора при ручном сборе данных, с последующим вливанием (синхронизацией) собранных данных в общую базу. Другим примером использования отдельных баз данных является сбор данных с приборов учета в региональном центре сбора (по телефонным, GSM-, GPRS-каналам) и их передача (синхронизация) в общий центр данных по скоростным линиям (TCP/IP).

В 2007-2009 годах ИАС «СКУТЕР» была дополнена модулями «Верификация» (экспресс-анализ результатов измерений с целью определения их достоверности) и «Портал» (предоставление пользователю результатов измерений и анализа данных в интернет-сети).

Структура стандартной ИАС приведена на схеме.



В последних версиях ИАС, разработанных для системы теплотребления ОАО «Радиоприбор», г. Владивосток (2008 год) и котельной ОАО «Теплоком», г. Большой Камень (2010 год) реализованы, помимо мониторинга и анализа, функции управления процессами теплотребления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бабенко В.Н., Малышко А.В., Михальцов А.С., Орлов С.И., Позняк В.И., Чипулис В.П. «Анализ режимов теплотребления в информационно-аналитической системе СОИА // Надежность, 2004, №3(14), С. 60-67.
2. Виноградов А.Н., Гербек Ф.Э., Раздобудько В.В., Кузнецов Р.С., Чипулис В.П. Учет и анализ параметров технологических процессов выработки тепловой энергии//Информатизация и системы управления.-2006.-№7. С. 4-9.
3. А.Н. Виноградов, С.А. Даниельян, Р.С. Кузнецов, В.В. Раздобудько, В.П. Чипулис. Мониторинг и анализ эксплуатационных режимов источников теплоты // Измерительная техника, 2008. №11. С. 51-55.

ЧАСТЬ 4. ЭЛЕКТРОМЕТАЛЛУРГИЯ

ПЛАЗМЕННАЯ ЭЛЕКТРОТЕХНОЛОГИЯ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕРОДСОДЕРЖАЩИХ ТЕХНОГЕННЫХ ОТХОДОВ

*А.И. Алиферов*¹, *А.С. Аньшаков*², *П.В. Домаров*², *В.С. Чередниченко*³

¹ Новосибирский государственный технический университет, г. Новосибирск, Россия

² Институт теплофизики СО РАН, г. Новосибирск, Россия

³ ОАО «Сибэлектротерм», г. Новосибирск, Россия

Плазменные установки – это новый тип оборудования, применяемый для переработки техногенных (бытовых, медицинских, промышленных, сельскохозяйственных) отходов. Углеродсодержащие отходы являются возобновляемым энергетическим сырьем (например, твердые бытовые отходы соответствуют по теплотворной способности бурым углям) [1].

При переработке техногенных отходов в любом плазменном реакторе имеются области интенсивного образования диоксинов. Однако рабочий процесс внутри предлагаемого плазменного реактора организован так, что весь газовый поток, содержащий вредные соединения, окислы и закиси химических элементов нагревается принудительно до температуры 1600 °С, а затем охлаждается до $t=1200$ °С. В полученном газе с $t=1200$ °С имеются только СО, Н₂, СО₂, Сl, пары серы, свинца, цинка, фосфор и другие элементы. Так как атмосфера в реакционной зоне существенно восстановительная и получена путем охлаждения от $t=1600$ °С, то все элементы находятся в элементарном состоянии. Созданы такие условия, при которых, например, диоксины не могут образовываться. Гарантированная закалка продуктов газификации в вихревом скруббере со скоростями (10^6 - $5 \cdot 10^6$ град/с) больше, чем скорости протекания химических реакций позволяют получать шламы без вредных соединений.

Одним из важнейших преимуществ, выводящих плазменные (высокотемпературные) технологии в принципиально иной класс процессов по экологичности и эффективности, является возможность окисления углерода до монооксида СО и исключение из технологического цикла балластного азота. Исключение балластного азота снижает количество отходящих газов более, чем в 5 раз по массе и в 3 раза по объему. Это позволяет эффективно очищать получаемый синтез-газ ($\text{CO} + \text{H}_2 = 90\%$ и $\text{CO}_2 + \text{N}_2 + \text{H}_2\text{O} = 10\%$). При этом шлам, получаемый при очистке синтез-газа, практически не содержит окисленных веществ и не заражен диоксинами и фуранами. Такое техническое решение гарантирует выполнение экологических требований к современным промышленным технологиям без использования многоступенчатых, сложных и дорогостоящих систем газоочистки.

Расчетно-теоретические исследования

Для прогнозирования многопараметрического электротехнологического оборудования при плазменной переработке/утилизации техногенных образований и отходов разработана физико-математическая модель шахтной плазменной электропечи. Получены распределения температур газа и шихты по высоте печи с учетом тепловых потерь через боковые стенки, при изменении расходов газа и при наличии источника тепловыделения за счет химических реакций. Установлено значительное влияние расхода высокотемпературного газа и химических реакций на интенсивность прогрева шихты. Полученные данные позволяют оптимизировать габариты плазменной электропечи, прогнозировать зону пиролиза и газификации органической составляющей техногенных отходов [2].

Результат расчетов сравнивались с экспериментальными данными и получены вполне удовлетворительные совпадения. Аналогичных расчетов плазменной технологии переработки отходов ранее не проводилось.

Применение полученных результатов

Результаты расчетно-теоретических исследований могут быть использованы для разработки методики расчета реакционных объемов плазменных технологических аппаратов с целью оптимизации их габаритных размеров, местоположения максимального тепловыделения и плазмохимических реакций, а также зоны отбора отходящих газов для последующей их очистки.

Экспериментальные результаты исследований электродуговых генераторов низкотемпературной плазмы (плазмотронов) требуются разработчикам конкретного электротехнологического оборудования для выбранной плазменной технологии. Практика использования плазменной техники убедительно показала, что технологический плазмотрон является штучным изделием (за исключением массовых тиражей плазменных установок для резки металлов и напыления защитных покрытий). Поэтому полученные энергетические и эрозионные характеристики некоторых конструктивных схем опытных плазмотронов следует рассматривать как методический материал применительно к другим конструкциям. Результаты исследованных конструкций экспериментальных плазмотронов могут быть использованы специализированными организациями для создания опытно-промышленных плазмотронов для плазменных электропечей и реакторов с целью реализации технологических процессов переработки и утилизации техногенных образований и отходов [3].

Поисковые исследования в области плазменных технологий переработки и утилизации углеродсодержащих отходов (бытовых, медицинских, промышленных, сельскохозяйственных) показали высокую эффективность принятых технических решений для последующей их реализации в опытно-промышленных электротехнологических плазменных установках. Результаты исследований позволяют перевести экспериментальные плазменные устройства в стадию ОКР с целью разработки конкурентоспособных технологий для последующей коммерциализации.

Изложенные выше преимущества новой плазменной технологии и новизна полученных результатов позволяют рекомендовать их для использования в больших и малых городах, на предприятиях, где образуются промышленные и сельскохозяйственные отходы, в медицинских учреждениях и специальных организациях для переработки токсичных образований и отходов.

Выводы

Продукты переработки отходов: синтез-газ, тепловая и электрическая энергия; шлак – сырьевой материал для строительства дорог и зданий.

Исследования термодинамических, теплотехнических и технологических процессов проведены на плазменно-дуговых печах и электроплазменных реакторах по переработке и утилизации бытовых, биоорганических (иловые осадки), сельскохозяйственных (рисовая шелуха), промышленных (нефтяной попутный газ, полихлорбифенилы) отходов и образований. Суть этих технологий сводится к высокотемпературному пиролизу и газификации органической составляющей техногенных образований с получением синтез-газа ($H_2 + CO$), пригодного для нужд энергетики и химического производства. Неорганическая часть отходов в виде расплавленного шлака после грануляции может быть использована в строительной индустрии:

ЛИТЕРАТУРА

1. Плазменные электротехнологические установки: учебник / В. С. Чередниченко, А. С. Аньшаков, М.Г. Кузьмин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2008. - 602 с.
2. Численное моделирование теплообмена в плазменной электропечи при утилизации техногенных отходов / А. И. Алиферов, А. С. Аньшаков, В. А. Сеницын // Теплофизика и аэромеханика. – 2009.- Т.16.- № 1.– С.165-171.
3. Переработка техногенных отходов в электродуговой плазме / А. С. Аньшаков, Э.К. Урбах, А.Э. Урбах и др. // Альтернативная энергетика и экология. – 2008. – № 9 (65). – С. 131-135.

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ГРАНУЛИРОВАНИИ АЛЮМИНИЕВЫХ СПЛАВОВ

А.П. Скуратов, А.А. Пьяных

ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

В работе проведено численное моделирование теплофизических процессов при получении гранул сплава алюминий-свинец различного размера. Процесс приготовления гранул осуществляется следующим образом: из индукционной печи с расплавом алюминиевого сплава с помощью дозатора капля жидкого металла фиксированного размера падает в емкость с водой, где происходит ее кристаллизация и формирование гранулы необходимой структуры.

В настоящее время задача определения температурного поля кристаллизующейся капли высококонцентрированных алюминиевых расплавов, с ограниченной растворимостью легирующего компонента, в процессе ее свободного движения в охлаждающей среде практически не решалась. Известны лишь аналитические зависимости для определения времени кристаллизации сплавов таких материалов, дающие весьма приближенную оценку усредненной по объему температуры частицы.

Математическая постановка решаемой задачи представляет собой систему дифференциальных уравнений неразрывности, сохранения импульса и сохранения энергии. В модели учитывались потери теплоты излучением, выделение и поглощение теплоты при фазовых переходах расплава из жидкого состояния в твердое и при закипании (конденсации) воды. Возникающая при движении капли турбулентность учитывалась использованием стандартной $k-\epsilon$ модели. Задача решалась в двумерной осесимметричной постановке с использованием численного метода контрольного объема и с использованием коммерческой программы Star-CD.

На рисунке 1, в качестве примера, приведены результаты решения системы уравнений при следующем принятом приближении: капля имеет сферическую форму, массообмен между расплавом и водой отсутствуют.

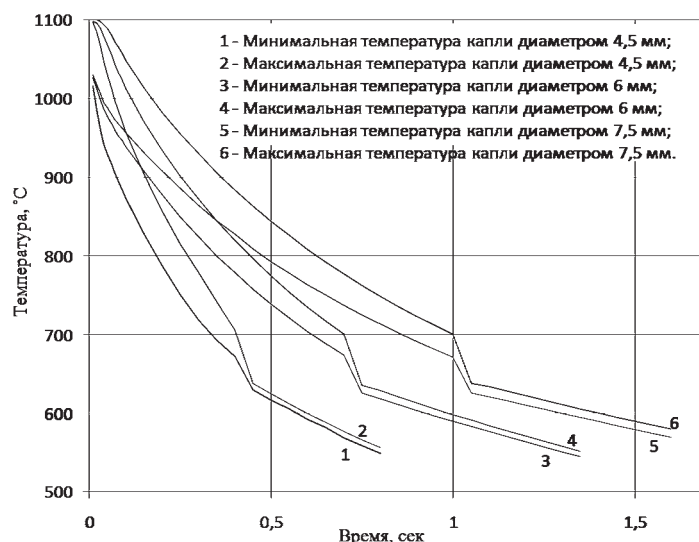


Рис. 1. Зависимость максимальной и минимальной температуры в объеме капли сплава системы Al-15Pb от времени движения в водяной среде

В результате серии расчетов были определены размеры гранул высококонцентрированных сплавов системы Al-15Pb и время их охлаждения, необходимые для получения лигатуры с требуемой по технологии структурой.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОФАЗНЫХ АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ СИСТЕМ

А.В. Бражников, Г.С. Гетто, И.Р. Белозеров, Д.Ю. Золотых
ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

На сегодняшний день одним из наиболее энергоемких видов производства является производство различных металлов и их сплавов. В течение последних десятилетий в этой области находят все более широкое применение электромеханические системы различного назначения (в частности, в качестве электромагнитных перемешивателей жидкого металла в металлургических печах, металлоразливочных ковшах и прочем литейном оборудовании, а также в качестве электроприводов основного и вспомогательного производства – прокатного и т.д.). Причем с течением времени в данной области асинхронные частотно-регулируемые электромеханические системы в силу целого ряда их преимуществ постепенно все больше вытесняют системы других типов.

Решаемая проблема

Одним из основных путей увеличения энергоэффективности металлургического производства является совершенствование электроприводов основного и вспомогательного производства и повышение интенсивности электромагнитного перемешивания жидкого металла, находящегося в печи, что позволяет ускорить процесс плавки и повысить качество металла (сплава). В последние десятилетия на металлургических предприятиях в нашей стране и за рубежом широкое применение находят различные магнитогидродинамические (МГД) устройства. В частности, на МГД-принципе построены индукционные каналные и тигельные печи, электромагнитные перемешиватели расплавов, индукционные насосы и дозаторы жидкого металла, установки для рафинирования сплавов и другие устройства (см., например, [1-3]).

Однако применяющиеся в настоящее время в металлургии двух-, трех- и четырехфазные асинхронные системы не удовлетворяют всем предъявляемым к ним требованиям. В частности, к числу основных проблем, которые стоят сейчас в данной области и не могут (или в принципе, или с достаточной эффективностью) быть решены при использовании упомянутых асинхронных электромеханических систем, относятся следующие:

- в случае бесканальных электромагнитных перемешивателей жидкого металла – невозможность обеспечения требуемой интенсивности перемешивания массива жидкого металла в металлургических печах, металлоразливочных ковшах и другом литейном оборудовании;
- в системах электропривода основного и вспомогательного производства (в частности, прокатного оборудования) – недоиспользование в течение большей части производственного цикла мощности применяемых электродвигателей (полностью их мощность используется только в начале и конце этого цикла).

Предлагаемое решение

Несмотря на то, что асинхронные электроприводы и электромагнитные перемешиватели жидкого металла в металлургических печах, металлоразливочных ковшах и другом литейном оборудовании относятся к различным отраслям техники, анализ принципов их работы и электромагнитных процессов, происходящих в них, неизбежно приводит к выводу, что эти системы относятся к одному классу – к асинхронным электромеханическим устройствам (или системам), и их необходимо рассматривать с единых теоретических и конструкторских позиций (учитывая, конечно, их определенную специфику), поскольку система «МГД-устройство – массив расплавленного металла», по сути дела, представляет собой асинхронный двигатель с массивным ротором, в котором роль ротора выполняет массив расплавленного металла (точнее, названная система представляет собой, в сущности, систему электропривода с асинхронным двигателем с массивным ротором, если брать в рассмотрение не только МГД-устройство и массив расплава, но и системы питания и управления МГД-устройством).

Результаты исследований, проведенных авторами данной работы в области асинхронных электромеханических систем различного назначения, показывают, что существенное улучшение технико-экономических характеристик этих систем может быть достигнуто за счет увеличения числа их фаз (до шести и более) и применения новых, нетрадиционных способов управления ими (см., например, [4-6]). Увеличение числа фаз более четырех позволяет создать асинхронные электромеханические системы с принципиально новыми свойствами, а за счет этого улучшить ряд их технико-экономических характеристик (в частности, повысить их энергоэффективность).

Применение многофазных (с числом фаз более пяти) МГД-систем с нетрадиционным управлением позволит в процессе электромагнитного перемешивания жидкого металла непрерывно, интенсивно и кардинально менять в массиве расплава количество, конфигурацию и расположение вихревых зон (т.е. зон турбулентности) и тем самым, – достичь большей равномерности распределения компонентов расплава по всему объему его массива (за счет чего добиться лучшего качества сплава), улучшить равномерность химического состава и обеспечить требуемую структуру слитка (т.е. повысить качество выпускаемой металлургической продукции) при одновременном снижении энергозатрат за счет сокращения времени плавки.

Увеличение (более пяти) числа фаз асинхронных частотно-регулируемых электроприводов основного и вспомогательного оборудования (в частности, прокатных клетей) и использование в них соответствующих способов управления преобразователем частоты (опять таки, – нетрадиционных, но существенно отличающихся от разработанных авторами для многофазных МГД-систем) позволит улучшить их технико-экономические характеристики (в частности, повысить их энергоэффективность) за счет 100-процентного использования мощности применяемых в них электродвигателей в течение всего производственного цикла.

ЛИТЕРАТУРА

1. Steelworks in Hospet to install stirring coils // MPT Int. [MPT: Met. Plant and Tehn.] – 1997 – 20, № 2. – Р. 17.
2. Де Грут Дж. Современные печи для эффективного рециклинга алюминия // Aluminium International Today, май 2006. – С. 10-14.
3. Щёден У. Электромагнитное перемешивание помогло фирме Stena Aluminium повысить эффективность работы // Aluminium International Today, май 2006. – С. 32.
4. Бражников А.В., Гилев А.В., Довженко Н.Н., Белозеров И.Р. Разработка и создание нового поколения магнитогидродинамических систем принудительной циркуляции металлических расплавов // Современные наукоемкие технологии, № 1, 2009. – С. 8-9.
5. Бражников А.В., Гилев А.В., Довженко Н.Н., Белозеров И.Р. Разработка и создание нового поколения инверторных электроприводов переменного тока с расширенными регулировочными возможностями // Фундаментальные исследования, № 2, 2009. – С. 72-73.
6. Бражников А.В., Бабин В.А., Белозеров И.Р. Области возможного и оптимального применения адаптивных мотор-вариаторов Combarco и многофазных асинхронных инверторных систем // Современные наукоемкие технологии, № 2, 2010. – С. 20-23.

ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ПРИ ЦИКЛИЧЕСКИХ НАГРУЗКАХ

В.А. Булатов, Б.В. Палагушкин, О.Т. Сидоров, Ю.В. Демин, А.И. Мозилов

ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет» Саяно-Шушенский филиал, Россия

Безопасность и живучесть конструктивных элементов энергетических установок зачастую определяется усталостной прочностью их элементов: лопаток турбин и вентиляторов, осей роторов, тяг, кронштейнов. Для надежной оценки усталостных свойств материалов этих элементов необходимо иметь экспериментальные данные по усталостным характеристикам каждого материала, из которого изготовлены эти детали.

В работе показана возможность нетрудоемкого экспериментального построения диаграмм предельных напряжений при усталости для материала и деталей при линейном напряженном состоянии, путем измерения тепловыделения в материале деталей при циклическом нагружении. Использование экспериментальных диаграмм предельных напряжений, вместо, применяемых обычно, аппроксимированных, существенно повышает надежность а, следовательно, и безопасность эксплуатации деталей конструкций при циклических нагрузках.

Сопrotивление многих материалов усталостному повреждению зависит от асимметрии цикла нагружения. Поэтому в практике, для расчетов усталостной прочности каждого материала, работающего в условиях асимметричного цикла нагружения, необходимо иметь семейство диаграмм предельных напряжений при усталости σ_{cp} и σ_a . Причем каждая линия этого семейства соответствует своей долговечности. Здесь σ_{cp} и σ_a – среднее и амплитудное значение напряжений цикла. Такие диаграммы, необходимо строить для каждой заданной комбинации таких фиксированных параметров как: вид деформации, частота циклов нагружения, температура при испытаниях, наличие или отсутствие коррозионной среды.

Построение таких диаграмм, даже при одном фиксированном комплексе вышеуказанных параметров, обычным классическим способом, крайне трудоемко. Например, чтобы построить для этих параметров семейство диаграмм предельных напряжений, необходимо получить, при этих параметрах нагружения, кривые Велера, примерно, для семи асимметрий цикла нагружения, т.е. испытать до разрушения более ста стандартных образцов. А это, примерно, 3÷4 месяца непрерывной работы испытательной установки. Отметим, что при изменении хотя бы одного из этих фиксированных параметров, необходимо проводить новые трудоемкие усталостные испытания. Поэтому-то и пользуются разными аппроксимациями этих диаграмм, хотя понято, что это существенно снижает надежность и точность расчетов.

Еще Томсон (лорд Кельвин) установил, что при адиабатическом статическом растяжении или сжатии образца его температура изменяется. Если деформации упругие, то такое изменение происходит за счет изменения объема – это термоупругий эффект [1], который не связан с усталостным процессом. От этого эффекта температура образца за цикл нагружения не изменяется. Если при циклическом деформировании образца появляются микропластические или пластические деформации, то температура образца увеличивается, как при сжатии, так и при растяжении. При циклическом нагружении такое тепловыделение связано с процессом усталости. Если повысить уровень циклических напряжений при деформировании материала, то саморазогрев усиливается и процесс усталости идет интенсивнее. Поэтому, И.А.Одинг, В.С.Иванова, С.Е. Гуревич, В.Т.Трошенко, В.В.Федоров [2] и другие, использовали тепловые критерии для оценки усталостной прочности материала.

Для того, чтобы при деформировании образца регистрировать изменение его температуры только от микропластических деформаций использовали тепловизоры, частота кадров которых меньше частоты циклического деформирования образца. Испытывали плоские, круглые, трубчатые образцы. Испытания образцов проводили на вибростендах, на испытательных машинах: ЭГМ-25, американской MTS. Для измерения температурных полей использовали тепловизоры: шведский AGA-680, американский TermaCAM S60.

Порядок эксперимента был следующий: записывали термограмму поверхности образца, затем образец нагружали ступенчато увеличивающейся нагрузкой, при фиксированном коэффи-

циенте асимметрии цикла. Длительность ступени – до стабилизации температуры (это $10 \div 15$ с). Если температура образца увеличилась, то записывали термограмму образца.

Оказалось, что каждый материал, при заданной комбинации параметров нагружения, имеет свое критическое напряжение, при превышении которого начинается практически линейное повышение температуры. Под критическим напряжением саморазогрева, для заданных условий нагружения материала, будем понимать минимальное значение максимального напряжения цикла, при котором, из-за саморазогрева, температура материала повышается на заданную величину и стабилизируется. Если говорится о критическом напряжении начала саморазогрева, то это повышение температуры соответствует установленной чувствительности тепловизора.

В работе на образцах из 17-ти марок сплавов определены, для нескольких коэффициентов асимметрии цикла, критические напряжения, соответствующие разным температурам саморазогрева. Результаты тепловых испытаний – критические напряжения для каждого материала, представлялись в координатах диаграммы предельных напряжений при усталости Хейя. Через точки соответствующие постоянному значению критического напряжения, например, начала саморазогрева в этих координатах, можно провести линию равной долговечности, соответствующую этому напряжению, так как предельные максимальные напряжения для образцов связаны с долговечностью кривой Велера. В работе доказано, что эта диаграмма представляют собой диаграмму предельных напряжений при усталости Хейя, построенную тепловым методом, для долговечности, соответствующей критическому напряжению начала саморазогрева. Отметим, что семейство диаграмм предельных напряжений Хейя, для разных долговечностей строится, примерно, за 15 минут, по результатам тепловых испытаний одного образца, который при этом практически не повреждается.

Таким же образом для каждого испытанного сплава было построено на этих диаграммах семейство линий равного повышения температуры для других температур [3]. Для определения на этих диаграммах долговечности, соответствующей каждой линии равной температуры, достаточно построить для этого материала одну кривую Велера, при любом коэффициенте асимметрии цикла, например, при симметричном цикле или при пульсирующем цикле. Очевидно, что диаграммы Хейя тепловым способом можно построить не только для материала, но и для любой детали, не повредив ее.

Использование диаграмм предельных напряжений при усталости, полученных в результате быстрого и нетрудоемкого эксперимента, отражающего реальные усталостные свойства материала, существенно повышает точность расчетов на усталость, а, следовательно, повышает безопасность и живучесть конструктивных элементов машин и энергетических установок, работающих при циклических нагрузках.

ЛИТЕРАТУРА

1. Баш, В. Я. Исследование напряжений и деформаций термоэлектрическим методом [Текст] / В. Я. Баш. – Киев: Наук.думка, 1984, – 100 с.
2. Федоров, В.В. Термодинамические аспекты прочности и разрушения твердых тел [Текст] / В.В. Федоров /-Ташкент: «Фан», УзССР, 1979. – 168 с.
3. Патент №2252409 Россия. МКИ G01N 3/32. Способ испытаний на усталость. / О.Т..Сидоров, Б.О.Сидоров. Заявлено 17.04.2003; Опубл.20.10.2005, Бюл.№12. – 3с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ЧУГУНА И ФЕРРОСПЛАВОВ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ КАРЕЛЬСКОГО ШУНГИТА

В.М. Страхов

ФГУП ВУХИН ОП «Кузнецкий центр», г. Новокузнецк, Россия

При существующей структуре экономики России металлургическая отрасль является крупнейшим потребителем топлива и энергии. В структуре отраслевого баланса потребления энергоносителей кокс составляет 37% от общего потребления топливно-энергетических ресурсов. В современных условиях высокая энергоемкость металлургической продукции, по многим причинам, автоматически трансформируется в недопустимо высокую долю энергозатрат в структуре себестоимости продукции. Так, например, в доменном производстве доля кокса в себестоимости чугуна составляет около 30%, в производстве ферросплавов доля кокса – до 15%, электроэнергии – до 40%.

С позиции экономии кокса, электроэнергии и расширения сырьевой базы углеродистых восстановителей для доменного и электротермических производств большой практический интерес представляет изучение возможности применения природных углеродсодержащих материалов. К таким материалам можно отнести шунгиты, значительные месторождения которых имеются в Карелии.

Шунгиты – это древние докембрийские осадочные образования, содержащие в своем составе шунгитовое вещество – специфическую форму аморфного углерода. Сам минерал больших скоплений не образует. Наибольшее распространение имеют минерализованные шунгиты – шунгитовые породы (ШП). Наиболее перспективными по запасам и добычи является ШП с высококремнистой основой II и III разновидностей, содержащие 20-70% углерода. Мощность пластов таких пород составляет от 3 до 42 м. Около 70% общих запасов составляют породы с содержанием углерода 20-35%.

Шунгиты благодаря своему уникальному вещественному составу и разнообразию физико-химических свойств (табл.) стали объектом широких технологических испытаний в доменном и ферросплавном производствах.

В доменном производстве разрабатывалась технология плавок с использованием ШП при выплавке передельного, литейного чугунов и ферромарганца на доменных печах небольшого объема (Косогорского метзавода, Липецкого метзавода «Свободный сокол»), среднего («Тулачермет» и «ММК») и большого (Новолипецкого меткомбината и «ЗСМК»). На основании результатов десятилетнего использования ШП в доменном производстве сделаны следующие выводы:

- экономия кокса тем значительнее, чем выше содержание кремния в чугуне – 8-12% для литейного и 2,3-6,0% для передельного
- средневзвешенный коэффициент замены кокса на ШП прямо пропорционально зависит от содержания кремния в чугуне
- при длительном применении ШП обеспечивается защита футеровки горна печи за счет образования гарнисажа
- расчетами установлено, что при соотношении цен кокса и ШП 3,25 и расходе ШП до 25-50 кг/т чугуна применение ШП экономически целесообразно при коэффициенте замены кокса более 0,3 кг/кг (оптимально – 0,5-0,9 кг/кг).

Проведены исследования ШП как углеродкремнеземистого сырья для выплавки ферросплавов. Породы были испытаны при выплавке ферросилиция марок ФС25, ФС45, ФС65, товарного силикомарганца и ферросиликоалюминия.

Основные выводы по ферросплавному производству. ШП Карелии по химико-минералогическому составу и физико-химическим свойствам удовлетворяют требованиям ферросплавной промышленности (см. табл. 1).

Таблица 1

Качественные характеристики шунгитовой породы III разновидности

Показатели	Шунгитовая порода	Кокс доменный КХП Сибири	Коксовый орешек Украины
Технический анализ, %:			
A ^d	64,9	11,5	9,5
V ^d	4,2	1,0	2,1
S ^d	0,90	0,43	1,74
Содержание фиксированного углерода (C _{fix}), %	30,0	87,6	86,7
Элементный анализ, %:			
C ^{daf}	91,98	96,77	96,56
H ^{daf}	2,29	0,67	0,60
N ^{daf}	1,11	1,49	0,46
O ^{daf}	2,44	0,59	0,40
S ^{daf}	2,18	0,48	1,98
Реакционная способность по CO ₂ при 1000°C, см ³ /г·с	1,59	0,58	0,53
CRJ, %	33	40	30
Удельное электросопротивление, по классу 6-3 мм, ρ=0,2 кг/см ² , Ом·см	27,1	2,8	3,0
Плотность, г/см ³ : действительная	2,230	1,936	1,976
кажущаяся	2,048	1,058	0,993
Пористость, %	8,2	45,4	49,7
Структурная прочность, %	93,6	85,9	83,7
Прочность на раздавливание, Мпа	150	117	27
Горячая прочность, CSR, %	19,1	50	55
Термическая стойкость (900°C), %	80	98,7	97,7
Химический состав золы, %:			
SiO ₂	69,6	50,8	44,0
Al ₂ O ₃	3,95	25,1	22,5
Fe ₂ O ₃	2,44	13,4	26,0
CaO+MgO	1,35	6,6	6,0
P ₂ O ₅	0,06	0,72	0,24
TiO ₂	0,21	0,66	0,82
K ₂ O+Na ₂ O	1,70	3,25	2,65

Наилучшие показатели получены:

- при выплавке ферросилиция марок ФС25 и ФС45 на печах 18-21 МВА при доле породы 20-51 кг в шихте сократился расход кокса на 10, 6 – 14,8%, кварцита на 3,5-6,9%, электроэнергии – на 0,5-2,7% при практически одинаковом извлечении кремния
- при выплавке силикомарганца СМн17Б на печи РПЗ-48/63 и количестве породы 100-210 кг достигнуто снижение расхода кокса на 13-17% , кварцита – на 32-39%, электроэнергии – 1,2% при повышении степени извлечения марганца из сырья на 1-3%.

Исследованиями показано, что ШП могут быть использованы в электротермическом производстве ферросиликоалюминия, нитрида кремния, желтого фосфора.

В целом проведенными работами показано, что шунгитовые породы с высококремнистой основой являются перспективным углеродсодержащим сырьем для выплавки чугуна и ферросплавов, позволяющим повысить энергоэффективность производства.

КОНТРОЛЬ ВЫХОДА ПО ТОКУ НА СОВРЕМЕННЫХ ЭЛЕКТРОЛИЗЕРАХ

А.А. Власов¹, М.В. Молин², В.Ю. Бажин¹

¹ Санкт-Петербургский государственный горный институт (ТУ),
г. Санкт-Петербург, Россия

² ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

В данной работе обсуждаются существующие методы контроля выхода по току на алюминиевых электролизерах. В качестве альтернативного способа контроля представлена новая концепция интеллектуальной системы АПГ, которая позволяет отслеживать основные параметры энергоэффективности процесса в автоматическом режиме без влияния человеческого фактора.

Введение

Повышение энергоэффективности российской экономики за счет рационализации потребления энергоресурсов, применения энергосберегающих технологий и оборудования является одним из основных приоритетов утвержденной в 2003 году Энергетической стратегии России на период до 2020 года. Повышение энергоэффективности является скрытым резервом для динамичного роста экономики за счет перераспределения высвобождающихся финансовых ресурсов, создания новых высокотехнологичных производств. Вопросы энергосбережения имеют чрезвычайную актуальность как в условиях экономического роста ввиду постоянного роста тарифов на энергоресурсы, так и экономического спада вследствие необходимости сокращения эксплуатационных издержек.

В последнее время проводятся активные разработки по созданию таких электролизеров, включающие предварительные расчеты магнитной гидродинамики, энергетических и механических характеристик с последующими конструкторскими проектами. Это позволило достичь на некоторых алюминиевых предприятиях показателей удельного расхода электроэнергии до 12100 кВт·ч/тAl.

Методы контроля энергоэффективности электролиза алюминия

Основная часть электроэнергии переменного тока (95%), поступающая от энергосистемы на алюминиевый завод, преобразуется в постоянный ток и передается на электролизные серии. Остальная часть электроэнергии переменного тока расходуется на силовую и осветительную нагрузку завода, отпуск сторонним организациям. [1].

Расход электроэнергии на технологический процесс получения алюминия описывается следующей формулой:

$$W = \frac{U}{K_z \eta_m}, \quad (1)$$

где U – напряжение на электролизере, В;

K_z – электрохимический эквивалент алюминия, 0,3356 г/(А·ч);

η_m – выход по току, %.

Выход по току является критерием оценки эффективности использования энергии на производство алюминия и выражается как отношение теоретически возможной массы производимого металла к практической, поэтому важно своевременно отслеживать изменения данного показателя.

$$\eta_m = \frac{m_m}{m_{np}}. \quad (2)$$

В настоящее время, когда экономически оценивается каждая десятая доля выхода по току, особо важной становится задача контроля данного показателя. [2].

Для расчета количества полученного металла в ванне могут быть использованы химические или радиоактивные индикаторы, однако для получения достоверных данных контроль должен составлять не менее 15 дней. При увеличении количества определений и применении методов математической статистики для обработки полученных результатов контрольный период может быть сокращен до 3-5 дней. Однако эти методы связаны с большими затратами труда и применимы лишь в исследовательских целях. [3].

Количество наработанного металла можно оценить по количеству электричества прошедшего через электролизер за определенный промежуток времени. Счетчики ампер-часов обеспечивают учет количества электричества с точностью до 1%, что не отвечает современным требованиям.

Имеется ряд косвенных методов оценки выхода по току: по напряжению анодного эффекта, по температуре электролита, по составу анодных газов. Однако данными методами пока нельзя

количественно описать величину выхода по току из-за большого влияния вторичных факторов: неравномерность распределения температуры, взаимодействие CO_2 с углеродом анода и с водородом, поступающим сырьем и т.д. Количественная оценка выхода по току по напряжению анодного эффекта требует проведения дополнительных исследований для определенного типа ванн. На современных предприятиях анодный эффект позиционируется как аварийная ситуация и происходит достаточно редко (0,05-0,3 шт/сут), оценка выхода по току по напряжению анодного эффекта не целесообразна.

В настоящее время на практике широко используют метод, когда массу наработанного металла определяют, погружая лом в расплав ванны. Используемый метод является наиболее простым в осуществлении и не отвечает требованиям необходимой точности, в связи с большим количеством неучтенных факторов.

Не один из выше описанных способов контроля выхода по току не применяется на отечественных предприятиях вследствие своей не надежности и трудности реализации.

Система АПГ – основной контролирующей орган электролизера

Компания ООО «Бош Рексрот» совместно с кафедрой Металлургии цветных металлов СПГГИ (ТУ) разработали новую концепцию управления алюминиевым электролизером, в которой главным управляющим органом является система АПГ. Помимо основной своей задачи – обеспечение питания электролизера глиноземом, системы АПГ «Бош Рексрот» позволяют при каждом пробивании корки определять уровни электролита и металла.

Новые системы АПГ «Бош Рексрот» построены на системе обратной связи от сигналов с системы АСУТП. Оптимизатор давления удерживает поршень цилиндра в верхнем положении в случае потери давления. Сброс воздуха централизован через специальное отверстие с глушителем. При реализации системы самодиагностики легко обнаружить разрывы цепи, нарушения электроизоляции, утечки сжатого воздуха через резиновые манжеты, наличие холостого хода пробойника. Системы АПГ могут частично контролировать изменение параметров. Например, по глубине опускания штока и началу контакта «пробойник-электролит» можно определить уровень расплава в ванне. Зная глубину шахты электролизера и форму рабочего пространства ФРП, а также вес каждого сантиметра расплава, можно контролировать изменение высоты расплава. Через величину напряжения в МПР определять уровень металла. При помощи пневмоустройства, встроенного в пробойник после корки электролита можно измерять температуру электролита и концентрацию глинозема.

Нами проводятся дальнейшие исследования, направленные на возможность определения системой АПГ «Бош Рексрот» при каждом пробивании корки приращения массы металла, а, следовательно, и выхода по току на ванне. Постоянный контроль над изменением выхода по току позволит выявить количественные зависимости влияния отделенных факторов на энергоэффективность процесса.

В данном случае система АПГ является основным элементом управления (brain system) электролизером через АСУТП по сигналам датчиков. Изменение приоритетов для систем АПГ ставит перед технологами новые задачи, и позволит создать экономичный высокоуправляемый электролизер с минимальным влиянием человеческого и временного фактора.

Заключение

Эффективное использование энергоресурсов это – управление энергорежимом электролизных предприятий, в основе которого лежит определенная система планирования и контроля. Контроль является инструментом достижения поставленных целей. Определение оптимальных целей энергетических параметров является функцией системы планирования, которая позволяет увеличить технико-экономические показатели и стабилизировать технологию электролизных производств. Поиск целей энергетических параметров имеет оптимизационный характер.

Основными показателями, определяющими энергетическую эффективность работы электролизера, являются выход по току и удельный расход электроэнергии, которые необходимо постоянно контролировать. Эффективное решение данной проблемы позволит разработать технические решения, направленные на снижение энергоемкости и повышение конкурентоспособности электролиза алюминия.

ЛИТЕРАТУРА

1. Журавин В.Д. Особенности электрообеспечения алюминиевых электролизеров / В.Д.Журавин, М.Я.Минцис – М., 1982 – 77 с.
3. Grotheim K. Introduction to aluminium electrolysis. Understanding the Hall-Heroult process / K. Grotheim, H.Kvande – Dusseldorf, 1993 – 211 с.
3. Tarcy G.P. Current efficiency in prebake and Soderberg cells / G.P.Tarcy, K.Torklep // Light metals, 2005 – с 319-323.

ДОЖИГАНИЕ АНОДНОГО ГАЗА АЛЮМИНИЕВОГО ПРОИЗВОДСТВА В АВТОНОМНОЙ УСТАНОВКЕ

Ю.И. Сторожев, Я.И. Петрова

ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

Термическая нейтрализация вредных составляющих анодного газа электролизеров с самообжигающимся анодом возможна в горелках, расположенных на электролизных ваннах, в газосборных колоколах внизу анода и в автономных устройствах, установленных за пределами электролизеров до системы газоочистки.

Идея централизованного термического обезвреживания газообразных токсичных выбросов в автономной установке в отношении дожигания анодных газов электролизного производства алюминия впервые реализована в работах [1, 2]. Сбор концентрированных анодных газов, выделяющихся на электролизерах, их транспортирование по трубопроводам до топочного устройства и централизованное термическое обезвреживание стало возможным благодаря снижению энергетического потенциала анодного газа при переходе алюминиевого производства на сухую анодную массу. Содержание СО и смолистых веществ в анодном газе уменьшилось практически в 2 раза. Теплота горения анодного газа уменьшилась в 1,5 раза. Низкое содержание СО и смолистых веществ в анодном газе практически исключает его пожаро и взрывоопасность.

Автономная установка включает циклонную топку и тангенциальную горелку, спроектированные на дожигание 700-800 м³ анодного газа в час. Размеры топки: высота -1140 мм, диаметр – 680 мм. Горелка состоит из камеры смешения с тангенциальным подводом газа и воздуха высотой 240 мм и камеры дожигания высотой 1060 мм. Камера дожигания охвачена по периметру с зазором 30 мм экраном – теплообменником. Расход воздуха и объем газоотсоса могут регулироваться поворотными заслонками.

Подвод анодных газов к горелке осуществляется параллельно подводу анодных газов к циклонной топке. Отвод дымовых газов запроектирован по вспомогательному газоходу, врезаемому в основной газоход за циклонной топкой. Для осуществления совместной или раздельной работы циклонной топки и тангенциальной горелки предусмотрены отсечные шиберы. Горение факела в топке и горелке контролируется визуально и по показаниям термопар.

В процессе подготовки установки к централизованному дожиганию анодных газов щелевые отверстия горелок, установленных на ваннах, герметизировали термостойким изоляционным материалом. В первом варианте щелевые отверстия герметизировали деформируемым огнеупорным пористым материалом, а во втором варианте – увлажненным слоем листового асбеста. Кроме того, во втором варианте горелки заглушали в процессе герметизации, а пылеосадительные камеры тщательно герметизировали шнуровым асбестом. Параметры анодного газа на входе и выходе из установки централизованного дожигания приведены в таблице.

В первом варианте воздух частично поступал в горелки через щели, герметизированные пористым материалом. Как следует из данных таблицы анодный газ дожигался в них до содержания СО около 5%. Затем он поступал в установку централизованного дожигания, в которой термически обезвреживался в циклонной топке или тангенциальной горелке с дополнительной подачей дизельного топлива или пропан-бутана.

Во втором варианте, благодаря полной герметизации щелевых горелок, пылеосадительных камер и заглушиванию горелок в процессе герметизации, анодный газ на входе в установку сохранял исходную концентрацию СО в пределах 32-36,5 процента и мог гореть без дополнительной подачи дизельного топлива. Однако по ряду причин организационного характера второй вариант не был реализован ни с использованием топки, ни с использованием тангенциальной горелки.

Эксперименты показали, что при централизованном дожигании содержание пыли в анодном газе на 40-45% выше, чем в обычном процессе, поэтому перед входом в установку целесообразно установить пылеосадительную камеру.

Температура дымовых газов на выходе из установки до разбавления их охлаждающим воздухом достигала 650-790 °С. Температура дымовых газов во втором варианте дожигания анодного газа по расчету должна составить 900-910 °С. Для использования тепла от сжигания анодных газов

Таблица 1

Параметры анодного газа

Место отбора проб	Расход, нм ³ /ч	СО		Пыль, мг/нм ³	Смолистые, мг/нм ³
		мг/нм ³	%		
1 вариант					
Вход	399	58000	4,64	2125	200,3
Вход	387	57500	4,60	2148	154,8
Выход	10777	5835	0,46	72,00	8,45
Выход	7399	1500	0,12	130,10	60,10
Выход	7337	10600	0,85	19,10	13,62
Выход	4895	500	0,04	201,66	59,31
2 вариант					
Вход. Горелки на ваннах не герметизированы	467	11670	0,93	1673	230,6
Вход. Горелки на ваннах герметизированы	395	410000	32,8	2411	537,50
Вход. Горелки на ваннах герме- тизированы и заглушены	482	456000	36,48	2301	576,67

установка в перспективе может быть оборудована теплообменным устройством, в котором возможен нагрев воды до температуры 100-150 °С. Нагретую воду можно подавать в теплосеть города. Количество теплоты, которое возможно снять в теплообменном устройстве, в расчете на одну ванну составляет 63 кВт (0,054 Гкал/ч), а на весь завод (1760 ванн) – 111000 кВт (95 Гкал/час).

Экономический эффект основан на стоимости утилизированной теплоты в виде воды, нагретой дымовыми газами при централизованном термическом обезвреживании анодных газов электролизного производства алюминия. Стоимость утилизированной теплоты с каждой ванны при стоимости одной гигакалории, например, 400 рублей по расчету составляет 189 тысяч рублей в год. Экономический эффект может быть дополнен также за счет стоимости предотвращенных вредных выбросов на ТЭЦ при производстве эквивалентного количества теплоты.

ЛИТЕРАТУРА

1. Патент №2321687. Сторожев Ю.И., Куликов Б.П., Бруер Г.Г. и др. «Способ термического обезвреживания анодных газов алюминиевого электролизера и устройства для его осуществления».

2. Сторожев Ю.И., Фризоргер В.К., Ткаченко Д.В. и др. Централизованное термическое обезвреживание анодных газов алюминиевого производства. Технично-Экономический вестник РУСАЛа, 2006, №16, с.32-33.

ЧАСТЬ 5. ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ И АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА КАК ОДИН ИЗ ЭФФЕКТИВНЫХ ПУТЕЙ ВЫХОДА РОССИИ ИЗ КРИЗИСА

П.П. Безруких

Д.т.н., заместитель генерального директора ГУ «ИЭС»,
Председатель Комитета по проблемам использования ВИЭ РосСНИО,
Академик-секретарь секции «Энергетика» РИА,
г. Москва, Россия

К выводу о том, что возобновляемая энергетика является одним из путей выхода из кризиса, зарубежные политики и экономисты пришли, по крайней мере, два года назад, выделяя огромные субсидии и осуществляя всевозможные меры стимулирования развития этой отрасли. Автор попытался сформулировать аргументы, а точнее – просуммировать мнения многих российских специалистов, в пользу развития возобновляемой энергетики в России, не смотря на то, что наша страна является крупнейшим экспортером всех видов органического топлива.

К таковым относятся:

- возобновляемая энергетика (ВЭ) – это наиболее быстрый и дешёвый способ решения проблем энергоснабжения (электроэнергия, тепло, топливо) удаленных труднодоступных населенных пунктов, не подключенных к сетям общего пользования, фактически речь идет о жизнеобеспечении 10-15 млн. человек;
- сооружение энергетических установок возобновляемой энергетике – наиболее быстрый и дешевый способ энергообеспечения предприятий малого и среднего бизнеса, а это дополнительные рабочие места в деревнях и малых городах, где безработица – прямой путь к нищете;
- сооружение объектов возобновляемой энергетике не требует больших единовременных капитальных вложений и осуществляется за короткое время (один – три года), в отличии от 5-10 летних периодов строительства объектов традиционной энергетике;
- крупные объекты возобновляемой энергетике – это сокращение дефицита мощности и энергии в дефицитных энергосистемах, т.е. устранение препятствий в развитии промышленности (о справедливости этого тезиса будет сказано ниже);
- развитие возобновляемой энергетике – это развитие инновационных направлений в промышленности, расширение внутреннего спроса на изделия машиностроения, а также расширение экспортных возможностей. Только на основе расширения внутреннего спроса возможно устойчивое развитие страны, как справедливо утверждают настоящие экономисты всех общественных формаций.
- в технологиях возобновляемой энергетике реализуются последние достижения многих научных направлений: метеорологии, аэродинамики, электроэнергетики, теплоэнергетики, генераторо- и турбостроения, микроэлектроники, силовой электроники, нанотехнологии, материаловедения, автоматике и т.д. В свою очередь развитие наукоемких технологий имеет значительный социальный и макроэкономический эффект, в виде создания дополнительных рабочих мест за счет расширения научной и производственной, строительной и эксплуатационной инфраструктуры;
- создание возможности экспорта наукоемкого оборудования;
- повышение экологической безопасности в локальных территориях, т.е. снижение вредных выбросов от электрических и тепловых установок, что особенно актуально для городов со слож-

ной экологической обстановкой, мест массового отдыха населения, санаторно–курортных местностей и заповедных зон;

- повышение энергетической безопасности субъектов РФ за счет диверсификации топливно-энергетического баланса;
- отсутствие потенциальной опасности техногенной катастрофы при любом виде разрушения энергоустановок на базе ВИЭ;
- неисчерпаемость ресурсов ВИЭ.

И, наконец, не последним аргументом в пользу развития возобновляемой энергетики является тот факт, что она успешно развивается в более чем 80 странах, среди которых есть богатые и бедные, развитые и развивающиеся, северные и южные. Во всех этих странах развитие возобновляемой энергетики является приоритетной государственной задачей.

И как один из результатов – высокие темпы развития фотоэнергетики и ветроэнергетики с 2006 – 2009 годах соответственно 45-50% и 25-30% к предыдущему году.

Таковы основные «за» развитие возобновляемой энергетики.

Выводы и предложения.

1. Развитие возобновляемой энергетики в зарубежных странах обусловлено стремлением снизить зависимость от экспорта энергоресурсов, снизить отрицательное воздействие энергетики на природу, стремлением завоевать рынки сбыта наукоемкого и высокотехнологического оборудования.

Эти факторы сочетаются с идеологией рассматривающей развитие возобновляемой энергетики как действенный путь вывода из кризиса.

2. Признание перспектив возобновляемой энергетики за рубежом носит всеобщих характер и идея её развития находит поддержку бизнеса, правительств и населения. Более 70 стран мира объявили о своих конкретных целях в области использования ВИЭ, объявив к определенному году обеспечить установленный ввод мощностей, либо достижение определенной доли ВИЭ в производстве электрической или первичной энергии.

Более 60 стран мира осуществляют стимулирование возобновляемой энергетики посредством установления специальных тарифов на производимую электрическую энергию.

Более 50 стран осуществляют стимулирование установив нетарифные меры (налоговые льготы, прямое субсидирование и т.д.)

В результате такой политики в развитии возобновляемой энергетики принимают активное участие крупнейшие нефтяные, газовые и электроэнергетические компании. Поэтому темпы роста всех направлений возобновляемой энергетики превышают темпы роста экономики стран. При этом ветроэнергетика в кризисные годы развивалась с темпами 20-25% к предыдущему году, а фотоэнергетика – с темпом 40-45%. К 2020 году доля ветровой энергии в производстве электрической энергии в мире достигнет или даже превысит 10%.

3. Россия имея ресурсы всех видов ВИЭ, разработанное оборудование на современном уровне (кроме мощных ветроустановок) катастрофически отстает по объему использования ВИЭ, хотя внутренняя потенциальная потребность в развитии возобновляемой энергетики гораздо шире, чем во многих зарубежных странах с развитой возобновляемой энергетикой.

После принятия Государственной Думой Закона № 250-ФЗ, установившего изменения к закону № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», касающиеся стимулирования возобновляемой энергетики, прошло два года, Однако соответствующие подзаконные акты не приняты.

Следовательно, для обеспечения баланса интересов населения, государства, науки и бизнеса необходимо:

- Разработать и утвердить подзаконные акты, обеспечивающие реализацию изменений федерального закона № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», касающиеся производства электрической энергии на основе использования ВИЭ.

- Разработать законопроект или изменения к существующим федеральным законам обеспечивающие:

- стимулирование производства тепловой энергии и топлива на основе использования ВИЭ;
- стимулирование производства электрической и тепловой энергии на основе использования ВИЭ для индивидуального и группового использования.

- Разработать изменения к федеральному закону «Об обороте спиртосодержащей продукции», предусматривающие освобождение от акцизного налога производителей биоэтанола.

Необходимо помнить, что все безисключения отрасли современного топливно-энергетического комплекса на начальном периоде своего развития во всех странах развивались на базе государственного финансирования и разнообразной государственной поддержки.

РОССИЙСКАЯ БИОЭНЕРГЕТИКА И РАЗВИТИЕ ВНУТРЕННЕГО РЫНКА. НУЖНА ЛИ МИРОВОМУ СООБЩЕСТВУ АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ИЛИ ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА?

Е.С. Панцхава

ЗАО Центр «ЭКОРОС», г. Москва, Россия

«... нам нужно не только наращивать добычу полезных ископаемых, но и добиваться лидерства во внедрении инноваций – как в традиционной, так и в альтернативной энергетике» (Д.А. Медведев, Послание к Федеральному собранию. Декабрь, 2009).

Несмотря на твердое убеждение Президента о необходимости развития и внедрения ВИЭ в народное хозяйство России в отечественных и зарубежных СМИ в связи с подготовкой и проведением в декабре 2009 г. в г. Копенгагене Международного Форума по проблеме «Глобального потепления» развернулась полемика: **Существует ли глобальное потепление и нужна ли альтернативная или возобновляемая энергетика?**

Такая точка зрения не только ошибочна, но и вредна!

Энергетика, как российская, так мировая, единое целое и нельзя противопоставлять одно направление современной энергетике другой. Каждое из этих направлений решает свою задачу в рамках проблемы обеспечения народонаселения энергией и топливом с одновременным решением проблем экологии.

Определенные направления возобновляемой энергетике (ветроэнергетика-, биогаз, солнечная, этанол, фотоэлектричество и др.) начали развиваться и внедряться в связи с решением каких-либо хозяйственных или космических задач в конце 20-х годов прошлого столетия в России (ранее в СССР) задолго до возникновения знаменитого мирового энергетического кризиса 1972-1974 годов.

Известные данные о промышленных запасах ископаемого углеводородного сырья, темпы его потребления США, ЕС и развивающимися странами (Китай, Индия, Бразилия и др.) и прогноз поддушевого потребления углеводородов в США и ЕС позволяет предположить, что в ближайшие 30-50 лет эти запасы быстро иссякнут.

При условии, если в ближайшие 30 лет три Азиатские страны (Китай, Индия и Индонезия) достигнут европейского уровня потребления нефти и газа, то в год они будут потреблять 95% их современной добычи, что по нефти будет составлять 4.4% разведанных мировых запасов и по газу 1.8% от мировых разведанных запасов.

Прогнозируется, если к 2050 году население мира составит 9.2 млрд. человек и все они выйдут на европейский уровень потребления ископаемых углеводородов в год, то ежегодное мировое потребление составит 18.3 млрд. тонн/год или 16% от разведанных мировых запасов, а природный газ 12 трлн. куб. м/год или 6.7% от разведанных мировых запасов.

Если через 10-15 лет Россия выйдет на американское поддушевое потребление нефти, то ее добычу в России нужно довести до 900 млн. тонн/год против 500 млн. т/год в 2007г.

Совершенно очевидно, что мир должен активно изыскивать новые промышленные источники энергии и топлива, что бы не провозглашали отечественные и зарубежные пессимисты.

Евросоюз и США всерьез взяли курс на развитие альтернативных источников энергии.

ЕС объявил о необходимости увеличения финансирования 10-летней программы развития альтернативной энергетике на 50 млрд. евро. Ожидается, что к 2020 году в развитых странах 20% всей потребляемой энергии будет вырабатываться без сжигания нефти и газа. Все это нанесет мощный удар по России, которая пока по-прежнему делает ставку на экспорт углеводородов. (Алексей Земцов).

России при условии американского поддушевого производства ВВП необходимо будет производить в год ВВП на сумму 6.54 трлн. ам. долл./год. Для достижения указанного уровня производства ВВП Россия должна в год производить до 1770 млрд. кВт ч/год электроэнергии и в соответствии с Постановлением Правительства России –январь 2009 г. вклад ВИЭ должен составить 4.5% или 79.7 млрд. кВт ч/год.

По расчетным данным в 2009 г. производство электроэнергии из отходов АПК (отходы КРС, Свиноводства – крупных хозяйств и птицефабрик) могло бы составить 82.43 млрд. кВт·ч/год, что перекрывает прогноз Энергетической стратегии России к 2020 г. по получению электроэнергии из ВИЭ.

Таким образом, общий вклад ВИЭ при государственном подходе к решению проблемы может быть значительно выше.

Вклад Российской Биоэнергетики в общий энергобаланс может быть значительно выше и в сумме будет не менее 900 млн. т.т./год. при современного энергобалансе 1600 млн. т.т./год.

Вклад ВИЭ в российскую экономику можно оценить на примере потенциальных возможностей широкого внедрения биогазовых технологий в АПК.

Россия имеет современные промышленные технологии по переработке биомассы в биотопливо и энергию.

Общее количество органических отходов АПК по факту на 2005 г. составило 624.2 млн. т (225 млн. т по св.) с общим валовым энергосодержанием – 80.6 млн. т у.т. Широкое использование отечественной биоэнергетики в народном хозяйстве затребовано современной экономикой России, и она может сыграть существенную роль в развитии Внутреннего рынка России.

В соответствии с Энергетической стратегией России до 2020 года главная составляющая энергетической политики – это развитие внутренних топливно-энергетических рынков.. Биоэнергетика может стать частью этого рынка, особенно в АПК и ЛПК, объединив интересы сельскохозяйственного производства и лесопромышленного комплекса с рядом отраслей промышленности: горнодобывающей – уголь, железная руда; угольной – кокс; металлургической – чугун, сталь; машиностроением и т.д.

Общее потенциальное количество биореакторов-метантенков, необходимых для переработки всех образуемых отходов в животноводстве, свиноводстве и птицеводстве по хозяйствам всех видов собственности может составить до 3.8 млн. комплектов: для крупных сельскохозяйственных предприятий – 18.7 тысяч при общем объеме 7.48 млн. куб. м, для фермерских и крестьянских – 37.7 тысяч при общем объеме – 603 тысячи куб. м, для личных и индивидуальных – 3.77 млн. при общем объеме – 7.6 млн. куб. м.

На создание такого количества и такого общего объема биореакторов-метантенков требуется до 1313.7 тысяч тонн стали: 1463.0 тысяч тонн чугуна, - и 11.83 млрд. кВт час электроэнергии. Потребность в железной руде составит – 5.81 млн. тонн: в коксе – 2.144 млн. тонн, в известняке – 1462.9 тысячи тонн, 2.52 млн. тонн антрацита.

Широкое внедрение биогазовых (биоэнергетических) станций и установок в общее сельскохозяйственное производство России может создать и расширить дополнительный внутренний рынок, связывающий потребности сельского хозяйства в энергетике с горно-добывающей, угольной, металлургической и машиностроительной отраслями отечественной экономики.

ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ВИЭ В РФ. ЗАКОНОДАТЕЛЬНАЯ БАЗА

П.А. Понкратьев

ОАО «РусГидро», г. Москва, Россия

Развитие и поддержка ВИЭ в РФ определены законодательно, идет разработка системы поддержки на основе ФЗ № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», с изменениями и дополнениями ФЗ № 250-ФЗ от 04.11.2007 г.

Законодательное определение мер поддержки ВИЭ.

Целевые показатели развития ВИЭ в РФ: «Об определении Основных направлений государственной политики ...» Распоряжение Правительства № 1-р от 08.01.2009 г.

Квалификация генераторов ВИЭ: «О Квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования ВИЭ» ПП № 426 с изменениями Постановление Правительства № 58 от 05.02.2010.

Система сертификации и движение сертификатов: Приказ Минэнерго России «О порядке ведения реестра выдачи и погашения сертификатов ...»

Система коммерческого учета производства электроэнергии: «Временные правила организации коммерческого учета электрической энергии утверждены НП «Совет рынка» 27.02.2009 г.

Разрабатываемые нормативные акты/Постановления Правительства:

- 1) Компенсация стоимости технологического присоединения до 25 МВт
- 2) Установление надбавки, методика RAB для генерации
- 3) Внесение изменений в правила оптового, розничных рынков, рынок мощности

Развитие использования возобновляемой энергетики – инновационный путь развития электроэнергетики.

Главный шаг на пути развития ВИЭ – формирование приоритета развития ВИЭ на национальном уровне:

- Завершение принятия комплекта нормативно-правовых актов, предусмотренных действующим законодательством.
- Дальнейшее совершенствование законодательства в части энергосбережения и возобновляемой энергетики: подготовка Федерального закона о поддержке развития ВИЭ, подготовка проектов федеральных законов «О теплоснабжении» .
- Стимулирование отечественных разработок, поддержка трансферта технологий, локализации производства ВИЭ оборудования, в РФ.
- Исследование и защита потенциалов и ресурсов ВИЭ (геополя, схемы и створы рек, площадки для прочих ВИЭ).
- Государственная поддержка отдельных проектов ВИЭ (особенно в изолированных энергозонах).
- Подготовка квалифицированных кадров.
- Популяризация возобновляемой энергетики и энергосбережения в целом.
- Формирование региональных программ развития ВИЭ.

ТЕХНОЛОГИИ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ И АККУМУЛИРОВАНИЯ ВЕТРОВОЙ И ГИДРОЭНЕРГИИ

В.В. Елистратов

ГОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет»,
г. Санкт-Петербург, Россия

На современном этапе развития промышленной энергетики все большее развитие получают технологии безтопливного производства энергии и прежде всего за счет использования возобновляемых источников энергии. Движущими силами этого развития является понимание исчерпаемости органических топлив, все большая труднодоступность месторождений и удорожание добычи и транспорта, экологические преимущества ВИЭ по сравнению с НИЭ, региональная и национальная энергонезависимость и энергобезопасность при использовании местных ВИЭ. Исходя из этого, темпы развития технологий использования ВИЭ значительно превосходят технологии органической энергетики, а их доля в энергетическом секторе экономики неуклонно возрастает. Так, ежегодный прирост мощности на ВЭС составляет около 25-30%, а общая мощность в 2009 году достигла 157,9 млн.кВт, то есть это уже не «нетрадиционный» источник энергии, а вполне сформировавшаяся отрасль. Но если технологии ветроэнергетики развиваются ускоренными темпами последние 10-12 лет, то гидроэнергетика является давно развивающейся мощной отраслью энергетики, имеющей вместе с малой гидроэнергетикой общую мощность около 950 млн. кВт.

Технологии сетевой ветроэнергетики развиваются в направлении увеличения единичной мощности ВЭУ, сооружения крупных ветропарков с единой инфраструктурой, а также все более активным освоением шельфовых зон и вынос ветропарков в море. Все эти направления могут объясняться стремлением снизить удельные капитальные вложения в ВЭУ и ВЭС и снизить себестоимость производства электроэнергии. За 25 лет единичная мощность серийных ВЭУ возросла с 30 до 7000 кВт (в 200 раз), диаметр ветроколеса увеличился с 15 до 126 метров (более чем в 8 раз), годовое производство электроэнергии одним агрегатом увеличилось в 600 раз. Значительные изменения с течением времени претерпели компоновочные решения по размещению оборудования в гондоле. В отличие от редукторных, все большее распространение получают безредукторные схемы соединения ветроколеса и генератора, а также схемы выдачи мощности с частотным регулированием, что позволяет более эффективно управлять ВЭУ (рис.1). Кроме того, имеются примеры ВЭУ с редуктором и ротором на постоянных магнитах (WWD-3 MW).

Удельные капитальные вложения в ВЭУ снизились примерно в 2 раза и составляют сейчас около 1000-1300 евро/кВт для наземных ветропарков и около 2000 евро/кВт для морских ВЭС, а себестоимость энергии снизилась 3-4 раза и составляет около 5 евроцентов/кВт-ч для наземных ВЭС и около 7 евроцентов/кВт-ч для морских ВЭС (при весьма значительном разбросе в страновом и региональном аспектах). Большую роль в стоимости оборудования и

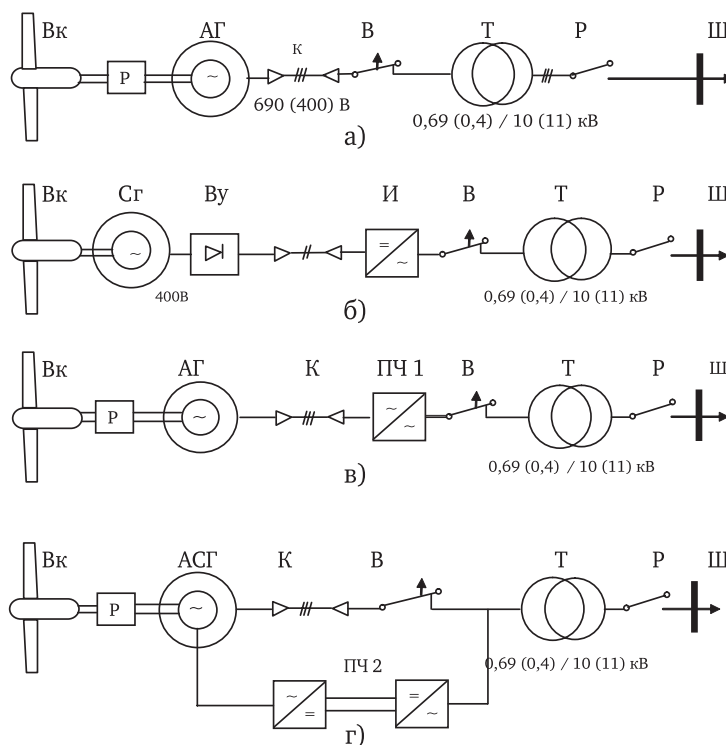


Рис. 1. Компоновочные решения ветроагрегата и схемы выдачи мощности: а) схема с редуктором и асинхронным генератором; б) безредукторная схема с синхронным генератором; в) схема с асинхронным генератором и преобразователем частоты; г) схема с преобразователем частоты в обмотке ротора

цене энергии играют компоновочные, конструктивные и технологические особенности ВЭУ.

В 2009 году на ВЭС мира выработано около 340 ТВт·ч электроэнергии, это около 1,7% произведенной электроэнергии (20514 ТВт·ч), при этом в различных странах эта доля различна:

Дания – 20%, Португалия – 15%, Испания – 14%, Германия – 9%.

Увеличение доли ветроэнергии, особенно в региональных сетях, может приводить:

- к ухудшению качества электроэнергии,
- увеличению риска «раскачивания» энергосистемы, особенно в региональных сетях;
- снижению надежности энергоснабжения

Меры по преодолению этих проблем на уровне оборудования и сетевого энергоснабжения могут быть следующие: использование новых схем оборудования ВЭУ; использование новых схем подключения ВЭУ к сети; закольцовывание сетей и расшивка «узких мест» в сетях; использование схем компенсации недовыработки ВЭУ путем объединения их с ГЭС и создание ЭК «ГЭС-ВЭС».

Технологии гидроэнергетики исторически делятся на использование водной энергии в зависимости от создаваемого напора с помощью гидроэлектростанций деривационного, приплотинного и руслового типов. Для эффективного использования переменного речного стока и обладанию свойствами маневренности при работе в энергосистеме, ГЭС должно иметь водохранилище. В зависимости от полезного объема ГЭС может обеспечить сезонное, годовое или многолетнее регулирование стока. При использовании аккумулирующих способностей водохранилища ГЭС происходит перераспределение водного потока во времени, при этом водохранилище ГЭС является аккумулятором энергии – накапливая ресурс (вода) обладающий потенциальной энергией.

В период малых нагрузок в энергосистеме агрегаты ГЭС работают с неполной мощностью и происходит накопление воды в водохранилище, повышая напор и аккумулируя потенциальную энергию.

С наступлением пиков нагрузки агрегаты ГЭС включаются на полную мощность. В маловодный период расходует вода, аккумулированная в водохранилище при многоводном периоде. Однако водохранилище в качестве аккумулятора энергии, возможно, использовать не только для ГЭС, но и для других станций, например станций для ВЭС, в которых проблема аккумулирования стоит наиболее остро. В этом случае ГЭС и ВЭС работают параллельно. ВЭС разгружает агрегаты ГЭС и экономит воду в водохранилище, создавая дополнительную емкость. Такой энергокомплекс позволяет без потерь запасть выработанную ВЭС электрическую энергию в виде потенциальной энергии воды в водохранилище и в необходимое время преобразовать ее обратно через агрегаты ГЭС. Таким образом, не происходит двойного преобразования энергии ВИЭ, что обуславливает высокую эффективность аккумулирования энергии ~95%. Время хранения запасенной энергии практически неограниченно, так как потери связаны только с испарением воды с поверхности водохранилища и ее фильтрацией через грунт.

В зависимости от объема водохранилища и типа регулирования стока может быть оптимизирована работа ЭК «ВЭС-ГЭС» с возможностью прогнозирования гарантированной выработки ВЭС на предстоящие промежутки времени (на сутки вперед, на неделю, месяц и даже год). Пример такого прогнозирования на примере одного из вариантов ветропарка «Нижняя Волга» приведен на рис. 2.

Кроме прогнозирования выработки также можно рассчитывать гарантированную с различной обеспеченностью мощность ВЭС, исходя регулирующих возможностей водохранилища в различные сезоны года.

Таким образом, все увеличивающаяся доля использования ветровой энергии при энергоснабжении, особенно в региональных, слабо закольцованных сетях может создавать проблемы с качественном энергоснабжением потребителей, однако могут быть предложены мероприятия и технологии, повышающие надежность энергоснабжения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Елистратов В.В. Использование возобновляемой энергии: учебное пособие. – СПб, Изд. СПбГПУ, 2010, 14,0 п.л.

2. Бальзанников М.И., Елистратов В.В. Возобновляемые источники энергии. Аспекты комплексного использования. – Самара, СамГАСУ, 2008, 331 с.

3. Безруких П.П. Использование энергии ветра. Техника, экономика, экология. – М., Колос, 2008, 196 с.

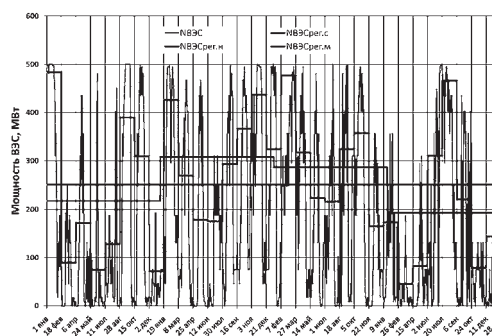


Рис. 2

ПЕРСПЕКТИВЫ И ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВИЭ В КРАСНОЯРСКОМ КРАЕ, РЕСПУБЛИКАХ ХАКАСИЯ И ТЫВА

Н.В. Цугленок, А.В. Бастрон, А.В. Чебодаев, Н.Б. Михеева

ФГОУ ВПО «Красноярский государственный аграрный университет»,
г. Красноярск, Россия

Возобновляемый источник энергии (ВИЭ) – это источник, в названии которого отражается либо источник возникновения (солнечная, гидравлическая, геотермальная и др.), либо природное явление (ветровая, приливная и т.д.), либо вид энергоносителя (биомасса).

Суммарная установленная мощность **солнечных** электростанций в мире составляет порядка 400 МВт. В мире общая площадь действующих солнечных коллекторов превышает 70 млн м², годовое производство их составляет более 1,7 млн м². В России потенциальные ресурсы солнечной энергии в год составляют 2300 млрд т у.т. Установленная мощность электростанций составляет порядка 0,5 МВт, площадь солнечных коллекторов – 0,1 млн м². По прогнозам, использование солнечной энергии в мире увеличится в 15 раз к 2050 году, в 40 раз – к 2100 году [1].

Установленная мощность **ветроустановок** в мире составляет около 24 ГВт. В России потенциальные ресурсы энергии ветра в год составляют 26,7 млрд т у.т, установленная мощность ветроустановок – 4 МВт. Самые мощные ветропарки в Калининградской области (3,6 МВт) и на Чукотке (1,5 МВт). По прогнозам, производство энергии за счет ветрового потока увеличится в 13 раз к 2050 году, в 30 раз – к 2100 году [1].

В настоящее время общая мощность **малой гидроэнергетики** превысила 70 ГВт. В России действуют около 300 малых ГЭС с суммарной мощностью 1 ГВт. В последние годы введены десятки малых ГЭС, в том числе на Камчатке (2 МВт), Республике Алтай (0,4 МВт). По прогнозам, к 2020 году общая мощность малых ГЭС увеличится вдвое, прежде всего за счет развивающихся стран. К концу XXI века ожидается увеличение производства электроэнергии малыми ГЭС в 6 раз [1].

Энергия биомассы может быть использована в следующих направлениях: прямое сжигание, производство биогаза из сельскохозяйственных и твердых бытовых отходов, производство этилового спирта. Ежегодно на Земле вырабатывается до 83 млрд т биомассы, полезно используется только 9 млрд т. В странах Европейского Союза доля биомассы в ВИЭ составляет 45%. В России потенциальные ресурсы энергии биомассы в год составляют 10 млрд т у.т. В энергетических целях используются различные виды биомассы: торф, дрова, древесные отходы лесозаготовительных и деревоперерабатывающих предприятий, отходы животноводства и растениеводства. По прогнозам производство энергии на основе биомассы увеличится в три раза к 2050 году, в пять раз к 2100 году.

Таким образом, дальнейшее развитие энергетики в мире предполагает широкое использование возобновляемых видов энергии. Доля производимой электроэнергии на ВИЭ в мире достигла 5%; к 2020 году ожидается рост до 13%, к 2060 г. – на 33%.

Эффективность применения ВИЭ для энергоснабжения потребителей зависит от энергетического эффекта частичного или полного замещения традиционных генерирующих мощностей. Энергетический эффект определяется суммарной экономией энергоресурсов, используемыми традиционными источниками, эффектом от снижения загрязнения окружающей среды и другими факторами.

Экономическая эффективность применения ВИЭ отражает соотношение между полезным результатом и затратами, необходимыми для их достижения. Различные методики, применяемые для оценки экономической эффективности и выбора оптимального варианта источника энергоснабжения, основываются на стоимостных показателях. Основным экономическим показателем является себестоимость производства энергии:

$$C_{\text{ВИЭ}} = \frac{I}{Q}, \quad (1)$$

где I – эксплуатационные расходы, Q – объем производства энергии.

Уровень себестоимости зависит от величины амортизационных отчислений и затрат на текущий ремонт, которые обусловлены конструкцией и величиной капиталовложений в установку,

но основным фактором является годовое производство энергии. Эффективность работы энергетической установки, использующей ВИЭ, оценивается коэффициентом использования установленной мощности. Очевидно, что для ветроэнергетической установки (ВЭУ) этот коэффициент зависит от величины среднегодовой скорости ветра, для солнечных электростанций (СЭС) – от количества суммарной солнечной радиации, поступающей на солнечные батареи СЭС за год.

Одним из простых способов оценки экономической эффективности использования ВИЭ являются срок окупаемости единовременных затрат, который определяется:

$$T_{ок} = \frac{K}{D - И}, \quad (2)$$

где K – капиталовложения в строительство энергоустановки, использующей ВИЭ, руб;

D – доход за счет замещения органического топлива на тепловых электростанциях, руб.

Величина дохода будет определяться не только количеством замещаемого топлива и его ценой, но и снижением ущерба от возможного загрязнения окружающей среды.

Выводы и рекомендации

1. Потенциальные ветроэнергетические ресурсы Красноярского края, территориально разбитого на семь зон со скоростью ветра от более 7 до мене 2 м/с при переходе от первой к седьмой ветровой зоне изменяются от 21,852 до 1,104 ГДж/м² в год. Технические ветроэнергетические ресурсы, в зависимости от конструктивных особенностей ВЭУ, изменяются при этом от 5,945 до 0,279 ГДж/м², а удельная мощность ветра, приходящаяся на единицу площади поперечного сечения воздушного потока, изменяется от 682 до 35 Вт/м².

2. Установлено, что уровень себестоимости энергии от энергоустановок, использующих ВИЭ, для потребителей Красноярского края выше, чем отпускная цена на электро- и тепловую энергию при централизованном энергообеспечении. Учитывая тенденцию роста тарифов на электро- и тепловую энергию, можно рассматривать энергоустановки, использующие ВИЭ для замещения традиционных источников, в ближайшей перспективе.

3. Энергоснабжение от энергетических установок, использующих ВИЭ (в первую очередь ветровую энергию в условиях удаленных северных поселков), экономически оправдано, т.к. они замещают ДЭС с себестоимостью производства электроэнергии на порядок выше.

4. Основной проблемой использования ВИЭ в энергетике Красноярского края, в том числе и в сельскохозяйственном производстве, является не только их высокая стоимость, но и проблемы с получением кредита. Основываясь на положительном опыте развитых стран по внедрению энергетических установок, использующих ВИЭ, в нашей стране необходима разработка и реализация государственной политики по поддержке этого направления развития энергетики, включающая не только разработку инновационных проектов, производство отечественного оборудования и его внедрение, но и дотации на первоначальном этапе.

5. Демонстрация возможностей энергетических установок, использующих ВИЭ, определение областей их применения для различных потребителей, их реклама, помощь во внедрении возможна через создание системы технопарков в различных регионах страны.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шерязов С.К. Возобновляемые источники в системе энергоснабжения сельскохозяйственных потребителей: Монография. Челябинск, ЧГАУ, 2008. – 302 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК В СИСТЕМАХ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕВЕРНЫХ ТЕРРИТОРИЙ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ

В.А. Тремясов, А.В. Бобров

ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

Стабильная электрификация отдаленных северных регионов Красноярского края до сих пор остается нерешенной задачей. Небольшие, в основном бытовые потребители – поселки расположены на большой территории и на значительном расстоянии друг от друга.

Основным источником электрической энергии здесь являются дизельные электрические станции (ДЭС), на которых сжигаются десятки тысяч тонн дизельного топлива в год. Доставка топлива в удаленные от транспортных магистралей пункты приводит к его значительному удорожанию. Стоимость дизельного топлива в местах нахождения ДЭС составляет более 600 \$ за тонну. Цена электроэнергии, отпускаемой потребителю, достигает более 25 руб./кВт·ч.

Изучение состояния существующего электроснабжения поселков полуострова Таймыр показало, что здесь функционирует несколько десятков автономно работающих ДЭС, обеспечивающих жизнедеятельность примерно 40 населенных пунктов на площади около 880 тыс. кв. километров с населением около 17 тыс. человек. Электроэнергия от ДЭС передается потребителям на небольшие расстояния по воздушным линиям электропередачи (ЛЭП) на напряжениях 0,4; 6 и 10 кВ.

Основное оборудование автономных ДЭС состоит из большого количества дизель-генераторов разных типов и модификаций. Мощность отдельных дизель-генераторов составляет от 100 до 1200 кВт.

Расходы на годовую закупку и доставку дизельного топлива для этих ДЭС составляют 313,1 млн. руб., в ряде случаев превышают 60% затрат на выработанную ими электроэнергию и постоянно растут.

Только юго-западная часть Таймыра имеет централизованное электроснабжение от Норильско-Таймырской энергосистемы. Остальная часть территории не имеет постоянного электроснабжения. Строить ЛЭП на напряжениях 110 и 220 кВ для связи изолированных населенных пунктов с энергосистемой в условиях Крайнего Севера экономически нецелесообразно.

Практически все населенные пункты региона расположены на берегах рек, большинство из них – в прибрежной зоне реки Енисей. Северные территории Красноярского края относятся к региону с экономически значимыми средними скоростями ветра. Технический потенциал ветроэнергетических ресурсов по Сибирскому округу составляет 12104 млрд. кВт·ч в год.

В таблице 1 приведены ветроэнергетические характеристики для ряда населенных пунктов Таймыра, в которых имеются метеостанции.

Таблица 1

Среднегодовая скорость и средние удельные мощность и энергия ветра в населенных пунктах Таймыра

Населенный пункт	Среднегодовая скорость ветра, м/с	$P_{уд}$, кВт/м ²	$W_{уд}$, кВт·ч/м ²
Волочанка	3,9	36,48	446,35
Хатанга	4,8	68,01	523,34
Остров Правды	5,1	81,58	1125,38
Дудинка	5,4	96,84	1191,70
Караул	5,6	108,00	1235,84
Диксон	6,5	168,89	1942,52

Оценивая перспективы ветроэнергетики для северных регионов Красноярского края, можно заключить, что в ближайшее время здесь будут внедряться автономные ВЭУ средней и малой мощности, работающие в изолированных системах электроснабжения совместно с ДЭС.

При благоприятных характеристиках ветра от 1 кВт установленной мощности ВЭУ можно получить в год 3000 кВт·ч электроэнергии со стоимостью 10-17 цент/кВт·ч.

Основной особенностью, отличающей ветроэнергетические установки (ВЭУ) от традиционных энергоисточников, является неравномерность во времени и случайный характер выработки электроэнергии.

Поскольку ВЭУ свойственна неравномерность в части выдачи мощности, их использование ставит изолированных потребителей в жесткую зависимость от природных условий. Поэтому для надежного и бесперебойного электроснабжения необходимо либо аккумулирование энергии, либо дублирование мощности с помощью энергоисточников на органическом топливе.

По условиям надежности электроснабжения ВЭУ должны рассматриваться в комплексе с ДЭС. Основной целью их внедрения является не замещение энергоисточников на органическом топливе, а сокращение производства энергии на них и, как следствие, экономия топлива и снижение выбросов вредных продуктов его сгорания в атмосферу. При этом экономическая эффективность ВЭУ определяется, в первую очередь, объемами вытесненного органического топлива.

Развивать сооружение ВЭУ в северных районах Красноярского края необходимо с целью:

- обеспечить электроэнергией децентрализованных потребителей и повысить энергетическую безопасность этого региона;
- снизить эмиссию CO₂ и других вредных выбросов от энергоисточников на органическом топливе;
- обеспечить диверсификацию топливно-энергетического баланса на основании неисчерпаемости возобновляемых ресурсов ветра;
- перейти на энергетически эффективное развитие общества;
- повысить уровень коммуникационного потенциала населения.

Принятие решений по сооружению ВЭУ должно основываться на объективной методике оценки их эффективности, комплексно учитывающей новые возможности ВЭУ, а также всю совокупность влияющих факторов.

При оценке экономической целесообразности создания ветродизельных комплексов может быть использован метод технико-экономического сравнения альтернативных вариантов электроснабжения по суммарным приведенным затратам на их реализацию при условии обеспечения равного энергетического эффекта.

Для внедрения ВЭУ в северных районах Красноярского края в ближайшее время требуется решение следующих задач:

- оценка возможности использования ВЭУ для региональной электроэнергетики;
- формулирование технических требований к ВЭУ на основе комплексного анализа ветроэнергетического потенциала и климатических условий региона;
- выбор и технико-экономическое обоснование площадок для строительства ветроэлектростанций;
- анализ надежности функционирования ВЭУ;
- комплексная оптимизация состава энергокомплексов в составе ВЭУ и ДЭС.

Для районов Крайнего Севера Красноярского края актуальной является задача обеспечения параллельной работы ВЭУ и ДЭС.

Совместная работа ВЭУ и ДЭС позволит в значительной мере решить вопросы, связанные с надежным электроснабжением потребителей, высокой стоимостью и доставкой дизельного топлива, а также с экологическими проблемами.

МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОЦЕНКА ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ, ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И БИОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ РЕГИОНА

Ю.С. Васильев, В.В. Елистратов, Г.И. Сидоренко

ГОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет»,
г. Санкт-Петербург, Россия

Более широкое использование возобновляемых источников энергии в России соответствует высшим приоритетам и задачам Энергетической стратегии России. Во многом энергетическая безопасность формируется на региональном уровне. Программы развития региональной энергетики формируются на основе кадастровых исследований возобновляемых энергетических ресурсов регионов. В докладе изложены методические аспекты получения ресурсных оценок ВИЭ для крупного региона.

Моделирование ресурсов ВИЭ выполнено на примере Республики Карелия. Этот регион удален от основных топливных баз страны. Большая часть топливно-энергетических ресурсов поступает в Карелию из соседних областей. На протяжении последних лет в республике отмечается устойчивая динамика роста электропотребления. В докладе дан анализ потребления электроэнергии в республике. Обсуждаются проблемы энергоэффективности различных секторов экономики. Рассмотрены прогнозы роста энергопотребления.

Для энергообеспечения Карелии требуются значительные расходы на закупку топлива. С прогнозируемым ростом цен на энергоносители будут расти и финансовые затраты на топливо и энергию, поступающие из других регионов России. Это приведет к ухудшению экономического положения в Карелии. Решение проблемы состоит в снижении потребления топлива и энергии за счет внедрения энергоэффективных технологий, рационального использования ТЭР и более широкого вовлечения в топливно-энергетический баланс местных, возобновляемых энергетических ресурсов.

За предыдущие десятилетия в энергетике Карелии накопилось немало сложных проблем. Велика зависимость республики от внешних поставок топлива и электроэнергии. Специфика экономики (наличие энергоемких отраслей промышленности) и довольно суровый климат Карелии предопределили повышенное потребление топлива, большую часть которого составляют природный газ, уголь и мазут. Это в свою очередь привело к сложной экологической ситуации в отдельных районах Республики Карелия. С целью улучшения экологической обстановки, снижения зависимости Республики от внешних поставок топлива, создания дополнительных рабочих мест, повышения живучести поселений, надежности и качества энергоснабжения авторами предлагается более широкое развитие возобновляемой энергетики.

Наиболее значимыми для Карелии является развитие гидроэнергетики, ветроэнергетики и биоэнергетики (древесное топливо и торф). В докладе приводятся оценки различных категорий потенциала возобновляемых источников энергии в Республике Карелия. Реальный практический потенциал возможного использования различных возобновляемых источников энергии в Карелии оценивается в 6,3 млн. т у.т. Для различных вариантов использования местных энергетических ресурсов получены оценки снижения выбросов углекислого газа в атмосферу Республики Карелия.

Гидроэнергетические ресурсы. Получены оценки валового, технического и экономического потенциала энергии рек Карелии. Проведены водноэнергетические исследования более 1000 водотоков. В качестве примера на рис.1 приведены результаты кадастровых водноэнергетических исследований реки Выг. Установлена тенденция повышения водности рек Карелии. Сделаны прогнозы изменения гидроэнергетических ресурсов на перспективу. Предложена рациональная схема размещения малых гидроэлектростанций. Приведены результаты исследований энергоэффективности Кемского каскада ГЭС.

Ветроэнергетические ресурсы. Изучен ветровой режим над территорией Карелии. Исследована годовая и многолетняя динамика изменения ветроэнергетического потенциала. Получены среднесрочные оценки категорий ветроэнергетического потенциала для Республики Карелия. Предложена схема размещения ветроэлектростанций в Карелии.

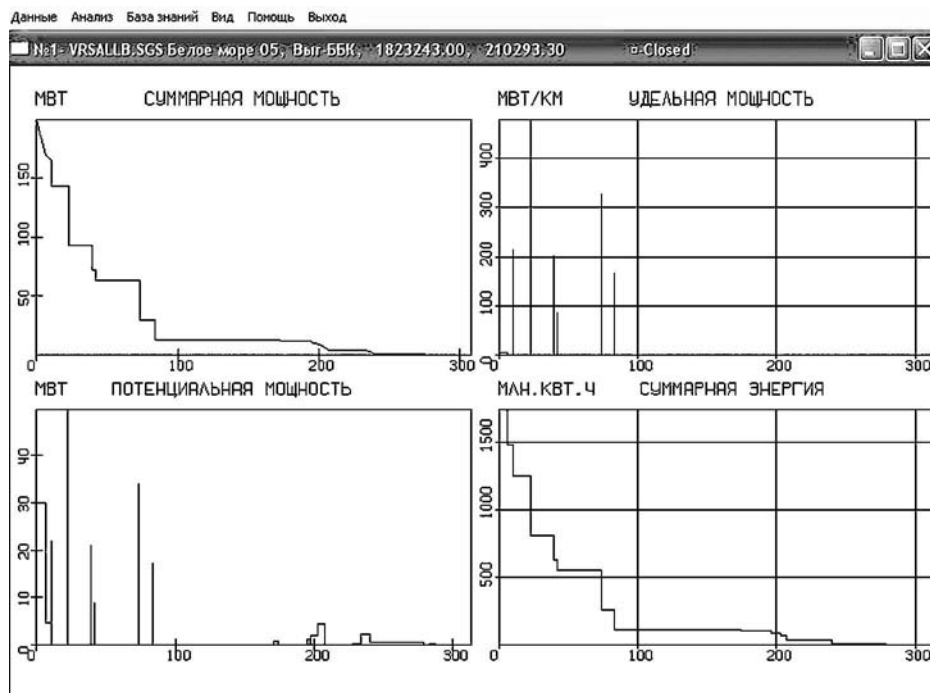


Рис. 1. Результаты кадастровых водноэнергетических исследований

Биоэнергетические ресурсы. Изучены биоэнергетические ресурсы на территории Карелии. В докладе рассмотрены методики оценок различных категорий биоэнергетических ресурсов. Определены реальные объемы замещения биотопливом ископаемого топлива в отопительных и промышленных котельных. Показано влияние объемов использования биомассы на углеродный баланс Карелии.

В настоящее время для оживления и развития экономики Карелии предложен Пудожский мегапроект. В докладе обсуждаются проблемы энергообеспечения этого варианта развития экономики на основе возобновляемых источников энергии. Рациональное использование местных возобновляемых ресурсов позволяет сократить завоз ископаемого топлива в удаленные районы, создает дополнительные рабочие места, повышает надежность топливоснабжения, благоприятно сказывается на экологической обстановке. Работа поддержана грантами РФФИ №08-0898803-р_север_a и № 08-08-01053-а.

ЛИТЕРАТУРА

1. Борисов Г.А., Сидоренко Г.И. Энергетика Карелии Современное состояние, ресурсы и перспективы развития. – СПб: Наука, 1999. – 303 с.
2. Васильев Ю.С., Безруких П.П., Елистратов В.В., Сидоренко Г.И. Оценки ресурсов возобновляемых источников энергии в России. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та. 2008. – 250 с.

СОСТОЯНИЕ, ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ И РОССИЙСКОЙ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКИ

Ш.Н. Назыров, А.В. Уманский

ОАО «Сибцветметниипроект», г. Красноярск, Россия

Республика Тыва – крайне электродефицитный район.

Учитывая сложную ситуацию со снабжением электроэнергией от Саяно-Шушенской гидроэлектростанции, стабильного электроснабжения от государственной энергосистемы не предвидится.

Оборудование, находящееся в эксплуатации на действующих ТЭЦ, в основном выработало свой ресурс и не может нести полную нагрузку, а рост вывода оборудования или ограничения нагрузок будет нарастать ввиду его технического состояния.

С учетом вышеизложенного, проектирование в составе Голевского ГОКа (Республика Тыва) комбинированного обеспечения с использованием возобновляемых источников энергии – ветроэнергетических станций (ВЭС) является неизбежной необходимостью.

Ветроэнергетика является бурно развивающейся отраслью, так в конце 2009 года общая установленная мощность всех ветрогенераторов составила 121 гигаватт, увеличившись в семеро с 2000 года. Только в 2008 году были введены в эксплуатацию 27056 МВт новых ветроэнергетических мощностей. В целом, годовой прирост мощностей мировой ветроэнергетики составил 34,5% по сравнению с 26,6% в 2007 году. А уже в 2009 году ввод новых мощностей возрос до 47118 МВт, то есть годовой прирост мощностей составил уже 74% в сравнении с 2008 годом.

Ветроэнергетика превратилась сегодня в одно из важнейших направлений в энергетике и бизнесе. Доля электроэнергии, вырабатываемой на ветроэнергетических станциях (ВЭС), составляет 1,3% мирового производства или 200 млрд. кВт·ч энергии в год. А к 2020 году прогнозный план предусматривает увеличение этого показателя ВЭС до 11,72%.

Мировой оборот в области ветроэнергетики оценивается до 10 млрд долл. США в год, а ежегодные вводы мощности идут ускоренными темпами и составляют уже 20 000 МВт. Существующие темпы ввода новых мощностей ВЭС позволят нарастить к 2020 году их общую мощность до 1 254 ГВт.

Ветроэнергетический бум, наблюдаемый в таких странах, как США (5216 МВт новых мощностей), Испания (3515 МВт) и Китай (3313 МВт) обеспечил установление данного рекорда, причем наивысшие темпы роста среди пятерки лидеров продемонстрировал Китай – 127,5%.

Наивысшая динамика роста наблюдалась на рынке Турции, установленная мощность в которой достигла 207 МВт (за год было введено 142 МВт), что соответствует темпу роста более чем в 200%.

По итогам 2009 года Германия продолжает удерживать позицию «страны-лидера», имея в своем активе 22.274 МВт. Следует признать, что Германия и Индия, оставшись в числе ведущих ветроэнергетических рынков мира, уступили свои позиции по введению в строй новых мощностей, установив за год только 1625 МВт и 1580 МВт соответственно.

Германия знает, как использовать энергию ветра. По всей стране разбросано более 17 тысяч ветряных генераторов. И в будущем их должно стать еще больше. Производство ветряков здесь поставлено на конвейер. 70 процентов немецких ветряных генераторов идут на экспорт. Самый большой рынок сбыта – США, Великобритания и Испания. Самый перспективный – Китай и страны Восточной Европы. В том числе, и Россия. И это несмотря на то, что в России самое понятие альтернативные источники энергии – из-за обилия газа и нефти – пока экзотика.

В целом, за последние 10 лет, в период с 1999 по 2009 год, мощность мировой ветроэнергетики выросла почти в 10 раз.

Ветроэнергетическая доля Европы сократилась с 65,5% в 2006 году до 61% в 2009 г.. Хотя Европа и сегодня остается наиболее сильным ветроэнергетическим рынком мира, доля Североамериканского и Азиатского рынков быстро возрастает. Участие Европы во введении новых мощностей впервые составила менее половины, достигнув лишь 43,6%; за ней следует Северная Америка (28,5%) и Азия (26,6%). Доля развивающихся стран Латинской Америки и Африки составила всего 0,4% и 0,6% соответственно.

По оценкам экспертов, валовой ветровой потенциал России составляет $80 \cdot 10^{15}$ кВт·ч/год, технический ветровой потенциал – $6,2 \cdot 10^{15}$ кВт·ч/год, экономический ветровой потенциал – $40 \cdot 10^9$ кВт·ч/год.

Энергетические ветровые зоны в нашей стране расположены, в основном, на побережье и островах Северного Ледовитого океана от Кольского полуострова до Камчатки, в районах Нижней и Средней Волги и Каспийского моря, на побережье Охотского, Баренцева, Балтийского, Черного и Азовского морей. Отдельные ветровые зоны расположены в Карелии, на Алтае, в Туве, на Байкале.

70% территории России, где проживает 10% населения, находятся в зонах децентрализованного энергоснабжения, которые практически совпадают с зонами потенциально реализуемого ветропотенциала (Камчатка, Магаданская область, Чукотка, Сахалин, Якутия, Бурятия, Таймыр и др.). Это делает целесообразным использование ВЭУ для обеспечения электроэнергией автономных потребителей.

Произведена оценка экономической эффективности в качестве основных положений по энергоснабжению Голевского ГОКа (Республика Тыва), рассматриваются следующие варианты:

Вариант 1. Автономный источник теплоэнергоснабжения – ТЭЦ мощностью 60 МВт.

Вариант 2. Комбинированное обеспечение – использование возобновляемых источников энергии – ветроэнергетических станций (ВЭС) совместно с параллельно работающей дизельной электростанцией (ДЭС) и отопительной котельной на угольном топливе для теплоснабжения промплощадки ГОКа и жилого сектора.

Вариант 3. Комбинированное обеспечение – использование возобновляемых источников энергии – ветроэнергетических станций (ВЭС) и параллельно работающей ТЭЦ на угольном топливе.

ВЫРАБОТКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ СЖИГАНИИ БИОТОПЛИВА И ТОРФА

В.Ю. Безруких

ООО «БАЛТКОТЛОМАШ», г. Санкт-Петербург, Россия

В настоящее время особую актуальность приобретают технологии получения тепловой и электрической энергии с помощью сжигания возобновляемых топливных ресурсов – биомассы и торфа. Торф в последнее время в Европе также отнесен к возобновляемым источникам энергии с формулировкой «медленно возобновляемый», хотя по оценкам специалистов на территории России за год этого вида топлива прирастает примерно на 250 млн. тонн. При неуклонном росте цен на газ около 25% в год, а вслед за ним и другого ископаемого топлива угля, использование торфа в качестве топлива становится экономически перспективным.

Эффективное сжигание биотоплива и торфа в энергетических установках актуальнейшая задача для российских теплотехников. К сожалению, продолжительный период времени не велось разработок котельной техники небольшой теплопроводности, работающих на этих видах топлива, что привело нас к отставанию в этой области от западных технологий.

Применение Российской техники позволяет значительно снизить капитальные затраты на реконструкцию объектов теплоснабжения с одной стороны, а с другой увеличивает занятость нашего населения и доходы бюджета от налогов при осуществлении такой деятельности.

Наша фирма вносит посильный вклад в разработку и внедрение котлоагрегатов, работающих на биотопливе – щепе и пеллетах, а также на торфе. Мы разработали ряд современных котлов для сжигания щепы мощностью от 1 до 3,15 МВт. Нами выпускаются не только котлы, но и системы хранения и подачи топлива к котлам. Работа котлов осуществляется в автоматическом режиме при поддержании температуры теплоносителя на заданном уровне в зависимости от температуры наружного воздуха. Модификации таких котлов мы выпускаем и для сжигания торфа. В конструкции этих котлов учтены особенности данного вида топлива. Котлоагрегаты также автоматизированы.

В последнее время широкое распространение получило относительно новый вид топлива – древесные пеллеты. Для сжигания этого привлекательного топлива нами разработаны котлоагрегаты мощностью от 200 кВт до 2 МВт. Котлы полностью автоматизированы. В целом применение этого высокотехнологичного вида топлива позволяет нам выпускать котельные, работающие без присутствия обслуживающего персонала в автоматическом режиме.

Очень важное значение для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации объектов при использовании биотоплива имеет хорошая инженерная проработка по принимаемым решениям в проектах. Нами выполняется полный комплекс работ от изысканий и проектирования на начальном этапе до пусконаладочных работ при сдаче объектов, что обеспечивает полную ответственность за вводимый объект.

НУЖНА ЛИ РОССИИ БОЛЬШАЯ ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА?!

В.Г. Николаев

НИЦ «АТМОГРАФ», г. Москва, Россия

В докладе дана аргументация целесообразности крупномасштабного развития российской ветроэнергетики (РВЭ) с ресурсной и технико-экономической точек зрения. Приводятся новейшие результаты поиска основных месторождений ветра в России, странах СНГ и Балтии, показана их достаточность для энергетически и экономически эффективной утилизации по международным критериям. Основные положения проведенного ресурсного анализа сводятся к следующему.

- Россия, как никакая другая страна богата ВЭР – ветровыми ресурсами (технический ветропотенциал России \approx в 13 раз превышает годовую выработку всех ЭС страны).
- Допустимая по техническим нормативам суммарная выработка электроэнергии установленных в России ВЭС вполне может составлять до 90 млрд.кВт·ч /год (то есть целевые показатели Энергетической стратегии по ВИЭ на 2030 г., озвученные вчера Министром Энергетики РФ можно достичь одними ВЭС).
- Для ВЭС, обеспечивающих указанную выработку требуются суммарные площади \approx 0,7% территории России (при установке ВЭУ в районах со среднегодовыми значениями КИУМ \geq 30%).
- Месторождения ветра в России имеют благоприятное распределение по территории для их промышленного освоения и широкомасштабного использования.

Обеспеченность ВЭР иллюстрирует карта распределения по территории РФ $K_{ИУМ}$ современных ВЭУ на примере ВЭУ V90 мощности 3,0 МВт с диаметром ветроколеса 90 м и высотой башни 100 м датской компании VESTAS – лидера мирового производства ВЭУ.

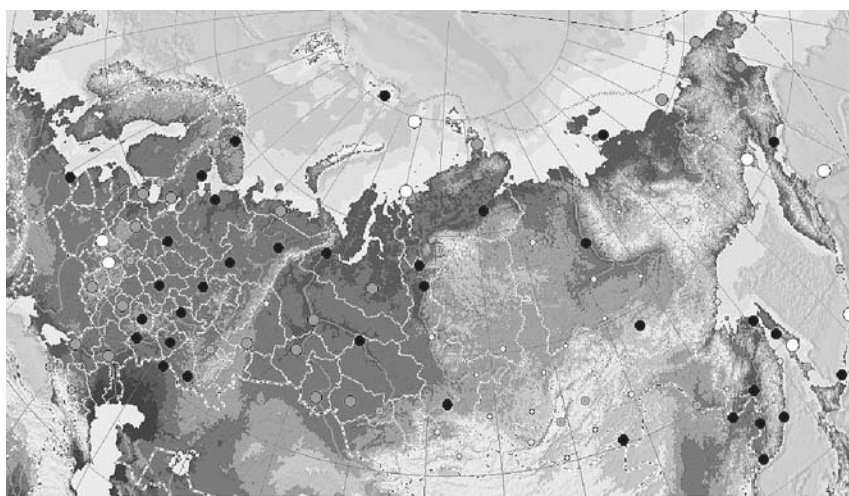
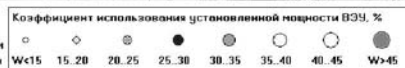


Рис. Карта распределения коэффициента использования установленной мощности ВЭУ Vestas V90-2.0MW с высотой башни $h = 100$ м в местах расположения аэрологических станций на территории РФ. Среднее значение за год.



Приведенная на карте энергоэффективность ВЭС (с $K_{ИУМ} \geq 30\%$) позволяет получать электроэнергию с себестоимостью $\leq 4,0 - 4,5$ €-ц./кВт·ч во многих районах России, включая энергодефицитную европейскую часть РФ и приграничные районы (возможность экспорта электроэнергии в страны СНГ и ЕС, Китай, Корею, Японию + к экспорту замещенного ими газа).

Предложены целесообразные сценарии развития РВЭ и даны оценки возможных и весьма значительных для России эффектов от их реализации: энергетического, экологического, экономического, инновационного, социального. Выбраны и проанализированы на предмет энергетической и экономической эффективности три сценария развития РВЭ (рис. 2).

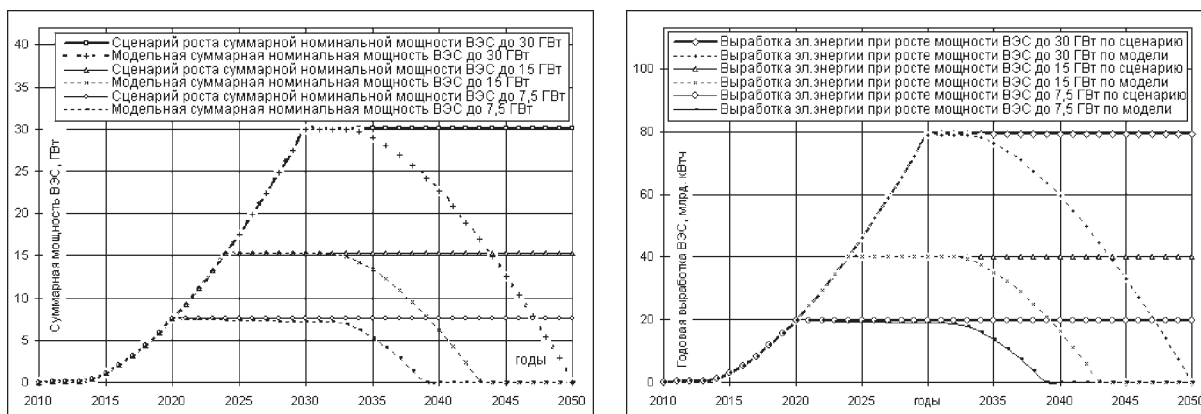


Рис. 2. Рост суммарной мощности и выработки электроэнергии ВЭС в рассмотренных сценариях

В период 2010-2020 гг. все сценарии совпадают и подразумевают установку ВЭС к 2020 г. суммарной мощностью 7,5 ГВт с суммарной выработкой примерно 20 млрд. кВт·ч.

Первый сценарий подразумевает прекращение дальнейшего наращивания мощностей ВЭС и поддержания их на уровне 7,5 ГВт путем замены ВЭУ, вырабатывающих 20-летний ресурс.

По второму и третьему сценариям продолжается дальнейшее наращивание мощностей ВЭС примерно до 15 ГВт до 2023 г. и 30 ГВт до 2030 г. соответственно с поддержанием мощностей ВЭС после периодов их наращивания на постоянном уровне.

Выбор проанализированных нами сценариев осуществлен в соответствии с Распоряжением Правительства РФ № 1-р от 08.01.2009 о доведении к 2020 г. доли ВИЭ в электрогенерации России до 4,5% (без больших ГЭС), из которых на ВЭС предполагалась выработка ≈ 17,5 млрд. кВт·ч при суммарной мощности ВЭС 7 ГВт (≈ 1%).

Расчет и анализ расходов и доходов ВЭС и их сравнение с ЭС на природном газе (ГазЭС) проведен при разных сценариях роста внутренних и внешних цен на газ и электроэнергию.

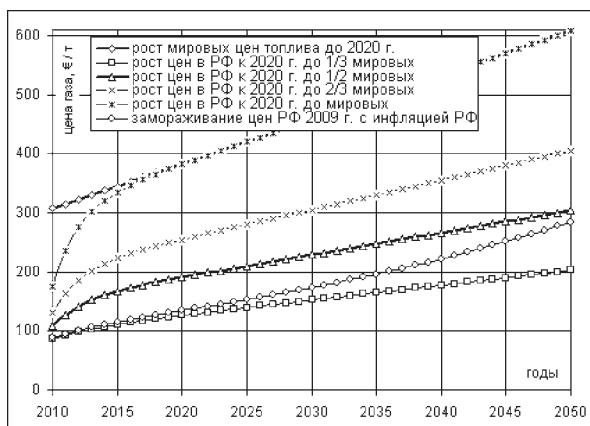


Рис. 3. Модели сценариев роста цен на природный газ в России и в мире

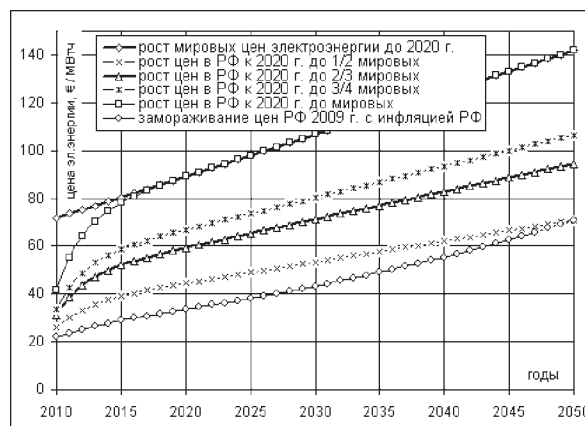


Рис. 4. Модели сценариев роста цен на электроэнергию в России и в мире

Проведенные расчеты и их анализ позволяют сделать следующие выводы.

- При сегодняшних российских ценах на газ себестоимость электроэнергии современных ГазЭС ниже себестоимости на ВЭС и составляет ≈ 2,5 €/кВтч.
- С ростом цен на газ с сегодняшних до мировых себестоимость электроэнергии ГазЭС может вырасти к 2030 г. ≈ до 7,5 €/кВтч, а у ВЭС она сохраняется равной на уровне 35-40 €/МВтч при $K_{ИУМ} = 30\%$ (рис. 5).
- Как видно из рис. 5, вследствие значительного роста топливной составляющей (пунктирная кривая) с ростом цен на электроэнергию и газ себестоимость электроэнергии ГазЭС линейно и весьма резко нарастает при $fR/W > 0,4$ и при выводе цен газа на внутреннем рынке до уровня равнодоходных (≈ 75% от европейских) становится в 1,7 раза выше сегодняшней (≈ 45 €/МВтч).

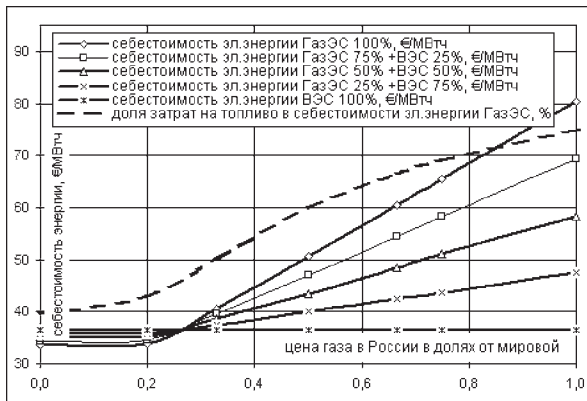


Рис. 5. Зависимость себестоимости электроэнергии при разных сценариях ценообразования на газ и долях ГазЭС и ВЭС в энергогенерации

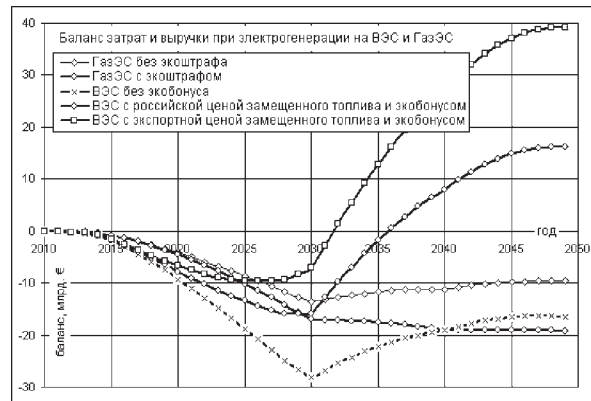


Рис. 6. Баланс расходов и доходов к 2050 г. проекта ВЭС суммарной мощности 30 ГВт и равного по выработке проекта ГазЭС

- Замена части ГазЭС на ВЭС приводит к снижению себестоимости электроэнергии.
- Наиболее подходящим для России является вариантом с подъемом цен на газ максимум до 1/2 от европейских, а цены на электроэнергию – до 2/3 от европейских (с учетом необходимости обновления базы отечественной электроэнергетики и создания предпочтений отечественному потребителю и производителю)
- Баланс расходов и доходов к 2050 г. на ВЭС суммарной мощности 30 ГВт (≈ -12 млрд.€) и равных по выработке ГазЭС (≈ -20 млрд.€) при всех рассмотренных сценариях роста оптовых рыночных цен на газ и электроэнергию отрицателен. Покрытия убытков ЭС потребует дотаций (рис. 6).
- В случае ГазЭС единственный источник дотаций – повышение тарифов.
- В отличие от ГазЭС ВЭС дают возможность обходиться без повышения тарифов за счет распределения прибыли от экспорта газа.
- При наиболее предпочтительном «русском» сценарии с экспортной выручкой за замещенный газ отрицательный баланс ВЭС падает до 2025 г. до минимума ≈ 10 млрд.€, затем начнет нарастать, к 2032 г. выйдет на 0 (за 22 года – «длинные деньги» для инвестора) и к 2050 г. составит ≈ 40 млрд.€
- С российской выручкой отрицательный баланс ВЭС будет падать до 2030 г. до минимума ≈ 16 млрд.€, затем нарастает до окупаемости к 2036 г. (за 26 лет – еще более «длинные» деньги), но к 2050 г. составит ≈ 17 млрд.€).
- С учетом полученных результатов предлагается формула «справедливой» цены за эл.энергию ВЭС, которая должна составлять не менее суммы оптовой цены рынка на электроэнергию + российской цены замещенного газа на 1 кВт·ч, действующей весь срок службы ВЭС (≈ 20 лет) и позволяющей окупить ВЭС за 11-13 лет и заставляющей «хозяина» ВЭС максимально использовать ее технические возможности и ресурс.
- От использования ВЭС в наибольшем выигрыше окажутся ГазПром и Государство с дополнительным доходом каждого $\approx 11-12$ млрд. €, что достаточно для финансирования рассмотренных проектов ВЭ, откуда мы делаем вывод о возможности и целесообразности участия Государства и ГАЗПРОМа в качестве основных инвесторов и организаторов создания крупномасштабной российской ветроэнергетической отрасли.
- С количественной точки зрения реализация сценариев 7,5 ГВт и 15 ГВт доводит долю ВЭС в суммарной электрогенерации РФ $< 1,3-2,7\%$, что с учетом возможных экономических результатов для всех потенциальных участников проекта (Государства, ГазПром, крупных энергокомпаний, частных инвесторов) представляется недостаточно привлекательным, масштабным и целесообразным.
- Принципиально значимыми для электроэнергетики России представляются сценарии развития отечественно ВЭ к 2020 и 2030 г. с суммарной установленной мощностью соответственно $> 7,5$ ГВт в 2020 г. и 30 МВт в 2030 г. с долей ВЭС $\approx 1,5\%$ к 2020 и 5% к 2030 гг. от предполагаемой суммарной выработки электроэнергии страны.

В докладе также даны оценки технологической реализуемости данных сценариев РВЭ с учетом развития мировых технологий и рынка ВЭС, рассмотрены актуальные задачи широкомасштабного развития РВЭ и намечены возможные организационные, производственные и финансовые пути их решения.

Необходимыми условиями широкомасштабного развития РВЭ являются: разработка и принятие правовой и нормативно-технической базы ВИЭ в РФ и системы экономического стимулирования их развития. Даны оценки текущего состояния работ в данном направлении и высказываются опасения о недостаточной эффективности обсуждаемых мер поддержки возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и активности их разработки на государственном уровне. Даны предложения по повышению эффективности правовой базы ВИЭ, а также системы экономического стимулирования в части налоговых льгот, закупочных цен на энергию, льготного кредитования и прямого государственного субсидирования ВИЭ.

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕРМАНИЙ СОДЕРЖАЩИХ УГЛЕЙ С ПОЛУЧЕНИЕМ ИСХОДНОГО СЫРЬЯ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА СОЛНЕЧНЫХ БАТАРЕЙ НА ОСНОВЕ ГЕРМАНИЯ, А ТАКЖЕ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

О.И. Подкопаев

ФГУП «Германий», г. Красноярск, Россия

1. Поиски и работы по альтернативным источникам энергии углеводородов во всём мире усиливаются.

2. Германий в качестве преобразователя солнечной энергии в электрическую значительно превосходит кремний, но его высокая стоимость и ограниченные возможности по объёмам производства сдерживают его применение.

3. На космических аппаратах, как правило, устанавливаются солнечные батареи на основе германия.

4. Применение обычных линз Френкеля позволило уменьшить площадь фотоприёмника в 2000 раз, тем самым сократить расход дорогостоящих материалов и значительно снизить стоимость 1Вт на германиевых батареях, что делает реальным использование солнечных батарей на основе германия наземного базирования.

5. После окончания срока службы батарей, они поступают на переработку и ценные компоненты: германий, индий, галлий, возвращаются в производство.

6. Для производства, например, 1 ГВт электроэнергии требуется порядка 7 т германия.

7. Наличие гарантированного источника сырья будет только способствовать и ускорять применение германия в солнечной энергетике наземного базирования.

8. Северней г. Енисейска (50, 100 и 150 км) на левом берегу р. Енисей выделены три участка, где прогнозные залежи по германию составляют 19000 тонн (в мире в год потребляется порядка 100 т.)

9. Материал, в котором находится германий – лигнит (молодой уголь) обладает высокими энергетическими характеристиками.

10. В регионе (Нижнее Приангарье) существует высокая потребность в электрической и тепловой энергии.

11. ФГУП «Германий» (г. Красноярск) – переработчик исходного сырья до готовой продукции – полированных пластин германия.

12. Все выше перечисленные факторы определяют необходимость в проведении геологической доразведки для определения точных запасов и определения себестоимости добычи угля.

13. Уже при бурении 15 скважин (пять на каждом участке в виде «креста») глубиной до 150 м, позволит определить их перспективность и инвестиционную привлекательность. Затраты по данной работе порядка 30 млн. рублей.

14. Таким образом:

- есть реальный и перспективный рынок потребления германия для солнечной энергетике;
- есть переработчик сырья и производитель германиевых пластин (основы батарей);
- есть потенциальный источник сырья;
- есть возможность кооперации с энергетиками (г. Енисейск, г. Лесосибирск) по сжиганию германий содержащего угля.

КАТАЛИТИЧЕСКАЯ ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ ВОЗОБНОВЛЯЕМОГО РАСТИТЕЛЬНОГО СЫРЬЯ В БИОТОПЛИВА

Б.Н. Кузнецов

Институт химии и химической технологии СО РАН, Красноярск, Россия

ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», Красноярск, Россия

В последние годы в развитых странах возрос интерес к использованию возобновляемых источников энергии, к числу которых относится растительная биомасса. Развиваются различные направления энергетического использования биомассы: производство пеллетированных топлив, древесных брикетов, древесного угля, газообразных топлив, биодизеля, биоэтанола, биобутанола. Разрабатываются технологии получения жидких углеводородных топлив, основанные на процессах пиролиза и термоожижения различных видов растительной биомассы.

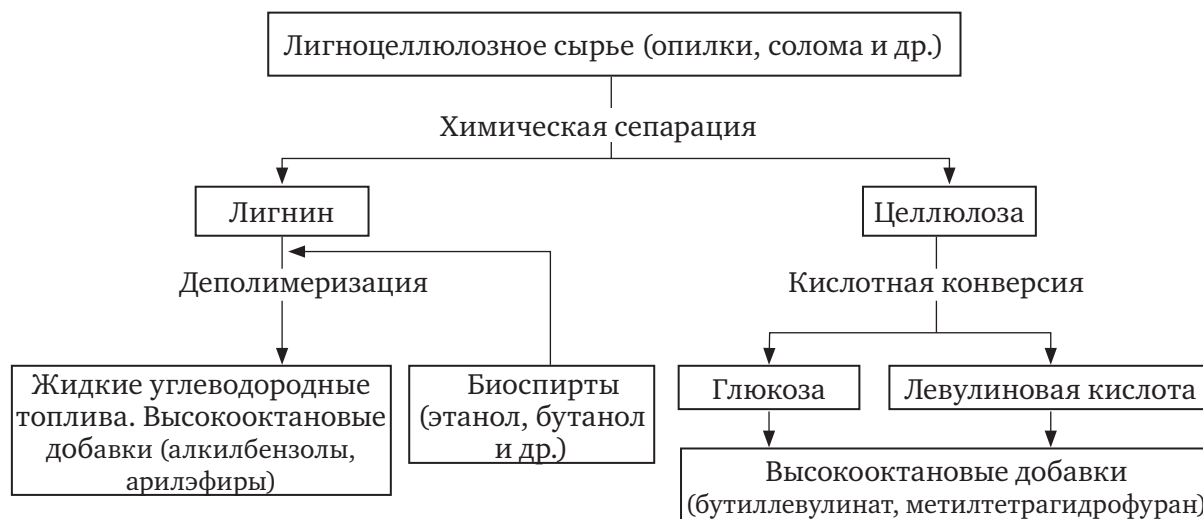
Существующие промышленные технологии получения жидких и газообразных топлив из биомассы по своей эффективности уступают процессам нефтепереработки и нетехимии. Твердое органическое сырье трудно превратить в низкомолекулярные продукты, что приводит к большим капитальным и текущим затратам на его переработку.

Одним из важнейших направлений совершенствования процессов конверсии растительного сырья в биотоплива является применение катализаторов. Однако возможности применения традиционных катализаторов в этой области ограничены такими проблемами, как создание эффективного взаимодействия твердого сырья с катализатором, необходимость поиска оптимальных технологических приемов ведения катализатора в реакционную среду, преодоление диффузионных ограничений и дезактивирующего действия компонентов биомассы и побочных продуктов.

В настоящей лекции рассмотрены применяемые и разрабатываемые подходы в области каталитической интенсификации процессов переработки возобновляемого растительного сырья в биотоплива.

Конверсией растительной биомассы получают два вида жидких биотоплив – углеводородные смеси и биоспирты. При всем многообразии известных способов ожигения лигноцеллюлозного сырья их общими недостатками являются невысокий выход жидких продуктов при умеренных температурах конверсии и невозможность использования в качестве моторных топлив без дополнительных процессов гидрооблагораживания.

В ИХХТ СО РАН разрабатывается интегрированная технология получения жидких биотоплив из лигноцеллюлозного сырья, отличительной особенностью которых является предварительная сепарация сырья на лигнин и целлюлозу в соответствии со схемой:



Раздельная переработки лигнина и целлюлозы в рамках предлагаемой технологической схемы облегчает оптимизацию процессов синтеза биотоплив из этих видов сырья, регулирование состава и качества продуктов, а также позволяет расширить ассортимент получаемых биотоплив.

Проведено сопоставление двух способов сепарации древесины на основные компоненты – селективное каталитическое окисление и взрывной автогидролиз. Осуществлен подбор оптимальных режимов окисления лигнинового компонента различных пород древесины пероксидом водорода в присутствии растворимого (H_2SO_4) и твердого (TiO_2) катализаторов, обеспечивающих практически полное разделение древесной биомассы на полисахариды и низкомолекулярный лигнин. Последующим кислотным гидролизом полисахаридов получены не содержащие лигниновых примесей глюкозные сиропы для биотехнологического синтеза этанола. Для получения качественных глюкозных сиропов не содержащих пентозных сахаров предложено использовать кратковременную (несколько минут) предобработку древесного сырья перегретым водяным паром в условиях взрывного автогидролиза. Удаление пентозных сахаров, ингибирующих процесс биотехнологического синтеза этанола позволяет увеличить выход спирта на 30-35%.

Термопревращением низкомолекулярного лигнина в среде этанола под давлением получены жидкие углеводородные смеси. Установлено, что выход жидких продуктов терморазложения в этаноле и пиролиза атмосфере аргона возрастает при уменьшении степени конденсации лигнина в ряду: гидролизный лигнин < лигнин Класона < щелочной лигнин.

В настоящее время за рубежом в коммерческой эксплуатации находится уже довольно много газификаторов, работающих на растительной биомассе, однако успешно эксплуатируются только установки для получения газов топливного назначения. Проблемы экономически эффективного получения синтез-газа пока полностью не решены.

В ИХХТ СО РАН разрабатывается новая технология газификации твердого растительного сырья с одновременным получением топливного газа и синтез-газа. Она основана на интеграции процессов окислительной карбонизации измельченного сырья в псевдооживленном слое каталитически активного материала с последующей газификацией продукта карбонизации водяным паром при его непрерывной циркуляции между реакторами карбонизации и газификации. По разрабатываемой технологии возможно получение синтез-газа без применения кислорода и этот газ не содержит нежелательных органических примесей.

В большинстве процессов получения метана, протекающих через стадию газификации твердого органического сырья, используется двухстадийная схема: на первой стадии получают синтез-газ (смесь водорода и оксида углерода), на второй стадии синтез-газ подвергают метанированию.

В ИХХТ СО РАН разработан одностадийный процесс газификации биомассы, обеспечивающий получение газов с повышенным содержанием метана. Для достижения этой цели были решены задачи по разработке специального аппаратного оформления процесса и подбору дешевых и доступных катализаторов. Тепло, необходимое для поддержания процесса газификации, поступает в реактор за счет трех основных источников: перегретого водяного пара; реакции метанирования, протекающей в псевдооживленном слое катализатора и сжигания углеродного остатка. При подборе каталитически активных материалов для псевдооживленного слоя приходилось учитывать экстремально жесткие условия их работы в процессе газификации. Поэтому поиск проводился преимущественно среди шлаков металлургических производств, которые отличаются высокой механической и термической стойкостью. Обнаружено, что в исследованных условиях метанирования мартеновский шлак, прошедший специальную активацию проявляет довольно высокую активность, достигающую 40% от соответствующего показателя промышленного катализатора.

Разработанный процесс газификации позволяет получать из древесных отходов метансодержащий газ с калорийностью на 30% выше, чем при обычной паровой газификации, а доля потенциального тепла исходного сырья, перешедшая в потенциальное тепло продуцируемого газа увеличивается примерно на 10%.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭНЕРГИИ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ В ПРОЦЕССЕ ОСВОЕНИЯ СЕВЕРНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

И.М. Кузнецов

ГОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет»,
г. Санкт-Петербург, Россия

Площадь Российской Федерации составляет 17,075 млн.км², при этом около 12 млн.км² её территории (~70%) не охвачено централизованным электроснабжением. На этих территориях, расположенных, в основном, в северных и горных, т.е. труднодоступных районах проживает приблизительно 25 млн. жителей, что составляет около 18% населения России. В районах децентрализованного электроснабжения расположено множество дизельных электрических станций (ДЭС) малой и средней мощности, которые работают с низким КПД, неэкологичны и требуют больших объемов дизельного топлива. Многие из них давно выработали свой ресурс. Функционирование ДЭС в районах децентрализованного электроснабжения связано с необходимостью регулярных поставок дизельного топлива, которое, с учетом расходов на его перевозку, очень дорогостоящее, и тенденция к его удорожанию сохраняется. Единая энергетическая система не охватывает также и большую часть европейского Севера России, к которому принято относить Архангельскую и Мурманскую области, Республику Карелия и Республику Коми. При этом; к западу европейского Севера России (ЗЕВС) относятся Мурманская область и Республика Карелия [1].

Отличительной особенностью хозяйственного освоения северных территорий в России является очаговый, выборочный характер их развития [2]. Этот подход обусловлен стремлением как можно скорее получить положительный экономический эффект от инвестиционных вложений. В настоящий момент большинство районов Севера имеют исключительно ресурсную специализацию, ведется интенсивная разработка наиболее эффективных месторождений минерально-сырьевых ресурсов. При этом, развитию производственной и социальной инфраструктуры не уделяется должного внимания. Промышленные узлы зоны Севера отличаются локализованностью и находятся на значительных расстояниях друг от друга, при этом, на первых этапах освоения они между собой не связаны.

Очевидно, что при освоении новых территорий, расположенных в неблагоприятных климатических условиях Севера, необходимо, в первую очередь, обеспечение развития транспортной и энергетической инфраструктуры. При всей важности строительства качественных автомобильных и железных дорог в районе освоения, надежное и качественное электроснабжение новой территории представляется даже более важным аспектом.

Построение, функционирование и развитие энергетического хозяйства севера имеет ряд особенностей. Эти особенности обусловлены, в свою очередь, несколькими характерными экономико-географическими отличиями северных территорий [2]: 1) Суровые климатические условия; 2) Удаленность и труднодоступность потребителей; 3) Низкая плотность населения; 4) Небольшие по сравнению с территориями в умеренных и южных климатических зонах требуемые мощности энергетических установок; 5) Высокая экологическая уязвимость территории.

Для принятия решения о создании энергетической инфраструктуры с вовлечением ресурсов возобновляемой энергии необходимо решить ряд задач, которые сгруппированы в таблице 1 (на основе схемы, приведенной в [3]). В данной таблице задачи разбиты на уровни с I по IV. Это разделение не означает, что задачи одного уровня приоритетны перед задачами другого, в данном случае уровни обозначают очередность выполнения задач (по схеме сверху – вниз). Общим для всех видов возобновляемой энергии (ВВЭ) является *низкая интенсивность и рассеянность в пространстве*, что означает их предпочтительное использование для электроснабжения децентрализованных потребителей, которые как раз и располагаются в труднодоступных северных районах на первых этапах их освоения

При наличии в непосредственной близости или даже в границах нового промышленного района достаточных ресурсов возобновляемой энергии, если получено технико-экономическое обоснование целесообразности их преобразования в электрическую и тепловую энергию, возможно использование этой энергии потребителями социальной инфраструктуры района – новы-

Таблица 1

Схема принятия решения о комбинированном использовании возобновляемой энергии при разработке плана энергоснабжения труднодоступной северной территории



ми городами, поселками, базами отдыха, санаториями, а также предприятиями агропромышленного комплекса.

Эффективность работы комбинированных энергосистем тем выше, чем значительнее различаются по энергетическим и рабочим характеристикам входящие в неё установки и потребители. В районе освоения будут дислоцироваться потребители различных типов и уровней ответственности, поэтому дифференциация электроснабжения по типам электростанций благоприятно скажется на эффективности его энергоснабжения. Применение установок на базе ВВЭ при построении энергетической инфраструктуры труднодоступных северных территорий позволит снизить топливную зависимость энергетических предприятий и, как следствие – себестоимость производства электроэнергии и её конечную цену (тариф) для потребителя, также важным фактором использования ВВЭ в северных условиях является снижение экологической нагрузки на территорию.

Исследования выполняются с привлечением средств научно-исследовательской стипендии «Михаил Ломоносов II» совместной программы между Министерством образования и науки РФ и Германской службой академических обменов (DAAD).

ЛИТЕРАТУРА

1. Баранник Б.Г., Криворуцкий Л.Д. Энергетическая база Запада Европейского Севера России (проблемы и перспективы развития). – Апатиты, 1999. – 137 с.
2. Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Попов С.П., Петров Н.А. Малая энергетика Севера: Проблемы и пути развития. – Новосибирск: Наука, 2002. – 188 с.
3. Елистратов В.В., Ташимбетов М.А. Возобновляемые источники энергии и способы их использования. – СПб., 2005. – 135 с.

РАЗВИТИЕ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Д.С. Стребков

Всероссийский научно-исследовательский институт электрификации сельского хозяйства,
г. Москва, Россия

Солнечные фотоэлектрические станции (СЭС) вырабатывают электроэнергию за счет прямого преобразования солнечной энергии в электрическую в солнечных элементах, они не потребляют топлива, не загрязняют атмосферу, бесшумны, долговечны, органично сочетаются со средой обитания. Эксплуатация СЭС не требует наличия каких-либо специфических ресурсов, развитых транспортных и инженерных сетей, а также постоянного обслуживания. В солнечной электростанции используются три не имеющие аналогов в мире инновационные технологии ГНУ ВИЭСХ:

1. Технологии высокоэффективных двухсторонних солнечных элементов на основе кремния с КПД до 20% (по сравнению с 12-15% на заводах России и Европы).

2. Технологии герметизации и сборки солнечных модулей (СМ) со сроком службы до 40 лет (по сравнению с 20-25 годами для всех других СМ).

3. Конструкции и технологии сборки стационарных и следящих фацетных концентраторов.

Предлагается мега-проект строительства солнечной электростанции мощностью 1 ГВт в пустыне Каракум, Туркменистан, и линии передачи электрической энергии на Урал и в Европейскую часть России. Размеры СЭС 35 км², стоимость СЭС 6,5 млрд. долл. Проект позволит создать 20 000 новых рабочих мест в энергетике и смежных отраслях промышленности. Проект включает строительство завода в Туркмении по выпуску энергоблоков СЭС с концентраторами солнечной энергии общей мощностью 150 МВт в год на основе новых российских технологий.

Для передачи электрической энергии предлагается использовать резонансную однопроводниковую кабельную волноводную систему, разработанную в России на основе технологии Н. Тесла.

Приведено сравнение показателей проекта СЭС в Каракумах с проектом СЭС в пустыне Сахара, предложенным в Германии. Консорциум немецких компаний Munich RE, Siemens, RWE и Deutsche Bank планирует построить солнечные электростанции в Северной Африке стоимостью 400 миллиардов евро. СЭС будут обеспечивать 15% потребностей Европы в электроэнергии.

Общая мощность паротурбинных солнечных электростанций в пустыне Сахара составит 100 ГВт, срок строительства 40 лет. Первая СЭС будет построена к 2020 г. Проект Desertec (от слова Desert – пустыня) предусматривает создание линии электропередач длиной 3000 км для передачи электроэнергии в Европу.

В таблице представлены проектные характеристики солнечной фотоэлектрической станции мощностью 1 ГВт в пустыне Каракум.

Солнечная электростанция в пустыне Кара-Кум, Туркменистан

Основные характеристики:													
Электрическая мощность	– 1 ГВт;												
КПД фотопреобразователей	– 20%;												
Годовое производство электроэнергии	– 1,3-1,7 млрд. кВтч;												
Территория	– 35 км ² ;												
Стоимость	– \$ 6,5 млрд.;												
Экономия нефти	– 6 млн. баррелей/год.												
Создание 20000 новых рабочих мест в энергетике и смежных областях.													
Передача электроэнергии на Северный Урал РФ, в Афганистан и Иран.													
Месячная производительность станции, млн кВт·ч:													
Ориентация панели	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
<i>Стационарные панели, ориентированные на юг</i>													
Наклон 30°	61,8	72,0	91,6	108,7	137,1	142,1	148,6	151,2	136,0	114,8	74,0	55,7	1293,6
<i>Панели со слежением за Солнцем</i>													
Полярная ось	74,8	87,2	111,2	135,3	182,4	195,5	204,0	209,2	182,1	149,3	91,7	67,2	1689,9
Две оси	77,3	87,9	111,5	137,5	191,4	209,4	215,3	213,1	182,2	151,1	94,8	70,2	1741,7

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В МОСКОВСКОМ УНИВЕРСИТЕТЕ

А.А. Соловьев

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова,
г. Москва, Россия

В настоящее время становится очевидным, что необходимым условием инновационных технологий, отвечающих современным задачам и перспективам развития возобновляемой энергетики, является проблемный, комплексный подход к разработке методов эффективного использования неисчерпаемых энергоресурсов. В докладе, в контексте изменения отношения к значимости фундаментальных исследований, обсуждаются результаты теоретического и экспериментального изучения возобновляемых источников энергии, полученные в течение последних лет в Московском университете.

К числу приоритетных задач фундаментальных исследований возобновляемых источников энергии следует отнести:

- создание новых принципов трансформации природных энергоресурсов в формы практического их использования на основе развития технологий пространственно–временных наномасштабных материальных взаимодействий;
- развитие нового поколения количественных методов описания процессов преобразования энергии первичных источников возобновляемой энергии с критическим анализом и оценками точности и границ применимости существующих теорий;
- использование междисциплинарных подходов для установления возможностей управления процессами структурной перестройки и самоорганизации элементов энергетических систем, нацеленными на достижения эффективных конечных результатов;
- формулировку энергетической концепции взаимоотношений антропогенной деятельности с природной средой и определением императивов и доминант экологически равновесного развития энергетики;
- разработку методологии и концепции, системных геоинформационных и экономико-математических исследований источников возобновляемой энергии;
- формирование новых подходов к выбору и созданию эффективных ресурсосберегающих технологий производства энергии из возобновляемых источников.

Исследования микроводорослевой биоконверсии солнечной энергии получили развитие в направлении поиска и создания способов существенного ускорения процессов искусственного создания углеводородного топлива, как аналога природного явления формирования ресурсов нефти и газа при фотосинтезе водорослей. В лаборатории возобновляемых источников энергии географического факультета Московского университета были организованы экспериментальные и теоретические работы с энергетически эффективной и высокоурожайной микроводорослью – спироулина платенсис [1]. Были выделены штаммы микроводоросли спироулина платенсис, которые обладали способностью, устойчивого роста на пространственно протяженных плантациях. Путем отбора продуктивных микроводорослей достигнуто заметное временное сокращение процесса первичной аккумуляции солнечной энергии. В теоретических и экспериментальных работах были сформулированы и апробированы принципиально значимые концептуальные положения, определяющие увеличение эффективности микроводорослевых преобразователей солнечной энергии в биомассу:

- замкнутость системы по элементам питания;
- перемешивание как фактор интенсификации фотосинтеза;
- синергетика режима питания и освещенности питательной среды [2].

Была разработана технология крупномасштабного культивирования микроводоросли спироулина платенсис в резервуарах с питательной средой, расположенных в теплицах и на море [3]. Биомасса микроводоросли использовалась для последующей микробиологической переработки в биологическое топливо – метан. Увеличение коэффициента полезного действия фотосинтеза достигалось за счет увеличения эффективной площади освещаемой поверхности при волновом перемешивании. По результатам испытаний показано, что при падающей солнечной радиации 1900 кВт ч /м² в течение года с открытой на атмосферу морской плантации спироулины площадью 70 м² может быть достигнут энергетический выход биогаза в количестве одной тонны условно-

го топлива. Биогазовый завод наземного базирования с плантацией микроводоросли спирулина площадью в гектар способен обеспечить производительность 150 тыс. м³ метана в год. Водорослевое проект получил развитие в направлении объединения гибридного производства технической и пищевой составляющей энергии водорослевой биомассы, а также селекционных работ по клонированию продуктивных устойчивых штаммов микроводорослей, продуцентов липидов – основы жидких моторных топлив.

Перспективные результаты получены в направлении исследования процессов концентрации энергии потоками текучей среды, нагретой солнечным излучением в парниковых электростанциях [4]. Предложен переход от прямоточных потенциальных течений к закрученным вихревым потокам. Показано, что рост энергоотдачи от солнечной энергии в энергию воздушных потоков на 2-3% достигается при создании граничных условий сосредоточенного взаимодействия течений с источниками солнечного тепла.

Серия комплексных фундаментальных и прикладных исследований выполнена при создании конденсоров атмосферной влаги – продуцентов пресной воды с использованием ветряных энергоустановок. В экспериментах с модельными установками, использующими капиллярные конденсаторы достигалась производительность порядка 0,8 л /м² в сутки[5].

В направлении развития геоинформационных исследований представляет интерес развитие методики картирования энергоресурсов с расчетами показателя суммарного удельного нормированного потенциала возобновляемых источников энергии и анализом перспектив их использования на основе типологии районов с учетом уровня обеспеченности ресурсами, имеющими наибольшее значение для данного региона [6].

В связи с актуальностью стандартизации возобновляемых источников энергии проводились исследования и разработка новых национальных стандартов России [7]. Эта работа призвана исключить дублирование и разночтение одних и тех же терминов, которое неизбежно возникает в процессе реализации проектов возобновляемой энергетики.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алексеев В.В. Эволюция биосферы. //Природные ресурсы и окружающая среда. — 1981. —Т.7. —Вып.19. — С.53-62.
2. Киселева С.В., Коробкова, Т.П., Чернова Н.И. Микроводоросль спирулина как объект биотехнологии. // Биология. —2006. —№13. —С.12-14.
3. Соловьев А.А. Водорослевая энергетика./ М.Я. Лямин, Л.А. Ковешников, С.И.Зайцев, С.В. Киселева, Н.И.Чернова. — М.: МГУ,1997. — 64 с.
4. Соловьев А.А. Парниковые электростанции. // География, общество, окружающая среда. Том 3. Природные ресурсы и устойчивое развитие. — М.: МГУ, 2004. — С.234-249.
5. Алексеев В.В., Березкин М.Ю., Иванов В.Н. Глобальная проблема нехватки пресной воды и эффективные пути ее решения — М: МГУ, 2005. — 91с.
6. Нефедова Л.В. Региональный анализ ресурсов возобновляемых источников энергии, состояния и перспектив их использования в Индии.// Вестник Московского Университета, Серия 5. География. — 2003.— №3. — С. 50-56.
7. Андреевко Т.И., Рустамов Н.А. Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 52808-2007.«Нетрадиционные технологии. Энергетика биоотходов. Термины и определения».

О ВОЗМОЖНОСТЯХ РАСШИРЕНИЯ ФАКТОЛОГИЧЕСКОЙ БАЗЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ СОЛНЕЧНОЙ И ВЕТРОВОЙ ЭНЕРГИИ

С.В. Киселева, Ю.Ю. Рафикова

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова,
г. Москва, Россия

Внедрение систем возобновляемой энергетики предполагает решение как чисто технологических и технических проблем, так и фундаментальных научных проблем. К таковым относится, в частности, создание адекватных методов расчета доступных для эффективного энергетического использования потоков ветровой и солнечной энергии. Исследования в этом направлении в течение длительного времени основывались в основном на данных наземных метеорологических станций. Однако имеющаяся сеть метеорологических станций часто недостаточна и не позволяет с высокой достоверностью определять параметры ветрового потока в заданной географической точке, особенно на высотах более 10 м, характерных для современных ветроустановок единичной мощностью до нескольких МВт с ветроколесом, размещаемым на высоте 50-100 м.

Другой проблемой являются большие погрешности существующих методов оценок энергетических характеристик ветра на основе расчетов средних скоростей ветра и аппроксимации реально полученных из метеоданных гистограмм повторяемости ветра одно- и двухпараметрическими функциональными зависимостями. Выявленные недостатки способов расчета и исходных данных определяют необходимость усовершенствования традиционных методов расчетов энергии воздушной струи и эффективности ветроэлектростанций.

В последние годы за рубежом утвердилась практика проведения одно- двухгодичных мониторингов скоростей ветра на различных высотах на площадках предполагаемого строительства ветровых станций. Это дает с одной стороны, гораздо более обширный набор данных о параметрах ветрового потока, но, с другой стороны, вызывает сомнение правомерность использования столь небольшого по временному охвату периода измерений для обоснованных расчетов выработки энергии. Еще один метод получения массива исходных метеорологических данных – использование современных баз данных, полученных на основе спутниковых наблюдений и математического моделирования, например, базы данных *NASA Surface meteorology and Solar Energy (NASA SSE)*. Этот массив информации преодолевает недостатки вышеперечисленных источников, поскольку он основан на длительном периоде наблюдений (1983-2005 гг.); кроме того, появляется возможность решить проблему недостатка метеорологических станций, их удаленности друг от друга, т.к. эта база данных предоставляет информацию с пространственным разрешением ($1^\circ \times 1^\circ$) и доступна через сеть Интернет.

Ранее проводились исследования возможностей использования этой базы данных для анализа и картографирования потенциала солнечной энергии на территории России [1, 2]. При этом направленность работы определялась практическими потребностями, возникающими при разработке установок солнечной энергетики (солнечных водонагревательных установок, фотоэлектротреброобразователей), а также нуждами потребителей солнечной энергии: необходимо было найти фактическую основу для оценок как самой возможности использования солнечной энергоустановок, так и их основных технических параметров в конкретной географической точке – часто вдали от метеостанций, ведущих актинометрические измерения. В связи с этим проводилась подробная верификация данных NASA SSE путем сравнения характеристик солнечной радиации для конкретной точки, представленных в базе NASA и в климатических справочниках. Было показано, что при сравнении с более чем 50 актинометрическими станциями в различных регионах России (с широтным расположением от 42° до 70° с.ш.) отклонение данных NASA от наземных измерений не превышает 10-15% в теплые полгода и 30% в холодные, что вполне удовлетворительно для проведения гелиотехнических предпроектных расчетов.

Поскольку для установок с концентраторами солнечной энергии принципиальным является предварительная оценка не только суммарной солнечной радиации, но и прямой радиации на нормальную к лучу поверхность, в дальнейшем проводилось сравнение наземных и «спутниковых» данных и по этому параметру. Как из сравнения распределения месячных значений солнечной радиации, так и из результатов статистической обработки было получено, что данные NASA по суммарной солнечной радиации гораздо более точно совпадают с результатами наземных измерений, чем данные по прямой солнечной радиации на нормальную к лучу поверхность. Это позволяет обоснованно использовать первые для картографирования ресурсов солнечной энергии и проводить оценки потенциалов. Что касается данных по прямой солнечной радиации, следует в дальнейшем определить причину расхождения базы NASA с наземными измерениями и опреде-

лить границы допустимости использования соответствующих результатов. Обосновав возможность использования массивов данных NASA для расчетов потенциалов солнечной энергии, нами (совместный проект МГУ им.М.В.Ломоносова и ОИВТ РАН) были проведены выборки данных для территории России и построен широкий набор карт, отражающий многолетние средние значения падающей суммарной солнечной радиации на горизонтальную и вертикальную поверхность, ориентированные под различными углами к горизонту (ϕ^1 , ($\phi-15^\circ$), ($\phi+15^\circ$), оптимальный угол) для различных периодов осреднения (год, летние месяцы, теплые полгода и др.) [3]. Выбор шага изолиний сумм солнечной радиации на картах был принят равным $0,5 \text{ кВтч/м}^2\text{день}$ и обусловлен средней величиной отклонений данных NASA от соответствующих наземных измерений. Выполнено также картографирование прямой солнечной радиации на нормальную к лучу поверхность и распределения средних скоростей ветра на высоте 50 м.

Подобно тому, как проводилась верификация данных NASA по падающей солнечной радиации, нами сделано сравнение и с наземными метеорологическими измерениями скоростей ветра на высоте флюгера (по данным метеостанций ЮФО). Обнаружено, что в ряде случаев наземные данные и результаты спутниковых измерений с последующим математическим моделированием совпадают достаточно удовлетворительно (Таганрог, Астрахань, Волгоград, Сочи, Майкоп). Для других метеостанций (Ставрополь, Ростов-на-Дону, Черкесск) имеет место значительные расхождения, причем не только в абсолютных значениях скоростей ветра, но и в сезонном ходе. Причиной таких расхождений могут являться недостатки математического моделирования при разработке базы данных NASA, в частности, неадекватность учета типа подстилающей поверхности. Так, анализ распределения скорости ветра по высоте, предлагаемого базой данных NASA, показал, что авторы используют для аппроксимации высотной зависимости степенную функцию типа $V(z) = V_{\phi_l}^*(z/h_{\phi_l})^m$ и при этом полагают постоянным в течение года показатель степени m , что не является правомерным. Возможно, отклонения от наземных измерений скорости ветра, связаны частично и с этой особенностью расчетов NASA. В тоже время первичная статистическая обработка исходного массива данных дает достаточно оснований для использования его для оценки ветровой обстановки над территорией. То есть для интегральных оценок использование базы данных NASA, по-видимому, является оправданным. Однако, при «точечных» расчетах, т.е. обоснованиях локального ветропотенциала необходимо использовать наземные измерения – многолетние метеоданные или результаты специально проводимого ветромониторинга.

В данной работе на основе данных базы NASA SSE были построены карты средних скоростей ветра на высоте 50 м по территории России, а также скоростей ветра на тех же высотах для Южного Федерального округа. Средние скорости, однако, недостаточны для реальных оценок природного, и, тем более технического потенциала ветровой энергии территорий, которые определяются мощностью ветрового потока и средней выработкой энергии заданным типом ветроагрегата. При определении этих характеристик наиболее значимой является функция повторяемости скорости ветра в заданной точке территории. Поскольку в базе NASA представлены данные по повторяемости, можно перейти к оценке валового потенциала территории, понимая под таковым энергию воздушной струи единичной площади на заданной высоте, а также к оценке элементов технического потенциала, требующих учета характеристик современных типовых ветроэнергоустановок. В данной работе в качестве основной величины, определяющей характеристики технического потенциала была рассмотрена выработка энергии единичным ветряком заданного типа с оголовком турбины, расположенным на высоте 50 м. (для этой высоты в настоящее время имеются данные по повторяемости скоростей ветра в базе NASA).

Для обоснованного использования данных NASA SSE при расчетах элементов ветропотенциала необходимым становится проведение сопоставления повторяемости скоростей ветра по данным NASA и доступным метеонаблюдениям. Климатические справочники дают информацию о повторяемости лишь ограниченного количества точек на Юге России: Ростов-на-Дону, Сочи, Приморско-Ахтарск, Астрахань, Пятигорск, Грозный. Нами на первом этапе работы были проведены лишь качественный анализ повторяемости для ряда географических точек, поскольку имеется несоответствие высот определения этих величин (NASA – для высоты 50 м., наземные метеорологические станции – для высот флюгерных измерений, не превышающих 20 м.). Было обнаружено, что имеются значимые отличия распределения повторяемостей, которые вполне ожидаемы в связи с различием высот измерений, а также неточным совпадением координат рассматриваемых точек (в базе данных NASA значения привязаны к сетке $1^\circ \times 1^\circ$). В дальнейшем для более точных сравнений предполагается провести для наземных данных процедуру «подъема» повторяемости на высоту 50 м. по существующим методикам [4].

Далее в работе в целях получения предварительных оценок технического потенциала ветровой энергии с применением массива данных NASA для территории Южного и Северо-Кавказского

¹ ϕ – широта места

федеральных округов РФ были рассчитаны значения выработки электрической энергии тремя типами ветряков высотой 50 м и мощностью 150 кВт (модель NORDEX N 27–50), 600 кВт (модель VESTAS V44-50) и 1300 кВт (NORDEX N 60-50). По расчетным данным были построены карты выработок ветровой энергии. Было обнаружено, что для всех трёх типов ветроагрегатов наибольшими значениями выработок характеризуются районы Ростовской области, Ставропольского и Краснодарского края. Более низкие, но также имеющие промышленное значение, показатели выработки в Волгоградской области и на Каспийском побережье. Наименьшие значения – на Черноморском побережье, в Астраханской области, а также в северной части Волгоградской области. Видно, что наибольшие значения выработок присущи равнинным низменным территориям. Однако Астраханская область, расположенная в Прикаспийской низменности, характеризуется, согласно полученным результатам невысокими показателями выработок. Это не соответствует общей картине распределения средних скоростей ветра, что показывает значимость учета распределения повторяемости для адекватного отражения валового и технического потенциалов.

Еще одним принятым в настоящее время способом оценки ветропотенциала, как уже указывалось выше, является проведение краткосрочного ветромониторинга. Так, в России подобный ветромониторинг был проведен, в частности, в течение 2008 года на площадке предполагаемого строительства ВЭС на побережье Ейского лимана Азовского моря. Непосредственными задачами ветромониторинга является получение ветровых характеристик, а именно средних скоростей ветра и их временной динамики, профилей ветра по высоте, повторяемости скоростей ветра и др. На основании полученных результатов и сравнений были проведены расчеты выработки энергии для заданных типов ветроагрегатов на высоте ветроколеса 100 м. Здесь также расчеты проводились по двум методикам: 1) на основе подъема эмпирической повторяемости скоростей ветра на заданную высоту [4]; 2) с использованием коэффициентов увеличения скоростей ветра с высотой. Были получены как среднемесячные, так и годовые оценки выработки электрической энергии заданными типами ветроагрегатов (ENERCON E-82; GAMESA G-90; VESTAS V-90, WICOV Wind W2000spg-WT86, WICOV Wind W2000spg-WT92.5) [5].

В то же время вызывает сомнение правомерность использования столь небольшого по временному охвату периода измерений для обоснованных расчетов выработки энергии. Повидимому, оправданным может стать в данном случае использование для окончательных оценок ветропотенциала данных ветромониторинга совместно с данными многолетних метеорологических измерений на расположенных в непосредственной близости станциях, при этом следует отделить учитывать несовпадение высот измерений.

Как видно, в настоящее время расширился перечень источников данных для расчетов потенциалов солнечной и ветровой энергии и эффективности работы соответствующих установок. С другой стороны выявлены существенные противоречия в принятых в настоящее время подходах к расчетам этих величин (в частности, энергии ветровых потоков и выработки ветроустановок). Встает, таким образом, задача создания объединенных массивов географически привязанных данных (в перспективе – геоинформационных систем), их верификации и определения погрешностей; анализа существующих методов расчетов и разработки новых обобщенных методов расчета эффективности использования ресурсов (ветровых, солнечных) на территории России с использованием современных способов получения данных.

ЛИТЕРАТУРА

1. Киселева С.В., Терехова Е.Н., Попель О.С., Фрид С.Е., Коломиец Ю.Г. Использование дистанционных методов для расчетов гелиоэнергетических ресурсов территории России // Физические проблемы экологии (Экологическая физика): Сборник научных трудов/Под ред. Трухина В.И. и др. – М.:МАКС Пресс, 2008. – №15. – С.154-165
2. Киселева С.В., Попель О.С., Фрид С.Е. О возможности использования дистанционных методов для оценки потенциала солнечной и ветровой энергии// Вестник Международной академии наук экологии и безопасности жизнедеятельности, С.-Пб., 2008. Т.13. №3. С. 134-142.
3. Попель О.С., Фрид С.Е., Коломиец Ю.Г., Терехова Е.Н. Распределение ресурсов энергии солнечного излучения по территории России // Энергия: экономика, техника, экология. 2007, №1, С.15-23
4. Национальный Кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения// Николаев В.Г., Ганага С.В., Кудряшов Ю.И. Под редакцией канд. физ.-мат. наук Николаева В.Г. – М.:Изд-во «Атмограф», 2007. – 596 с.
5. Киселева С.В., Чернявский А.А. Анализ результатов ветромониторинга на площадке предполагаемого строительства Ейской ВЭС//Материалы международного семинара экологические проблемы современности, Майкоп, 2009, С. 141-148

ОПЫТ РЕГИОНАЛЬНОГО АНАЛИЗА РЕСУРСОВ ВИЭ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ НА ОСНОВАНИИ РАСЧЕТОВ СУММАРНОГО УДЕЛЬНОГО НОРМИРОВАННОГО ПОТЕНЦИАЛА

Л.В. Нефедова

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова,
г. Москва, Россия

Для оценки возможностей включения комплексов на ВИЭ в ТЭК регионов нашей страны в научно-исследовательской лаборатории возобновляемых источников Географического факультета МГУ имени М.В.Ломоносова проводились разработки по комплексной оценке обеспеченности регионов России ресурсами возобновляемых источников энергии с помощью методики расчета показателя суммарного удельного нормированного потенциала (СУНП), которая позволяет проводить типологию и региональный анализ территорий на основе комплекса возобновляемых энергоресурсов.

Суммарный удельный нормированный потенциал, является интегральной характеристикой, которая учитывает как объемы ресурсов по регионам, так и численность энергопотребителей в них. При этом предварительно определяются значения по всем удельным нормированным потенциалам (УНП) ресурсов по отдельным видам возобновляемых источников энергии. Нормирование значений по каждому показателю потенциала ресурсов необходимо для сопоставления показателей, имеющих разный порядок величин. Алгоритм нормирования показателей по максимальным значениям в ряду позволяет получать синтетические характеристики оценочного положения территориальных единиц по единой шкале и ранжировать данные территориальные единицы на основе этих оценок. Нормализация исходных показателей позволяет преодолеть их разноразмерность, сохранив те же соотношения между видами ресурсов по различным административным единицам [1, 2].

Для оценки современной ситуации в энергообеспечении регионов нами было проведено изучение состояния производства и потребления электроэнергии на территории России. Базой данных послужили материалы Федеральной службы государственной статистики (Росстата) – электробалансы субъектов РФ, т.е. сопоставление объемов производства и потребления электроэнергии в регионах [5]. Для каждого федерального округа выполнены расчеты, построены энергограммы, карто-схемы производства, потребления электроэнергии и энергобалансов.

Выяснено, что наибольший дефицит испытывают в частности: в ЮФО – Краснодарский край (более 10 млрд кВт·ч), Чеченская респ. и респ. Сев Осетия-Алания, однако необходимо отметить, что все республики, расположенные в данном ФО имеют отрицательный энергобаланс, в С-З ФО – респ. Карелия, Вологодская обл, в ЦФО – Московская, Белгородская области, менее – Липецкая, Калужская, Владимирская и Брянская области, в Приволжском – Нижегородская обл., респ. Удмуртия и Мордовия, Ульяновская и Пензенская области, в Уральском ФО – Челябинская область, в Сибирском ФО – Кемеровская, Омская и Томская области, Алтайский край, в ДВ ФО – Приморский край и Еврейская АО.

Вычисления СУНП проводились для удельных характеристик обеспеченности энергоресурсами всего населения или только сельского (как потребителя энергии, например, МГЭС). Использование удельных показателей в расчете на численность населения позволяет оценить перспективы отдельных административных единиц в плане энергетического самообеспечения при условии использования ВИЭ. Поскольку оценки проводились для удельных характеристик на душу населения, то для проведения регионального анализа были выбраны федеральные округа ЕТР, имеющие наибольший дефицит энергобаланса и наиболее высокую плотность населения, относительно равномерно распределенного по площади субъектов, а именно: . Центральный, Северо-Западный, Южный и Поволжский.

Расчеты выполнялись по материалам Справочника, опубликованного в 2007 г., с использованием дальнейших уточнений проведенных оценок и современных статистических материалов по субъектам РФ [3, 4, 5]. Для расчетов СУНП и регионального анализа были использованы данные о гелиоэнергетических и ветроэнергетических ресурсах, энергопотенциале потенциале малой гидроэнергетики и биомассы отходов. Гидротермальные ресурсы на данном этапе расче-

тов привлечены не были. Однако необходимо отметить, что для Краснодарского края, Чеченской республики и Дагестана, имеющих на ЕТР наибольшие эксплуатационные запасы гидротермальных ресурсов, суммарный потенциал с учетом данного ресурса будет значительно выше. В выполненном нами исследовании расчеты проводились для данных об оценках экономического потенциала ресурсов ВИЭ, поскольку именно в таком объеме возобновляемые энергоресурсы могут быть вовлечены в хозяйственное использование в энергокомплексы регионов на современном этапе. Сопоставление приведенных в данных справочниках оценок валового, технического и экономического потенциалов показало что только оценки экономического потенциала дают однопорядковые величины по различным видам ресурсов, что позволяет оценить значение и малой гидроэнергетики и биомассы отходов. В то время как для валового и технического и потенциала в большинстве регионов в значительной степени преобладают лишь гелиоресурсы и гидротермальные ресурсы. Для оценок ветроэнергетических ресурсов по административным единицам ФО были использованы уточненные данные, приводимые в [4], при этом для расчетов СУНП были использованы средние значения интервалов данных.

На основании выполненных расчетов были составлены карто-схемы распределения значений как удельных нормированных потенциалов по отдельным видам ресурсов, так и суммарного потенциала (СУНП) по административным единицам – субъектам Федерации на территории данных четырех федеральных округов России.

На основе расчетов СУНП был проведен региональный анализ обеспеченности регионов ресурсами ВИЭ с учетом численности энергопотребителей. Выделено пять градаций уровня обеспеченности суммарным удельным потенциалом. Самым высоким значением СУНП равным 2,29 характеризуется республика Калмыкия, обладающая при низкой численности населения высоким потенциалом нескольких видов возобновляемых энергоресурсов: ветер, гелиоресурсы, биоресурсов. К данной градации – более 1,3, но с меньшими значениями отнесены также Мурманская, Архангельская обл., Ненецкий АО, обладающие высоким потенциалом малой гидроэнергетики и ветра. Наиболее низкие значения СУНП были определены для крайнего запада ЕТР (Ленинградская, Псковская и Новгородская обл.)

Ряд регионов, имеющих достаточно высокие потенциалы гелио- и ветроэнергетических ресурсов, ресурсов биомассы отходов характеризуются однако не столь высокими значениями СУНП, в связи с высокой численностью населения (Краснодарский и Ставропольский края).

ЛИТЕРАТУРА

1. Нефедова Л.В. Региональный анализ ресурсов возобновляемых источников энергии, состояния и перспектив их использования в Индии //Вестник Московского Университета. Серия 5. География, 2003. №3, С.50-56.
2. Нефедова Л.В. Метод регионального анализа ресурсов ВИЭ на основании расчета показателя суммарного удельного нормированного потенциала //Теплоэнергетика. 2008, №12, С.2-5.
3. Справочник по ресурсам возобновляемых источников энергии в России и местным видам топлива /показатели по территориям/ – Под ред. П.П. Безруких. М.: «ИАЦ Энергия», 2007, 272с.
4. Оценки ресурсов возобновляемых источников энергии в России: справочник – учеб.пособие /Ю.С Васильев [и др.].- СПб.: Изд-во Политехн.ун-та, 2009. -250с.
5. Интернет-ресурсы Федеральной службы государственной статистики – <http://www.gks.ru>

ОЦЕНКА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ БИОМАССЫ ЛЕСА МЕТОДОМ ЛАЗЕРНОЙ ЛОКАЦИИ

И.М. Данилин¹, А.И. Данилин, Д.А. Свищев²

¹ Институт леса им. В.Н. Сукачева СО РАН, г. Красноярск, Россия

² «Востсиблеспроект», г. Красноярск, Россия

В современной практике лесопользования и лесоустройства получение достоверной и оперативной информации о лесных ресурсах и их энергетических показателях (биомасса, углерод лесной растительности), является актуальной задачей, как с природоресурсной, так и с экологической, природоохранной точек зрения. В решении этой задачи в последние годы в развитых странах мира и в России все активнее используется лазерная локация и цифровая аэросъемка, которые представляют собой важнейшую составляющую геоматики – нового интегрального направления развития методов дистанционного зондирования Земли (аэро- и космической съемки), геоинформационных технологий, цифровой фотограмметрии и картографирования, спутникового геопозиционирования и телекоммуникаций. Эти передовые и высокоэффективные методы находят сегодня широкое применение во многих отраслях, являясь, по сути, информационной основой природопользования, земле- и лесоустройства, экологического мониторинга, систем сбора, обработки, анализа данных и баз знаний, по показателям точности и экономической эффективности превосходят другие методы изучения и измерения параметров земной поверхности, энергетических ресурсов и систем [1-13].

Современные авиационные лазерно-локационные системы интенсивно развиваются и на сегодняшний день имеют частоту сканирования более 200 тыс. импульсов (измерений) в секунду [11]. Наибольшая плотность точек сканирования при этом составляет 1 точка на 5-7 см поверхности, а точность измерения геометрических параметров наземных объектов и морфоструктурных элементов растительности в плановой и профильной проекциях составляют порядка $\pm 5-10$ см. Точность спутникового позиционирования контуров линий и границ земельных участков, лесных выделов, пробных площадей, отдельных деревьев и морфоструктурных элементов их стволов и крон, в том числе и в подпологовом пространстве, практически не ограничена и определяется техническими характеристиками приемных устройств [1, 3, 4].

В ряде работ, выполненных ранее в России и за рубежом, было показано, что точность оценки биомассы лесной растительности можно повысить до 3-5% с использованием морфологической классификации и аллометрических взаимосвязей между признаками деревьев [1, 2, 4, 5-7, 9]. Наши исследования, проведенные в Красноярском крае, показывают, что наиболее достоверно и точно, состояние растительного покрова и его биоэнергетические характеристики (фитомасса) определяются характеристиками рядов распределения деревьев по основным морфометрическим признакам – диаметру и высоте, вертикальной и горизонтальной протяженности крон, которые, в свою очередь, взаимосвязаны и тесно коррелированы во всех случаях [1, 2, 6, 8]. Построение рядов распределения деревьев по морфометрическим показателям традиционно предполагает выполнение время- и трудоемких наземных биометрических процедур, операций и пересчетов (сплошных или выборочных), которые, во многих случаях, требуют значительных финансовых затрат. Вместе



Рис. 1. Полигональная «энергетическая» модель распределения лесной биомассы в связи с рельефом местности, полученная по данным лазерной локации

с тем, метод лазерной локации, интегрированный с цифровой аэросъемкой сверхвысокого (сантиметрового) разрешения, позволяет выполнять «попиксельную» инструментально-измерительную таксацию на основе прецизионной спутниковой геодезии и детальной топографической съемки, изучать горизонтальную и вертикальную структуру насаждений, реконструировать ряды распределения древостоев по любому морфоструктурному показателю, вычислять искомые морфоструктурные признаки и биомассу в автоматическом режиме с высокой точностью и эффективностью, на достаточно больших площадях

и при минимуме затрат времени и финансовых средств [4-6, 8, 10, 12, 13]. Структура, объемные показатели деревьев и их фитомасса определяются по лазерно-локационным данным («лазерным портретам»), интегрированным с цифровыми фотоснимками, на основе цифровой модели местности и поля распределения лесной растительности, которые генерируются из исходных данных лазерной локации способом фильтрации импульсов локатора, отраженных от земной поверхности и леса, путем интерполяции точек земли, с последующей триангуляцией точек растительности в системе дифференциального спутникового позиционирования (GPS, ГЛОНАСС) [2, 3, 5]. При обработке и анализе лазерно-локационных данных и цифровых снимков используются методы математической морфологии, оперирующей понятиями теории множеств и нечетких множеств [9]. Цифровая «лазерно-локационная» модель земной поверхности и лесной растительности позволяет получать детальные координаты и морфоструктурные характеристики рельефа местности и лесной биомассы средствами трехмерной компьютерной графики с использованием программных продуктов Altaxis 2.0, ArcView Spatial & 3D Analyst, или другими, известными на сегодняшний день средствами (рис. 1).

Объемные и весовые показатели деревьев с достаточно высокой точностью аппроксимируются аллометрическими функциями через их морфоструктурные признаки – горизонтальную и вертикальную протяженность крон, диаметры стволов и высоту деревьев [1, 2, 3, 5]. При лазерной локации оценка биомассы леса, в каждом конкретном случае сводится к установлению базовых закономерностей изучаемого объекта и определению соотношений между объемами стволов, их высотой, диаметрами стволов и крон, которые, в свою очередь, составляют 87-99% объясненной изменчивости различных фракций фитомассы (стволов деревьев, скелета крон и хвои).

Результаты практической апробации метода лазерной локации свидетельствуют о высокой перспективности его использования для целей анализа и моделирования структуры и динамики лесного покрова. Метод позволяет выполнять дистанционную оценку лесных ресурсов и их энергетических показателей с высокой эффективностью, при минимуме наземных работ и значительной экономии времени и финансовых средств.

ЛИТЕРАТУРА

1. Данилин И.М. Структурно-функциональная организация лиственничного фитоценоза после восстановительной сукцессии на севере Средней Сибири // Сиб. экол. журн., 2009, 16 (1). С. 77-90.
2. Данилин И.М., Медведев Е.М. Оценка структуры и состояния лесного покрова на основе лазерного сканирования и цифровой аэро- и космической съемки // Геогр. и прир. рес., 2005, 3. С. 109-113.
3. Данилин И.М., Медведев Е.М., Данилин А.И. Мониторинг земель, землеустройства и землепользования на основе лазерной локации и цифровой аэро- и космической съемки // Междунар. сельскохозяйств. журн., 2008, 2. С. 55-57.
4. Медведев Е.М., Григорьев А.В. С лазерным сканированием на вечные времена // Геопрофи, 2003, 1. С. 5–10.
5. Медведев Е.М., Данилин И.М., Мельников С.Р. Лазерная локация земли и леса: Учеб. пособ., 2-е изд., перераб. и доп. М.: Геокосмос; Красноярск: Ин-т леса им. В.Н. Сукачева СО РАН, 2007. 229 с.
6. Сухих В.И. Аэрокосмические методы в лесном хозяйстве и ландшафтном строительстве: Учебн. для вузов. Йошкар-Ола: Изд-во МарГТУ, 2005. 392 с.
7. Holmgren J., Nilsson M., Olsson H. Estimation of tree height and stem volume on plots using airborne laser scanning // For. Sci., 2003, 49(3): 419-428.
8. Kraus K., Pfeifer N. Advanced DTM generation from lidar data // Int. Arch. Photogram. Rem. Sens., 2001, Vol. XXXIV-3/W4, pp. 23-30.
9. Maltamo M., Tokola T., Lehtikainen M. Estimating stand characteristics by combining single tree pattern recognition of digital video imagery and a theoretical diameter distribution model // For. Sci., 2003, 49 (1): 98-109.
10. Matheron G. Filters and lattices. Image Analysis and Mathematical Morphology, Vol. 2 / J. Serra ed., Theor. Adv., Chpt. 6., Acad. Press, Inc., 1988.
11. Means J.E., Acker S.A., Fitt B.J. et al. Predicting forest stand characteristics with airborne scanning lidar // Photogram. Eng. & Rem. Sens., 2000, 66 (11): 1367-1371.
12. Optech Incorporated, 2010. <http://www.optech.ca/>
13. Remote sensing of forest environments. Concepts and case studies / Ed. by M.A. Wulder and S.E. Franklin. Kluwer Acad. Publ., Dordrecht, Boston, London, 2003. 519 p.
14. Wulder M.A., Hall R.J., Coops N.C., Franklin S.E. High spatial resolution remotely sensed data for ecosystem characterization // BioScience, 2004, 54 (6): 511-521.

ВОЗМОЖНОСТИ КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ТОПЛИВ ДЛЯ МЕСТНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Т.А. Кулагина, В.В. Куповых

ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

Во многих регионах России актуально и остро стоит проблема диверсификации топливных ресурсов в направлении использования местных видов топлива с высокой степенью возобновляемости. Так как основные невозобновляемые ресурсы сосредоточены в Западной Сибири и на севере Европейской части, то их доставка потребителям центра Европейской части является чрезвычайно острой проблемой. Решение этой проблемы может быть связано только с освоением местных возобновляемых источников энергии, не требующих транспортировки огромных масс горючего [1].

В качестве такого энергетического ресурса целесообразно использование торфа, запасы которого в нашей стране очень велики. Вопросы совершенствования и разработки новых технологий производства местного топлива для коммунально-бытовых нужд, поднимающих конкурентную способность торфа по сравнению с привозными видами топлива (природный газ, мазут, уголь) возникают в связи с изменением топливной политики в данной области. Важным отличием торфа от других видов твердых топлив является то, что в естественном состоянии при залегании в залежи не может быть топливом из-за сильной обводненности (до 90% воды) при малом содержании серы и золы.

В настоящее время торф для энергетических целей добывается в основном фрезерным способом, стоимость которого в несколько раз меньше кускового. Наиболее существенными недостатками фрезерного торфа является большая зависимость от погодных условий и высокая влажность готового торфа (40-45%), а также большие потери при хранении. Кусковой торф в достаточной степени не пользуется спросом из-за плохого качества кусков, и как следствие большое содержание мелочи в готовой продукции. Для превращения торфа в топливо необходимо удалить максимальное количество воды. Процесс сушки является одним из способов повышения концентрации твердой фазы. Перспективным путем улучшения качества топливного кускового торфа считается изменение начальной структуры торфа, и тем самым получение конечного продукта требуемого качества. Основным методом воздействия на исходное сырье является механическое диспергирование. Оно приводит к изменению его физико-механических свойств, в результате которых снижается способность торфа к водопоглощению. Уменьшение размера куска приводит к увеличению периода постоянной скорости сушки и росте прочности готовой продукции. Управление процессами структурообразования возможно на ранней стадии сушки, когда влагосодержание торфяной системы максимально и выше ее степень переработки. Изменяя влажность формования и степень переработки исходного торфяного сырья можно производить формованное торфяное топливо необходимого качества, устойчивое к внешним воздействиям и с меньшей крошимостью продукции [2].

Примером такого диспергирования являются торфяные гранулы, которые изготавливаются из фрезерного торфа. Технологическая схема производства таких гранул представлена на рисунке 1. Со склада (1) сырье дозировано подается цепным транспортером (2) в смеситель (3), сюда же подаются продукты горения из теплогенератора (4) и засасывается холодный атмосферный воздух. Первоначально смешиваются продукты горения и холодный воздух, пропорция смешивания регулируется автоматически, что обеспечивает поддержание заданной температуры теплоносителя. Затем теплоноситель смешивается с влажным сырьем и засасывается в барабанную сушилку (7). В барабане сырье захватывается лопастями и поднимается кверху, затем падает сквозь поток теплоносителя, постепенно продвигаясь к выходу. Высушенный торф засасывается в большой циклон (9) за счет разрежения, создаваемого дымососом (10). В циклоне торф осаждается за счет центробежной силы и двигается вниз, а отработанный теплоноситель выбрасывается в дымовую трубу (11). Из циклона торф шлюзовым затвором (12) дозировано подается в распределитель потока (13), затем попадает в одну из двух молотковых дробилок (14), где происходит окончательное измельчение сырья. С этого момента его принято называть мукой. Из дробилок мука попадает в циклоны, в первом (15) происходит первичное отделение муки от воздуха, а во втором (16) – окончательное. Из обоих ци-

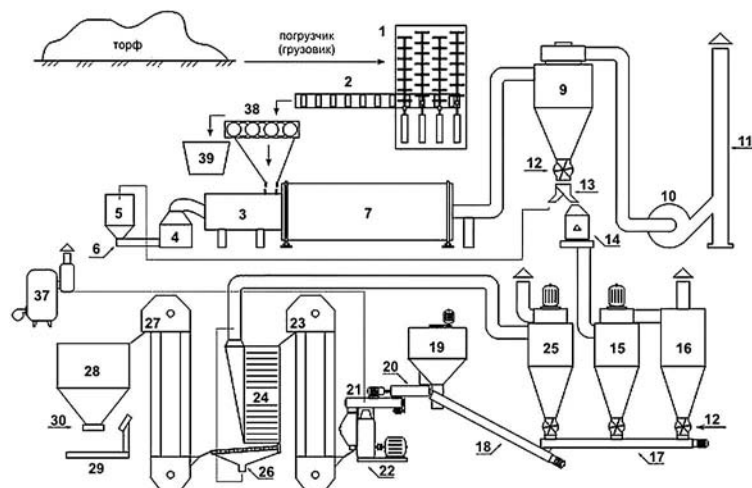


Рис. 1. Технологическая схема производства гранул из торфа

клонов мука подается шлюзовыми затворами (12) в шнековый транспортер (17), далее поступает в наклонный шнековый транспортер (18), а из него попадает в бункер гранулятора (19). Внутри бункера находится устройство, препятствующее слеживанию муки. Из бункера мука подается шнековым питателем с регулируемой скоростью подачи (20) в смеситель (21), сюда же от парогенератора (37) подается пар либо вода. В смесителе происходит кондиционирование продукта, т.е. доведение влажности муки до уровня, необходимого для процесса гранулирования. Из смесителя увлажненная мука через отделитель ферромагнитных примесей выводится в пресс – гранулятор (22). В камере прессования мука затягивается между вращающейся матрицей и прессующими вальцами и продавливается в радиальные отверстия матрицы, где под действием большого давления происходит формирование гранул. Выдавленные из отверстий гранулы наталкиваются на неподвижный нож и обламываются. Обломанные гранулы падают вниз и через рукав кожуха выводятся из пресса. Гранулы, выходящие из пресса, имеют высокую температуру и непрочны, поэтому они транспортируются норией (23) в охладительную колонку (24). Здесь через слой гранул вентилятором циклона (25) всасывается воздух, который охлаждает гранулы и одновременно отсасывает часть несгранулированной муки в циклон. В процессе охлаждения влажность гранул уменьшается за счет испарения влаги, и в гранулах происходят физико-химические изменения. В результате они приобретают необходимую твердость, влажность и температуру. Особенностью таких гранул является то, что они изготавливаются без применения добавок и являются высококалорийным топливом (>15 МДж/кг). По расчетам комитета Госдумы РФ по энергетике, если принять стоимость торфа за 100%, цена на уголь составит более 190%, а на топочный мазут – 180-252%.

Другим из направлений увеличения доли местных видов топлива в топливно-энергетическом балансе регионов и снижения потребления ввозимых энергоносителей является получение и использование в качестве котельного топлива суспензий на основе жидких углеводородов и твердых топлив. Применение мазута в качестве дисперсионной среды дает возможность получить устойчивую, не расслаивающуюся суспензию. В качестве дисперсной фазы возможно использование торфа, древесных опилок и древесного угля. Исследование реологических свойств таких топливных суспензий показало, что концентрация твердого вещества может достигать 20-30%, что позволит частично заменить углеводородное топливо и снизить стоимость полученной энергии на 10-20%. Кроме того при замене части углеводородного топлива древесным углем в получаемой суспензии снижается на 5-20% содержание серы. В процессе сжигания такого топлива возможно (как и при сжигании топливной суспензии с применением торфа) снижение выброса диоксида серы в атмосферу в результате связывания ее минеральными компонентами. Содержание твердой фазы и воды свыше 30% приводит к значительному увеличению вязкости топливной суспензии, что затрудняет ее использование в качестве котельного топлива [3].

Для местной энергетики перспективным является технология комплексного использования торфов и бурых углей с отходами углеобогащения. Не окисленные бурые угли в основном используются как энергетическое топливо, а окисленные угли, составляющие около 4-6% общих запасов угля, рассматриваются как отходы угледобывающей промышленности и зачастую оставляются в пластах или выбрасываются с пустой породой в отвал. Одним из направлений переработки бурых

и окисленных углей, а так же торфа, является получение гуминовых веществ, имеющих широкий спектр применения в различных отраслях народного хозяйства. Весьма интересным является применение гуматов – солей гуминовых кислот, в технологии производства водоугольных топлив. Гуматы (гумат натрия, кальция и т.п.) являются универсальными регентами-пластификаторами, со стабилизирующим и «разжижающим» действием, способствующие получению высококонцентрированных суспензий (более 60% твердой фазы). Более того, использование гумата натрия в технологии водоугольных суспензий выгодно и с экологической точки зрения, так как при наличии в топливе натриевых, кальциевых или магниевых солей гуминовых кислот, в начальный период горения происходит распад гуматов с образованием окисей металлов, которые активно реагируют с окислами серы, образующимися при сгорании пирита и сернистых органических соединений. При благоприятных количественных соотношениях в топливе гуматов и горючих сернистых соединений выделение окислов серы с дымовыми газами может отсутствовать даже при высоком содержании в угле горючих сернистых веществ.

Для производства водоугольных топлив в качестве твердой фазы могут использоваться различные твердые горючие ископаемые, однако предпочтение отдается угольным шламам. В первую очередь это связано с низкой их стоимостью, а также экологическим эффектом – утилизацией углетоходов, оказывающих вредное воздействие на окружающую среду. Вовлечение углетоходов в производство позволяет повысить экономию предприятий путем пополнения сортов сырьевой базы и использование уже добытого угля в виде шлама подготовленного к использованию.

Технология сжигания водоугольной суспензии позволяет получать золу с универсальными свойствами без недожога, которая может использоваться в производстве строительных материалов и различных вариантах технологических схем извлечения редких и ценных элементов, без дополнительной специальной подготовки проб.

Таким образом, образуется целое комплексное направление и может осуществляться по следующей схеме (рисунок 2).

Применение в качестве стабилизатора гуминового препарата (гумата натрия) позволяет получить стабильную водоугольную суспензию с практически не изменяющимися во времени реологическими характеристиками [4].

Сжигание низкокалорийных топлив, таких как торф и бурый уголь, характеризуется большим выходом летучих веществ. Интенсивность горения таких топлив более выражена в начале процесса и резко уменьшается при догорании коксового остатка. В связи с этим их сжигание в традиционных теплогенераторах приводит к экологической проблеме – выбросу в атмосферу про-

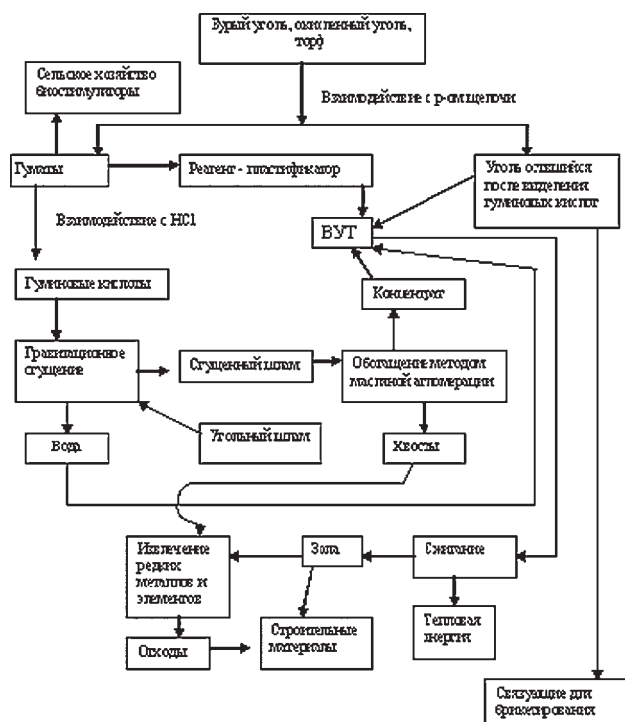


Рис. 2. Принципиальная технологическая схема комплексного использования торфов, бурых и окисленных углей с отходами обогащения углей

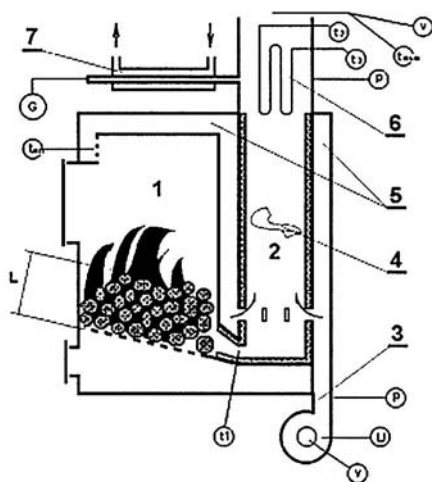


Рис. 3. Схема экспериментальной установки:
1 – первичная камера; 2 – вторичная камера;
3 – вентилятор; 4 – завихритель; 5 – тракт воздухоподогревателя; 6 – теплообменник; 7 – закалочное устройство

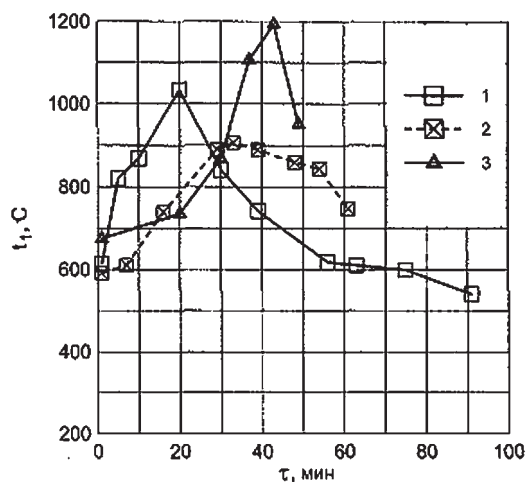


Рис. 4. Температура на выходе из первичной камеры при сжигании торфа и его смеси с древесиной: 1 – торф; 2 – 50% торфа + 50% древесины; 3 – древесина

дуктов сгорания, часто содержащих значительное количество окиси углерода и оксидов азота.

Исследования, проведенные в Европе и Азии, показали, что подмешивание древесины в такие низкосортные топлива улучшает процесс горения. После добавления 15% сосновой древесины к углю при сжигании в кипящем слое достигается уменьшение выхода CO с 1000 ppm до 837 ppm, при этом выбросы NO_x упали с 355 ppm до 318 ppm. Содержание не сгоревшего углерода в золе уменьшилось с 6,5 до 4%. При сжигании смесей угля и древесины наблюдается почти линейная зависимость уменьшения эмиссии NO₂ от концентрации древесины. Хлебниковым и Коваленко были проведены экспериментальные исследования двухстадийного сжигания торфа, бурого угля и их смесей с древесиной с помощью теплогенератора мощностью до 60 кВт. Схема установки на рисунке 3.

Особенностями данного теплогенератора являются:

- наличие двух камер, в первой из которых происходит окисление топлива при недостатке кислорода, а во второй сжигание газообразных продуктов при высокой температуре;
- подогрев воздуха 5 на входе, как в первичную, так и вторичную камеры сгорания;
- используемой регулируемой подачи воздуха, которая осуществлялась с помощью диаметального вентилятора 3 с изменяемой скоростью вращения.

Одним из характерных параметров процесса сжигания одинарных и смесевых топлив является температура на выходе из первичной камеры (рисунок 4).

Большинство исследованных топлив характеризуется всплеском температуры в начале процесса, когда сгорают летучие горючие и умеренными температурами во время горения коксового остатка. Наиболее ранний всплеск наблюдается у торфа, обладающего самой низкой температурой начала выхода летучих. Максимум температуры при сжигании древесины расположен значительно дальше по времени от начала процесса.

Низкая температура в конце процесса горения торфа и бурого угля является причиной образования значительных количеств окиси углерода. В связи с тем, что древесина сгорает с выделением наименьшего количества CO, а максимум выделения летучих горючих у нее смещен по сравнению с периодом их выделения у торфа и бурого угля, следует ожидать благотворного ее влияния на процессы их горения. Действительно, максимумы температур в процессах сжигания смесей находятся в промежутке между максимумами для чистых веществ (торф – древесина, бурый уголь – древесина), а длительность процессов горения сокращается в 1,5-1,6 раза за счет интенсификации сжигания коксового остатка. Добавление 50% древесины уменьшает образование окиси углерода для торфа на 40%, а для бурого угля более чем в 2 раза [5].

Кроме того, перспективным направлением использования низкосортных местных видов топлива является создание композитного топлива. Характерной особенностью композитных топлив – является создание искусственных твердых и жидких топлив на базе дешевых торфов, углей и мазутов. При этом в качестве базовых составляющих используется рядовой торф любого качества и месторождений, уголь и продукты его обогащения любого качества и стадии мета-

морфизма. Эта технология основывается на базе торфяного гидрогеля и отходов углеобогащения. Получаемое топливо отличается лучшими свойствами с точки зрения энергетического использования, чем каждый из исходных компонентов. Причем технология позволяет создавать композитный материал с наперед заданными свойствами по теплоценности, реакционной способности, составу минеральной части. Композитный материал может быть представлен как в виде твердых торфоугольных брикетов, гранул, сфер, так и в виде жидкого искусственного топлива.

Суть технологии в брикетировании низкосортных и низкореакционных твердых топлив с применением специальной связующей и топливной добавки торфяного геля. При этом поэтапно и непрерывно происходит процесс приготовления пульпы из основных компонентов при помощи высокоскоростного эмульгатора, которая затем перерабатывается в торфяную пасту с последующим получением брикетов необходимой формы и размеров. Брикеты обладают высокими энергетическими характеристиками, могут транспортироваться на любые расстояния и технологичны при хранении. Они могут эффективно использоваться в малой энергетике и при бытовом (печном) использовании.

Технология получения искусственного композитного жидкого топлива (ИКЖТ) базируется на основе торфяного гидрогеля, угольных отсеков с добавлением небольшого количества мазута (нефти). По своим характеристикам это топливо близко к мазуту, а по некоторым параметрам даже превосходит его. В отличие от мазута искусственное жидкое топливо дешевле, отличается лучшими экологическими свойствами и производится за счет использования местных топливных ресурсов. При пониженных температурах топливо имеет более низкую вязкость, чем мазут, и довольно легко перекачивается без предварительного подогрева.

ИКЖТ содержит больше летучих веществ, лучше воспламеняется и быстрее выгорает. Оно практически не обладает абразивными свойствами из-за того, что взвешенные частицы покрыты структурированной коллоидной пленкой, которая служит своего рода смазывающим материалом. Также в ИКЖТ не происходит инерционной сепарации взвешенных частиц, отсутствует расслаивание даже при длительном хранении и без перемешивания. В процессе приготовления топлива в него довольно легко вводятся различного рода активизирующие добавки. ИКЖТ может служить полноценным заменителем мазута для котельных. При этом может потребоваться лишь замена мазутных горелок.

Композитное торфоугольное топливо является дешевым экологически чистым видом топлива, которое может использоваться в энергетике и технологических процессах вместо твердого или жидкого топлива с минимальной реконструкцией котлов и печей или без нее. Производство и сжигание торфоугольного топлива является экологически чистым процессом. В качестве сырья вместо угля можно использовать отходы углеобогащения и графитного производства. Использование в качестве сырья нетоварной угольной мелочи позволяет упростить процесс производства без снижения качества продукта.

Наличие в торфоугольном топливе коллоидных торфяных частиц позволяет:

- упростить производство суспензии, так как нет необходимости размалывать часть угля до очень малых частиц;
- улучшить процесс воспламенения, так как коллоидные торфяные частицы на поверхности распыленных капель быстрее и легче образуют твердую корку, а внутри капли сильнее удерживают воду, необходимую для эффективного горения.

Газификация композитного торфовоугольного топлива непосредственно на местах потребления дает возможность получения газообразного топлива из легкодоступных и широко распространенных сырьевых ресурсов для использования в котельных и других тепловых агрегатах.

Технология основана на применении комплексного метода термического парогазового процесса газификации. При этом пиролитические процессы (огневые) не применяются, а в высокотемпературной фазе процесса участвует электронагрев. Кроме того, существенную роль играют электролитические процессы в слабо нагретой массе топлива.

Предложенные технологии и способы использования местных ресурсов в регионах позволяют:

- повысить энергетическую безопасность региона за счет широкого использования местных энергетических ресурсов и вовлечения их в энергобаланс;
- повысить экономичность использования энергетических ресурсов за счет повышения коэффициента полезного действия топливоиспользующих установок;
- улучшить экологические показатели (ликвидировать пыление при транспортировке и переработке, снизить выбросы оксидов азота, серы, а также твердых пылевзвесей) при сжигании топлива;
- получать энергетическое топливо на местном сырье в районах, куда затруднен завоз традиционного топлива;

- ликвидировать склады топлива в пределах города для индивидуальных потребителей, повысить общую культуру эксплуатации топливоиспользующих установок малой энергетики;
- использовать отходы угольного производства, отходы антрацитов и др. (которые ранее использовались в весьма ограниченном объеме и хранение которых вызывает дополнительные трудности, связанные с отчуждением земли и экологией);
- получать энергетическое топливо по стоимости примерно в два раза дешевле традиционных;
- получать энергетическое топливо с характеристиками, значительно улучшенными по сравнению с исходным сырьем, используемым при получении этого топлива;
- возгорания торфяников и задымления местности);
- снизить стоимость получения энергии за счет использования более дешевого энергоносителя;
- создать безотходную технологию за счет использования золошлаковых отходов ТЭС и топливоиспользующих установок;
- уменьшить территорию вынужденного отчуждения земель для золоотвалов ТЭС и топливоиспользующих установок.

ЛИТЕРАТУРА

1. Эколого-экономическая эффективность использования торфа в костромской области как энергетического ресурса / В. М. Каравайков. – Региональная экономика, 2009, №4.
2. Предпосылки производства мелкокускового торфа для местной энергетики / А. В. Волков, О. В. Пухова. – Семинар Тверского технического университета, 2004, №12.
3. Топливные суспензии на основе мазута, торфа, древесных отходов и древесного угля / И. И. Лиштван, П. Л. Фалюшин. – Химия твердого топлива, 2009, №1.
4. Технология комплексного использования торфов и бурых углей с отходами углеобогащения / А. В. Папин, Г. А. Солодов. – Химическая технология, 2009, №3.
5. Исследование двухстадийного сжигания торфа, бурого угля и их смесей с древесиной / О. Е. Хлебников, Г. В. Коваленко. – Использование и сжигание топлива, 2005, №2.

АКУСТИЧЕСКАЯ ПАРОВАЯ ВНУТРИКАПЕЛЬНАЯ КАВИТАЦИЯ – НОВОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ЭФФЕКТИВНЫХ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ И ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Г.С. Юр, С.В. Титов, Ю.В. Демин, А.И. Мозилов

г. Новосибирск, Россия

Известно, размер зародышей кавитации на несколько порядков меньше размеров капель образующихся при распыливании жидкости. Это открывает возможность осуществить в каплях процесс акустической кавитации. Основным достоинством этого процесса является получение высоких плотностей энергии в единице объема при относительно малых затратах на создание акустических колебаний. Известно, что при кавитации имеют место мощные тепловые, гидродинамические, электрические и другие явления в условиях близких к низкотемпературной плазме.

На кафедре судовых двигателей внутреннего сгорания Новосибирской государственной академии водного транспорта в этой области выполнен комплекс научных исследований.

Теоретически исследован, экспериментально подтвержден и практически осуществлен процесс акустической паровой кавитации внутри капель распыленного топлива. Разработаны теоретические основы процесса тепломассообмена капель жидкости взвешенных в осциллирующей газовой среде. Выполнены численные исследования процесса роста зародыша в капле. Определено, что газодинамические колебания интенсивностью более 120 дБ интенсифицируют процессы испарения и горения капельной взвеси.

Исследования показали, что при преодолении кавитационного порога, в каплях углеводородного топлива происходят явления, приводящие к их мгновенному разрушению в результате объемного микровзрыва. Вслед за этим, в нагретой газовой среде происходят процессы крекинга жидких углеводородов и их газификация. Хроматографический анализ полученной газовой смеси определил, что основными компонентами являются водород, метан, этан, этилен, пропилен.

Экспериментальные исследования проводились на специальных опытных установках и моделях. На них изучалось действие осцилляций нагретой газовой среды различной мощности на процессы тепломассообмена в неподвижной капле и в струе распыленного топлива. На основе полученных теоретических и экспериментальных данных были спроектированы, изготовлены и испытаны дизель с камерой сгорания содержащий газоструйный излучатель газодинамических колебаний и опытный образец судового кавитационного газового генератора.

Определены основные направления практического использования полученных результатов:

1. Химическая промышленность:

Полученные в кавитационном газовом генераторе этилен и пропилен, относятся к непредельными углеводородам, и являются ценным сырьем для химической промышленности. Преимуществом способа получения низших олефинов при помощи кавитации является возможность их производства из низкокачественного тяжелого углеводородного сырья при температурах на 200-400 градусов ниже, чем при традиционном процессе пиролиза.

2. Двигателестроение.

2.1. Осуществление процесса акустической внутрикапельной кавитации в цилиндре дизеля делает возможным использование в качестве топлива тяжелых низкокачественных углеводородных фракций в высокооборотных дизелях без ухудшения их экологических показателей.

2.2. Применение водородосодержащих газов, полученных из углеводородного сырья утяжеленного фракционного состава, в качестве топлива или присадки к воздуху значительно снижает концентрацию вредных выбросов отработавших газов дизелей без внесения существенных изменений в конструкцию двигателей.

2.3. Кавитационный газовый генератор, в дополнение к своему основному назначению, может быть использован как источник электрической энергии.

Следует также отметить, что применение в качестве сырья жидких углеводородов утяжеленного фракционного состава, которые имеют низкую стоимость, может дать значительный экономический эффект.

Результаты исследований докладывались на научно-технических конференциях различного уровня и опубликованы в печати.

Способ и устройство для переработки жидкого углеводородного сырья и камеры сгорания дизеля защищены патентами и авторскими свидетельствами.

КОНЦЕПТУАЛЬНЫЙ ПОДХОД К ФОРМИРОВАНИЮ ПРОГРАММ РАЗВИТИЯ БИОТЕХНОЛОГИЙ В РЕГИОНЕ

Г.Я. Белякова, С.А. Беляков

Сибирский государственный аэрокосмический университет им. ак. М.Ф.Решетнева,
г. Красноярск, Россия

Концепция на современном этапе выступает как методологический документ, определяющий политику в определенной области, имеющий важнейшее значение для выработки стратегии развития экономики региона. Область развития биотехнологий определена мировой экономикой как важнейшая в решении проблем снижения энергозависимости от невозобновляемых источников энергии, решении экологических проблем и более рационального использования имеющихся природных и других ресурсов.

Развитие программ биотехнологий определяется стремлением к энергосбережению, обеспечению энергобезопасности и главное – к охране окружающей среды, заботе о здоровье человека.

Актуальность разработки программы биотехнологий в Сибирском регионе определяется большими запасами биомассы в разных ее видах. На Сибирь приходится более 1/4 площади заторфованных территорий мира. СФО по запасам торфа находится на втором месте в России (34,4 млрд. т или 21,8% прогнозных ресурсов России). Это возобновляемые запасы углеводородного сырья мирового значения. Потенциальные запасы торфяного сырья в России превышают нефтяные и не уступают запасам газа – 49,5 млрд. тонн условного топлива. 90% торфяных ресурсов, расположенных на территории Западно-Сибирской равнины пригодны на топливо. Даже при интенсивной добыче он не иссякнет и за 1000 лет.

Одним из направлений использования биоресурсов является биоэнергетика, рассматриваемая как фундаментальное и прикладное направление, возникшее на границе современных биотехнологий, химической технологии и энергетики, изучающее и разрабатывающее пути биологической конверсии солнечной энергии в топливо и биомассу, биологическую и термохимическую трансформацию последней в топливо и энергию.

Природные ресурсы, имеющиеся в любой географической зоне, позволяют широко использовать возобновляемые источники энергии для получения как тепловой, так и электроэнергии, а также жидкого моторного топлива. В России доля биотоплива и отходов в энергетике составляет всего треть процента. Для России необходимо внедрение рентабельных технологий использования биомассы леса, технических сельскохозяйственных культур, торфа и сапропеля. Для сравнения: в развитых странах на 1 долл. ВВП тратится 0,2 кг нефтяного эквивалента, в России – 0,5 кг., в Канаде и Скандинавских странах, где похожие климатические условия, примерно 0,22 кг. По оценкам, эффективное регулирование энергетических затрат, в первую очередь за счет экологоориентированного законодательства может в перспективе дать сокращение энергопотребления почти на 45% от имеющегося уровня.

Для России производство биотоплива открывает для сельскохозяйственных предприятий новый тип агропромышленной кооперации, при которой производитель биосырья использует в своем хозяйстве отходы производства биотоплива, получая тем самым новый импульс для своего развития.

Общая оценка потенциала развития биотехнологий в Красноярском крае представляется разнообразной сырьевой базой и к одной из основных можно отнести огромный экономический потенциал лесного комплекса края.

Энергетический потенциал по имеющимся древесным отходам, пригодным для производства электрической энергии на территории края составляет более 150 МВт установленной мощности, что полностью перекрывает потребности ЛПК и лесных поселков в электрической и тепловой энергии. В 2006 году департаментом природных ресурсов и лесного комплекса администрации края разработана концепция краевой целевой программы «Использование древесных отходов в качестве биотоплива на территории Красноярского края».

Особенности и специфика развития биотехнологий на региональном уровне заключается в учете факторов отражающих в первую очередь сырьевую базу региона для производства биотехнологий, климатические условия, влияющие на возможность использования возобновляемых

источников биопродуктов, доступность рынков сбыта с учетом специфики производства каждого вида биопродуктов и другие факторы. Основой концептуального подхода должна стать общая оценка потенциала развития биотехнологий в регионе, характеристика сырьевой базы: лесного производства, альтернативных источников биоэнергетики, биопродуктов и т.п. Необходимо максимально использовать имеющийся опыт других регионов страны и практику зарубежного производства.

К целям и задачам развития биотехнологий как составной части концепции можно отнести получение новых видов конкурентоспособной продукции, на принципиально новой основе решение социально-экономических проблем повышения качества жизни населения за счет эффективного использования потенциала биоресурсов: биомассы, торфа, углей, твердых бытовых отходов, биомассы агропромышленных предприятий и т.д. Принципы формирования концепции основываются на интеграции промышленной, научно-технической и инновационной политики, обеспечении равных условий хозяйствования и стимулирования участников развития биотехнологий, установлении взаимовыгодных партнерских отношений.

В основе разработки программы развития биотехнологий как целевой задачи концептуального подхода лежит программно-целевой метод, при котором программа представляется в виде целевых подпрограмм, которые отражают направления использования отдельных видов ресурсов и включает подпрограммы: экологические, коммунальные, энергетические, развитие машиностроительного комплекса, социальные, энергетическую безопасность и т.д. Временные рамки определяются Стратегией социально-экономического развития региона и Стратегией развития биотехнологической отрасли. Программные мероприятия зависят от наличия инвестиционных проектов, их экономической эффективности.

Основные формы реализации концепции определяются разработкой системы мероприятий и состава участников, реализацией интеграционных организационных структур. Управление развитием биотехнологий в регионе должно осуществляться на основе координации всех участников и в форме управляющей компании, включающей все заинтересованные стороны. Результирующие показатели представляются по всем подпрограммам, согласуются с программными материалами разного уровня. Концептуальный подход и его составляющие представлены в таблице 1.3.

Красноярский край как объект программно-целевого планирования представляет сложный объект, имеющий большую территориальную протяженность с крайне неравномерным экономическим развитием, низкой плотностью населения и локальным размещением промышленности в основном, привязанном к сырьевым ресурсам.

Можно выделить основные цели программы развития биотехнологий:

- создание комплексной системы управления развитием биотехнологий в Красноярском крае;
- развитие собственной биотехнологической промышленности, новой отрасли наукоемких производств;
- обеспечение энергоснабжения удаленных районов края, не подключенных к сетям энергосистем;
- предотвращение или снижение ограничений потребителей, подключенных к сетям энергосистем. Создание конкурентной среды в энергетике, прежде всего, в дефицитных энергосистемах;
- обеспечение энергетической безопасности отдельных районов края.

КЛАСТЕРНЫЙ ПОДХОД ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ТЕХНОПАРКОВ РАЦИОНАЛЬНОГО ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ

Н.И. Бугаенко

ООО «Красторф», г. Красноярск, Россия
член Координационного совета НП «Торфяное общество РОСТОРФ»,
член Правления СППКК, ЦС ТПП, СЛПКК

Наряду с многочисленными природными богатствами, которыми обладает Красноярский край, практически на всей территории присутствуют ТОРФЯНЫЕ ресурсы.

Уникальное сырьё, ТОРФ является утилизатором солнечной энергии и консервантом множества органических водорастворимых соединений, гуминовых кислот, сахаров, битумов, целлюлозы. Торфяная отрасль в советский период была одной из основных отраслей экономики страны, но строилась и функционировала по чёткой планово-распределительной системе. Отрасль оказалась одной из самых неприспособленных к рыночным преобразованиям и рухнула в одночасье.

Только в последние пять лет наметилась активизация создания стимулов для создания торфяной отрасли нового поколения.



Этот природный потенциал в крае не имеет большой истории, не занимал сколько-нибудь значительного сегмента в экономике. В настоящее время торф, пока, используется тоже слабо. Причиной тому низкая информированность населения, власти и бизнес-сообщества о его потенциале и практически неограниченных возможностях. В нашем крае этот незаслуженно малый интерес к торфу объясним тем, что регион обладал плодородными землями, огромными запасами угля, лесными, водными ресурсами и до настоящего времени не требовал особых затрат на воспроизводство этих ресурсов.

В настоящее время, когда происходит ухудшение плодородия, загрязнение земель, техногенные аварии, увеличение выбросов в атмосферу, когда экономика диктует активизацию применения местных ресурсов, ТОРФ должен занять достойное место в решении многих региональных проблем.

Нашей концепцией развития торфяной отрасли промышленности Красноярского края предусматривается разработка и формирование проектов, решающих как можно большее количество проблем, прежде всего, муниципальных образований.

Стержнем проекта, «точкой роста» является энергетический блок. За основу берётся когенерация, технология производства электрической энергии с получением попутного тепла.

Примером тому может стать проект «Биоэнергетический кластер» в г. Лесосибирске.



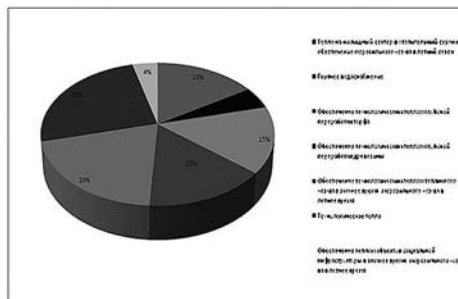
Строительство БиоТЭЦ даёт возможность организовать глубокую переработку торфа и обеспечить энергией и биотопливом попутные производства, организованные в ходе рекультивации.

Примерная схема расположения кластера из сопутствующих проектов, объединённых в ТЕХНОПАРК.

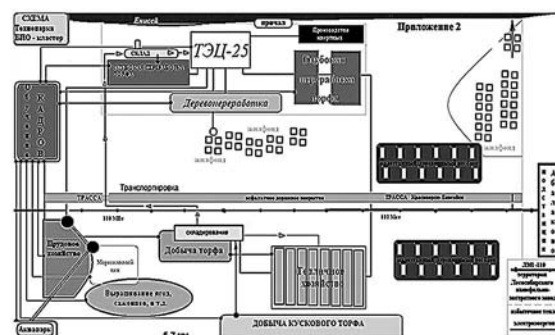
Проекты Программы ТЕХНОПАРКА «Лесосибирский БИО кластер» на период до 2017 года.



Структура разбора попутного тепла



Межрайонный энерго-технологический кластер



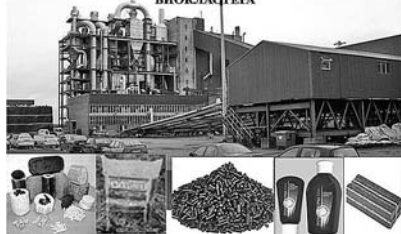
Принято решение о реализации первого пилотного проекта на территории края. Им (проектом) должен стать проект строительства Мини ТЭЦ – 25 на торфе и отходах переработки древесины.

Чтобы избежать проблемы сезонности использования попутного тепла в проекте будет применён кластерный подход.

Попутное тепло должно обеспечивать технологии комплекса взаимосвязанных производств, жилищного комплекса, социальную сферу и собственного производства.

При использовании попутного тепла, возникающего при производстве электроэнергии, поэтапно будут реализованы проекты, дающие возможность решить ряд социально-экономических проблем города, края и создать не менее 400 рабочих мест.

Использование попутного тепла для обеспечения производства биотоплива в рамках БИОКЛАСТЕРА



Выращивание, сбор и шоковая заморозка дикоросов и собственной плодово-ягодной продукции



Использование торфяника после добычи торфа



В рамках Соглашения администрация города отводит ПРОМПЛОЩАДКУ, на которой планируется глубокая переработка торфа и выпуск около двадцати наименований продукции.

Совместно с Московскими, Томскими, Ленинградскими, Питерскими, Тверскими, Владимирскими, Ярославскими, финскими, норвежскими, словацкими и канадскими коллегами планируется производство высокотехнологичных продуктов для сельского хозяйства, имеющих вы-

сокий экспортный потенциал, и гранулированных комплексных органоминеральных удобрений для ёмкого российского рынка.

На территории торфяника планируется выращивание ягод и грибов, организация товарной продукции и её шоковая заморозка в морозильном хозяйстве, работающем на попутном тепле.

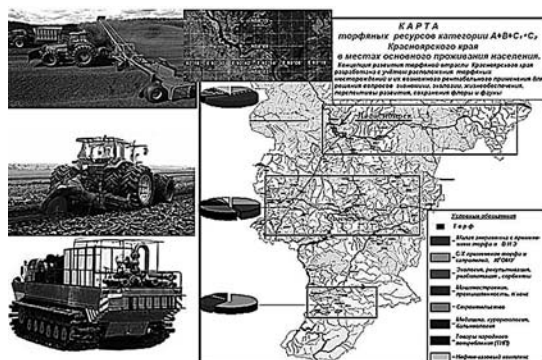
Планируется организация глубокой переработки древесины, производства деревянных строительных конструкций и строительных материалов по новым технологиям для малоэтажного строительства. Строительство предполагается на рекультивированных землях.

В 2012 году планируется начать строительство первой очереди тепличного хозяйства и жилищного комплекса на 7 000 тысяч жителей, обеспечивающегося собственной автономной энергией.

Предусмотрены рекультивационные проекты позволяющие применить технологии выращивания ценных пород рыбы, в которых предусмотрено применение собственных комбинированных кормов на основе торфа, выращивание овощных культур и посадочного материала.

Для снижения инвестиционной нагрузки в 2010 году приступаем к реализации проекта организации рыбного хозяйства на территории торфяника, в 2011 в акватории реки Енисей.

Основные проблемы, которые не дают должного развития отрасли – это, прежде всего, несовершенное законодательство и отсутствие российских технологий добычи торфа. При решении этой проблемы



Красноярский край территория комплексного использования торфа

Формирование информационного поля области применения альтернативной, возобновляемой энергетики и торфа.

Инициаторы проекта: Красноярский край, Красноярский торфяной комбинат, Красноярский торфяной комбинат, Красноярский торфяной комбинат, Красноярский торфяной комбинат, Красноярский торфяной комбинат, Красноярский торфяной комбинат, Красноярский торфяной комбинат, Красноярский торфяной комбинат, Красноярский торфяной комбинат.

Сопредседатели Оргкомитета и Программного комитетов Конгресса:

А.Г. Хлопонин - Полномочный Представитель Президента РФ,
 Ж.И. Алфиров - Академик РАН, Лауреат Нобелевской премии, Лауреат премии "Глобальная энергетика",
 Е.П. Вилков - Академик РАН, Председатель Попечительского Совета премии "Глобальная энергетика",
 А.П. Асеев - Академик РАН, Председатель Президиума СО РАН,
 Ду Свэнь - Академик, Вице-президент Академии инженерных наук Китая (ИНР)
 Вуан Вилан - Директор Союза немецких инженеров (Германия)

Красноярский край может стать пилотной территорией по комплексному использованию торфа. На этой карте показано три основных направления использования торфа в крае.

Для успешной реализации биоэнергетических проектов, формируется качественное информационное поле.

АВТОНОМНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ПО УТИЛИЗАЦИИ ОТХОДОВ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

П.П. Шишкарев¹, М.С. Карцев¹, Д.А. Катков¹, П.М. Готовцев², А. Паван³

¹ ЗАО «Энергетические схемы и технологии», г. Москва, Россия

² ООО «ЭСТ-Инжиниринг», г. Москва, Россия

³ SynErgia s.r.l., Италия

Введение

Проблему энергетического обеспечения сельскохозяйственных предприятий проще и эффективнее решать в рамках крупных хозяйств. Однако функционирование крупных животноводческих, птицеводческих комплексов и ферм ставит под угрозу экологическое благополучие окружающей природной среды в силу неудовлетворительно организованной работы по утилизации органических отходов. Экскременты животных и птиц в своем составе содержат большое количество опасных веществ в виде аммиака, сероводорода, меркаптана, фенола и др. В то же время, навоз и птичий помет являются ценными органическими удобрениями, так как в них содержатся все необходимые для питания растений элементы, причем в благоприятном сочетании.

В нашей стране в последние годы отмечается тенденция снижения количества вносимой в почву органики, что, в первую очередь, объясняется большими затратами при приготовлении, обеззараживании и внесении её в почву. В результате этого, вокруг многих животноводческих и птицеводческих предприятий скапливается большое количество навозных и пометных масс, которые при правильном решении проблемы их утилизации могут дать дополнительную прибыль и, одновременно, превратить хозяйства в практически безотходные производства.

Ещё более важным фактором, который должен приниматься во внимание при решении проблемы утилизации сельскохозяйственных отходов, служит возможность получения из них электрической и тепловой энергии, а, значит, обеспечение энергетической самостоятельности (безопасности) предприятий агрокомплекса.

Технологии утилизация отходов сельского хозяйства

На сегодняшний день наиболее распространенный и апробированный способ получения энергии – производство биогаза методом анаэробного сбраживания отходов сельхозпредприятий. Одним из недостатков этой технологии служит необходимость поддерживать температуру субстрата выше температуры окружающей среды, что значительно снижает эффективность производства биогаза, особенно в климатических условиях России, характеризующихся относительно низкими среднегодовыми температурами. Вместе с высокими металлоемкостью и затратами на транспортировку отходов до места утилизации, указанный фактор снижает инвестиционную привлекательность подобных энергетических проектов.

В современных условиях, преобразование сельскохозяйственных отходов в энергию необходимо рассматривать через призму показателей надежности, экономичности, эффективности, и, что не менее важно, экологичности. Такой подход обуславливает необходимость развития и применения соответствующих инновационных технологий.

Реальной альтернативой биогазовым технологиям может стать технология газификации отходов сельского хозяйства с последующим использованием произведенного генераторного газа для выработки электрической энергии и, при необходимости, тепловой энергии для собственных нужд агропредприятий.

Отличительными особенностями данной технологии от применяемых в настоящее время служат:

- всесезонность;
- низкие эксплуатационные расходы;
- компактность, и, как следствие, относительно низкая стоимость оборудования;
- относительная «всеядность».

Газификации могут подвергаться птичий помет, свиной навоз, навоз крупного рогатого скота, а также подсолнечная, рисовая и гречневая лузга, а также все виды соломы.

Применение технологии газификации наиболее эффективно – в рамках многофункционального энергетического центра на сельскохозяйственных отходах. При этом товарными продуктами на выходе данного энергетического центра могут быть:

- электроэнергия;
- тепловая энергия;
- промышленный холод;
- пеллеты (брикеты);
- удобрения;
- строительные материалы;
- присадки для металлургической промышленности.

Энергетический центр не всегда может иметь в качестве отпускаемого продукта электроэнергию и тепло, поскольку часто задача такого центра состоит в утилизации отходов, а не в энергообеспечении предприятия. При этом, однако, во всех случаях ядром энергетического центра служит мини-ТЭЦ на биомассе, обеспечивающая автономность предприятия по переработке отходов: как правило, мини-ТЭЦ обеспечивается выработка тепловой и электрической энергии, в первую очередь, на собственные нужды, выработка для внешних пользователей потребителей становится возможной при наличии достаточно большого количества отходов. В большинстве случаев, в составе центра целесообразно предусматривать технологическую линию по производству из исходного сырья облагороженного топлива – пеллет (брикетов). Кроме того, золы, образующиеся в процессе газификации сельскохозяйственных отходов, представляют собой ценные товарные продукты, имеющие широкий спектр применения и пользующиеся спросом у покупателей.

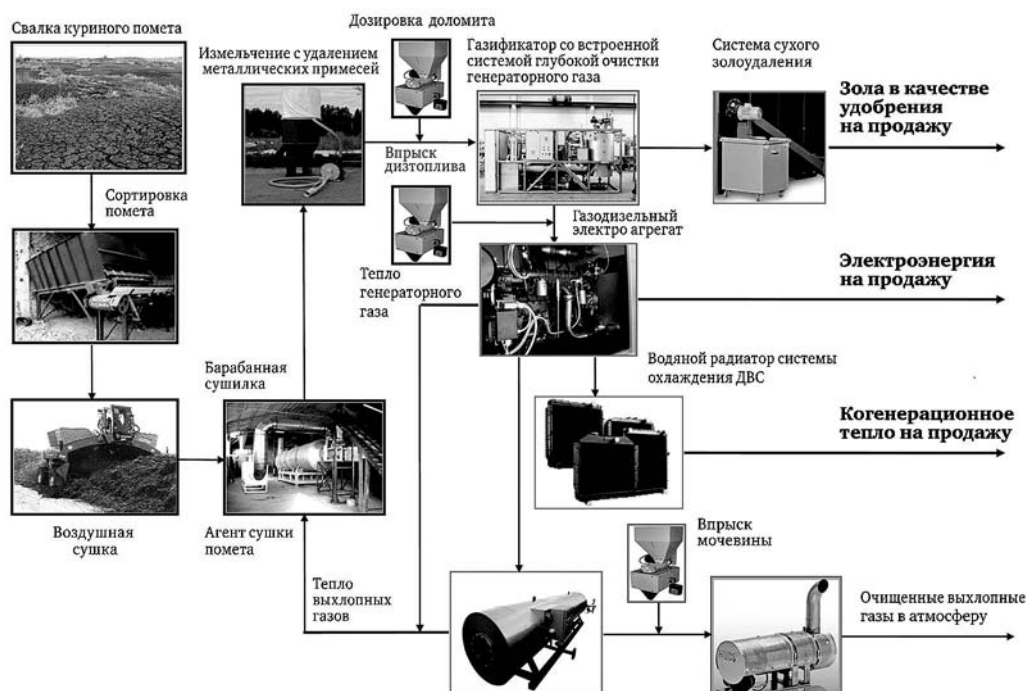


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема комплекса по утилизации куриного помета

Принципиальная технологическая схема комплекса по утилизации куриного помета представлена на рис. 1.

Удаляемый механическим способом куриный помет (как подстилочный, так и бесподстилочный) сортируется с целью удаления инородных тел, например, куриных трупов. Очищенная фракция формируется в бурты, где периодически перемешивается с целью интенсификации процесса воздушной сушки (рис. 2).

По мере необходимости подсушенная масса помета поступает в сушилку барабанного типа, где доводится до требуемой относительной влажности не более 15%. В качестве агента сушки применя-



Рис. 2. Сушка биомассы

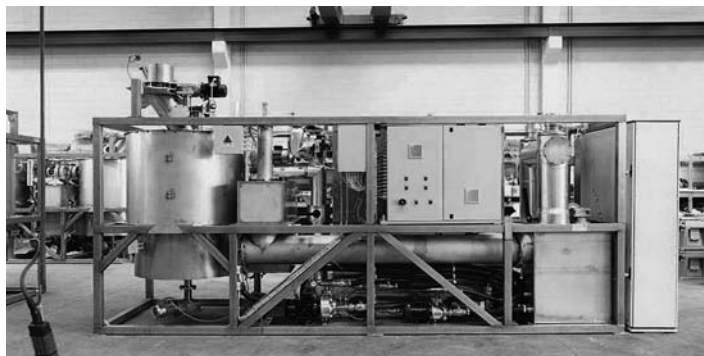


Рис. 3. Автоматизированный блок газификации

ется горячий воздух, подогретый выхлопными газами ДВС в составе газогенераторной мини-ТЭЦ. Далее производится удаление металлических включений с последующим доизмельчением возможных длинных волокон (сена). Добавление дозированного количества доломитовой муки в подготовленную биомассу обеспечивает в процессе газификации очистку производимого генераторного газа от вредных примесей HCl и H_2S . После глубокой очистки и охлаждения газ, полученный в газогенераторе (рис. 3), поступает в качестве основного топлива (до 95%) в газодизельный электроагрегат.

Небольшое количество дизтоплива необходимо для воспламенения газозооной смеси в камере сгорания двигателя. Необходимость отвода тепла, образующегося в процессе работы ДВС, дает возможность производить в режиме когенерации тепловую энергию в виде горячей воды для внешнего пользователя. Основным же товарным продуктом является электроэнергия, которая может поставляться потребителю как в автономном режиме, так и в режиме параллельно с сетью. Образующаяся на выходе газогенератора зола, которая по своему химическому составу является ценным концентрированным минеральным удобрением, дополняет список товарных продуктов в процессе утилизации куриного помета. Экологическая чистота предлагаемого решения обеспечивается системой впрыска мочевины на выходе из газозооного теплообменника ДВС в количестве, необходимом для нейтрализации NO_x в выхлопных газах до допустимых значений.

Проблемы использования куриного помета в рамках технологии газификации

Одну из серьезнейших проблем представляет собой утилизация куриного помета: его внесение в почву в качестве удобрения создаёт дисбаланс минеральных веществ с повышенной концентрации фосфора в подземных и поверхностных водах, что способствует развитию водорослей. Поскольку птичий помет и близкий ему по свойствам свиной навоз – самые проблемные виды отходов для утилизации, рассмотрим принципы организации мини-ТЭЦ с использованием в качестве топлива птичьего помета, разработанной специалистами итальянской фирмы Planitec s.r.l.

Технологическое решение Planitec s.r.l. значительно расширяет сферу применения куриного помета, по сравнению с использованием его исключительно в качестве удобрения, и позволяет перевести проблему его утилизации из статьи расходов в источник дохода, дополнительно получив при этом электрическую и тепловую энергию.

Куриный помет содержит птичьи экскременты, а также солому, рисовую лузгу или другие отходы органического происхождения, используемые в качестве подстилки. С точки зрения его утилизации в рамках энергетического центра, наибольшую важность имеют следующие его параметры:

- высшая теплотворная способность (ВТС) 3000-3400 ккал/кг;
- низшая теплотворная способность (НТС) 2200-2800 ккал/кг;
- относительная влажность 15-40 %;
- зольность 10-15 %.

Применение куриного помета для производства энергии методом газификации имеет специфические особенности, по сравнению с использованием растительных (древесных) биомасс, они связаны с его физико-химическим составом. Анализ состава партии куриного помета, произведенный на экспериментальной базе Planitec s.r.l. (см. таблицу 1), выявляет следующие особенности.

Содержание азота в курином помете превышает аналогичный показатель в древесных опилках в 8 раз, что, в конечном итоге, приводит к увеличению выбросов NO_x в атмосферу. При этом однако, использование пара и чистого кислорода в качестве окислителя в процессе газификации приводит к существенному снижению содержания азота в генераторном газе и, как следствие, снижает количество выбросов NO_x в выхлопных газах двигателя внутреннего сгорания (ДВС) до допустимых значений.

Таблица 1

**Сравнительный анализ состава древесных опилок и куриного помета,
приведенных к абсолютно сухому состоянию**

Показатель	Ед. изм.	Древесные опилки при отн.влажн., %		Куриный помет при отн.влажн.,%	
		0	52,46	0	26,6
Углерод	%	50,9	24,20	37,0	27,2
Водород	%	5,9	2,8	5,0	3,7
Кислород	%	38,5	18,3	31,5	23,1
Азот	%	0,46	0,22	3,7	2,7
Сера	%	0,042	0,02	0,4	0,3
Хлор	%	-	-	1,0	0,7
Зола	%	4,2	2,0	21,4	15,7
Низшая теплотворная способность	ккал/кг		1850		2596
Высшая теплотворная способность	ккал/кг	4575		3418	

Содержание серы в курином помете превышает аналогичный показатель в древесных опилках почти в 10 раз, что требует использования технических решений для сокращения выбросов SO_x , а именно:

- установка дополнительного оборудования по очистке генераторного газа перед подачей его в ДВС;
- использование устойчивых к коррозии материалы на так называемом «хвостовом» оборудовании (оборудовании, расположенном в низкпотенциальной области);
- применение специальных добавок в биомассу на входе, которые, взаимодействуя в процессе газификации с оксидами серы, образовали бы твердые продукты реакции с последующим механическим удалением их из состава генераторного газа.

Содержание хлора в курином помете также требует специальных мер по ограничению коррозионной способности хлора, заключающихся в применении материалов, способных противостоять его агрессивному воздействию. Кроме того, сочетание хлора и щелочных металлов, присутствующих в курином помете, повышает вероятность выбросов солей с газами.

В целом, можно указать, что газификация куриного помета требует подбора специальных технологических решений по очистке произведенного газа до его поступления в двигатель. Разработка методов очистки генераторного газа – один из критических, ключевых моментов применения установок по энергетическому использованию куриного помета.

Среди существующих технологий очистки генераторного газа, «сухая» очистка позволяет реализовать более эффективную и надежную систему управления очисткой генераторного газа, по сравнению с «мокрой», поскольку контроль и восстановление pH промывочной воды представляет собой критичный фактор с позиции технической реализации: любое отклонение показателей агрессивных элементов, появляющихся в процессе «мокрой» очистки генераторного газа, приводит к серьезным трудностям по предотвращению коррозии.

Вторым критическим аспектом, касающимся особенностей газификации куриного помета, служат физические характеристики золы, а именно, показатели ее зольности и температуры плавления. Элементарный анализ золы, полученной в результате газификации древесных отходов и куриного помета, приведен в таблице 2.

Таблица 2

**Состав золы, полученной в результате газификации
древесных опилок и куриного помета**

Показатель	Древесные опилки	Куриный помет
SiO_2	35,60	8,10
Al_2O_3	11,50	1,90
TiO_2	0,90	0,20
Fe_2O_3	7,60	1,20
CaO	24,90	17,30
MgO	3,80	5,00
Na_2O	1,70	9,20
K_2O	5,80	16,30
P_2O_5	1,90	24,40
SO_3	0,80	6,70
CO_2 /другие	5,50	9,70
Количество щелочных металлов в золе при производстве 1 Гкал тепла, кг	0,625	16,6

Как видно из таблицы, концентрация низкоплавких щелочных металлов (Na_2O , K_2O) в золе, полученной из куриного помета, примерно в 25 раз выше, чем концентрация этих веществ в древесной золе, что создает дополнительные трудности, связанные со шлакообразованием, поэтому газификация птичьего помета проводится в два этапа; на первом этапе – газогенераторами с пониженной температурой газификации.

Оборудование, предлагаемое Planitec s.r.l., позволяет перекрыть по электрической мощности мини-ТЭЦ наиболее востребованный для сельскохозяйственных предприятий диапазон: от 60 кВт до 1 МВт с высоким (> 70%) общим КПД утилизации отходов сельского хозяйства.

Рассмотрим в качестве примера мини-ТЭЦ, которая предназначена для утилизации куриного помета от 50 000 кур. Данная мини-ТЭЦ имеет следующие основные параметры:

- объем утилизируемого топливного птичьего помета 900 т/год;
- средняя относительная влажность топлива 30%;
- производимая электрическая энергии 65 кВт;
- производимая тепловая энергия для внешнего потребителя 100 кВт;
- производимая тепловая энергия для собственных нужд (сушка куриного помета) 50 кВт;
- количество золы (удобрений) 135 т/год.

Оборудование мини-ТЭЦ позволяет одновременно получить из одного килограмма подготовленного куриного помета до 0,8 кВт электрической энергии с КПД 27% и не менее 1, 23 кВт тепловой энергии в виде горячей воды для отопления с КПД до 45%, обеспечив при этом соответствующие действующим экологическим требованиям выбросы вредных веществ в атмосферу.

Использование птичьего помета в качестве топлива для мини-ТЭЦ позволяет:

- отказаться от затрат на утилизацию или размещение образующихся отходов на специально оборудованных полигонах;
- продавать золу, содержащую в концентрированном виде большинство необходимых питательных элементов (фосфор, калий, сера), в виде удобрений;
- производить тепло для отопления зданий, горячего водоснабжения, парникового хозяйства и других целей.

Развернутое описание процесса газификации куриного помета

Процесс производства электрической и тепловой энергии из куриного помета основан на прямом сжигании куриного помета в реакторе с псевдоожиженным кипящим слоем с ограниченным доступом кислорода и последующим использованием произведенного таким образом генераторного газа в качестве топлива в ДВС.

Весь процесс делится на несколько этапов и включает в себя:

- сушку исходного топлива до требуемой влажности;
- газификацию подготовленного куриного помета;
- глубокую очистку и охлаждение генераторного газа для последующего использования в качестве топлива на ДВС;
- отвод тепла от выхлопных газов ДВС в режиме когенерации;
- очистку отработанных выхлопных газов ДВС перед выбросом их в атмосферу.

Установка в целом может быть спроектирована для автономного функционирования без постоянного присутствия обслуживающего персонала и оснащена автоматической системой дистанционного контроля возможных неисправностей. Участие человека (оператора) необходимо только для периодической дозагрузки добавляемых реагентов (раствор мочевины и порошкообразный доломит), обеспечивающих очистку генераторного газа от вредных примесей.

Стадия подготовки топлива предназначена для получения топлива с требуемыми характеристиками по влажности и гранулометрическому составу для последующей газификации. Она включает в себя:

- осушку исходного топлива (куриного помета) до относительной влажности 15%;
- удаление посторонних металлических примесей (деферризация);
- измельчение (если необходимо) размеров соломы в помете до длины не более 3 см;
- дозировку доломита для нейтрализации образующихся при газификации кислот.

Для формирования агента сушки куриного помета используется дешевое возвратное тепло, образующееся при отводе тепла от генераторного газа и тепло, отводимое от системы охлаждения двигателя.

Процесс газификации организован следующим образом. Загрузка топлива в приемный бункер реактора производится автоматически по мере снижения уровня загрузки биомассы ниже минимального рабочего уровня. Для расчета текущих параметров управления функционирует система сбора информации, дающая полное представление о протекании процесса газификации. Реактор состоит из топки, внутри которой поддерживается температура порядка 700 °С. Куриный помет при помощи шнека загружается внутрь песчаного слоя, куда посредством компрессора также подается ограниченное количество окислительного воздуха, одновременно создающего эффект барботирования (кипящего слоя). Биомасса последовательно подвергается термохимическим реакциям окисления и восстановления, в результате которых образуется горячий генераторный газ.

Генераторный газ обладает средней теплотой сгорания (НТС) около 1200 ккал/нм³ (5000 кДж/нм³) и следующим компонентным составом (в объемных %):

- компоненты горючих газов:
- угарный газ (CO) 16-18;
- водород (H₂) 16-18;
- метан (CH₄) 2-3;
- компоненты балластных газов:
- азот (N₂) 59-62;
- другие газы менее 2.
- твердые остатки газификации из тяжелой золы и непрореагировавшей биомассы.

Процесс газификации имеет КПД до 80%: из 1,0 кг сухого куриного помета производится около 2 нм³ генераторного газа общей тепловой мощностью до 2,8 кВт.

После глубокой очистки от вредных примесей и охлаждения генераторный газ поступает в качестве топлива в ДВС. Газогенератор рассчитан на непрерывную работу 24 часов в сутки в течение 8 000 часов в год.

Как уже было показано выше, использование куриного помета для выработки электроэнергии, требует дополнительных технологических элементов по сравнению с энергетическим применением растительных биомасс в части снижения вредных выбросов окислов азота и серы (NO_x, SO_x), а также в части ограничения воздействия щелочных металлов, хлора и серы.

Система глубокой очистки генераторного газа обеспечивается базовой конструкцией каталитического реактора обратного действия, применением центробежного циклона с внутренней системой очистки и охладителя/конденсатора газа.

Добавка дозируемых реагентов в птичий помет на входе в газогенератор (каталитический реактор) приводит к их химическому взаимодействию с HCl и H₂S с образованием твердых солей и последующим их отделением при помощи центробежного циклона. Каталитический реактор обратного действия позволяет практически полностью разлагать при высоких температурах аммиак и смолы, увеличивая теплотворную способность генераторного газа.

После глубокой очистки горячий генераторный газ охлаждается сначала до температуры 110-120 °С в газо-воздушном теплообменнике, затем в охладителе/конденсаторе до температуры 40 °С. Отведенная от генераторного газа тепловая энергия вместе с теплом от системы охлаждения ДВС используется для формирования агента сушки куриного помета. Генераторный газ направляется на ДВС.

Регулирование расхода генераторного газа, поступающего в газопоршневой двигатель внутреннего сгорания, является одним из наиболее тонких аспектов в процессе выработки электроэнергии на установках данного типа и осуществляется посредством трех исполнительных органов:

- регулируемого дроссельного клапана, задающего расход генераторного газа в ДВС в зависимости от текущей электрической нагрузки;
- клапана, задающего стехиометрическое соотношение воздуха и генераторного газа, оптимального для процесса горения;
- соединенного с регулятором оборотов двигателя главного клапана, задающего расход газозоудшной смеси, необходимой для поддержания скорости оборотов двигателя 1500 об/мин при срабатывании текущей электрической нагрузки.

Наличие датчика кислорода, установленного в выходном тракте двигателя, позволяет управлять системой впрыска мочевины на выходе из газозоудшного теплообменника ДВС в количестве, необходимом для нейтрализации NO_x в выхлопных газах до допустимых значений.

Заключение

Технология утилизации сельскохозяйственных отходов методом газификации имеет ряд неоспоримых преимуществ перед технологией производства биогаза методом анаэробного сбраживания, а именно:

- более высокий КПД преобразования отходов сельского хозяйства в полезную энергию;
- всесезонность: высокая эффективность производства генераторного газа не зависит от времени года;
- меньшая металлоемкость технологического оборудования для производства газа;
- меньшие транспортные затраты на всех стадиях утилизации сельскохозяйственных отходов;
- возможность превращать в электроэнергию лигниносодержащие отходы, такие как солома и древесина;
- практически полная безотходность производства по утилизации отходов сельского хозяйства;
- возможность полной автоматизации процесса утилизации отходов сельского хозяйства и соответствующее снижение эксплуатационных расходов на заработную плату обслуживающему персоналу;
- практически полное отсутствие неприятных запахов и инфекций;
- универсальность применения технологического оборудования для различных видов биомассы;
- низкие эксплуатационные затраты из-за гораздо меньшего цикла утилизации отходов;
- компактность оборудования газогенераторной мини-ТЭЦ, позволяющая проектировать мобильные модульные энергетические центры по утилизации отходов сельского хозяйства;
- высокая экологичность по сравнению с решениями, применяемыми на сегодняшний день.

Все это позволяет рассматривать предлагаемое оборудование по утилизации отходов сельского хозяйства как явную и перспективную альтернативу существующим технологиям, а энергетический центр на базе газогенераторной мини-ТЭЦ – как современное энергонезависимое предприятие агропромышленного комплекса с относительно высокой инвестиционной привлекательностью.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гапоненко А.М., Чепель В.В., Шетов В.Х. Энергосбережение в теплоэнергетике и тепло-технологиях // Краснодар: Изд. КубГТУ, 2008.
2. Бушуев В.В. Энергоэффективность, как направление новой энергетической политики России // Энергосбережение, 1999.
3. Литвак В.В., Силич В.А., Яворский М.И. Региональный вектор энергосбережения // Томск: РЦУЭ, 1999.

О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ СОЗДАНИЯ ВЕТРОВОДОРОДНЫХ КОМПЛЕКСОВ В РАЙОНАХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Д.Д. Зольникова, Д.Д. Скорлуханов, А.А. Евдокимов

Московский государственный институт радиотехники, электроники и автоматики
(технический университет), г. Москва, Россия

Изрезанная береговая линия Российского Арктического побережья составляет более чем 25 тыс.км при средней годовой скорости ветра более 5 м/сек. Использование только 1% ветровой энергетики Заполярья заменит России традиционные углеродсодержащие источники энергии (уголь, нефть, торф, древесину и др.).

Предлагается обсудить проект получения в промышленных масштабах водорода в ветроводородных установках (ВВЭУ) в районах Крайнего Севера и передача его и кислорода в южные, густонаселенные районы страны через имеющуюся сеть трансконтинентальных магистральных газопроводов (Ямбургский, Бованенский, Русинский и пр.). Уже сегодня возможна перекачка водорода под давлением (до 8-10 МПа или 80-100 атм.) практически без потерь на расстоянии 3-6 тыс.км для обеспечения энергией больших городов и, прежде всего, – Москву.

Нами разработана ветроводородная установка – тихоходный вертикально-роторный ветроприемник с автоматически механически изменяющимися осеповоротными плоскостями – рабочими лопастями (4-6-8 единиц) с фронтальным КПД ротора около 0,8 [1]. Единичная мощность ВВЭУ в пилотном варианте – от 1,5 до 3 Мвт установленной мощности, что позволит разместить в районе куста газовых скважин 10-20 установок ВВЭУ в радиусе 5-10 км с последующем объединением нескольких кустов в глобальную ветроводородную станцию до 50 единиц ВВЭУ(ГВВЭС).

Системы вертикально-роторных ветроводородных установок (ВВЭУ) следует разместить вблизи устьев газовых скважин непосредственно на северных газосборных полях суммарной мощностью до 50 единиц ВВЭУ и установленной мощности в 125-150 Мвт, что равно эквиваленту «жидкого водорода» более 10 т в сутки.

Действующие газовые магистрали в настоящее время эксплуатируются при диаметре труб 1420 мм с рабочим давлением 75-100 атм и имеют высокую пропускную способность. Со снижением объема добычи газа на Севере магистрали постепенно перейдут на поставку водорода и его смесей. Уже сейчас возможно выделение одной из действующих магистралей для поставки газа, обогащенного водородом, для Москвы. В природном газе, кроме основного компонента – метана, всегда присутствует водород в количестве до 10% и все нефтегазовые транспортные сети под это предусмотрены и не потребуют сложных переделок.

Для возможности прямого транспорта товарного водорода по магистральным газовым трубам трансконтинентальных газопроводов с Арктики России на юг России планируется использование блочного электролизера высокого давления (разработка РНЦ «Курчатовский институт»), производительностью в 250 кВт, мощностью передачи электричества от генератора – к электролизерам проводниками-шинами не менее в 10-25 тыс. Ампер. Водород подается мелкой трубой через отдельный газовый (водородный) счетчик в основную газовую магистраль непосредственно на скважине газозаборного промысла.

ЛИТЕРАТУРА

1. Авторское свидетельство СССР SU 1714487 А-1 от 23.01.1990. В.А.Мокрушин, А.Я. Мокрушин, Д.Д. Скорлуханов. Система управления ротором ветродвигателя. Бюллетень № 17 F03 7.08.1993.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ДОРОЖНОГО КАРТИРОВАНИЯ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ

А.Е. Гильманов, Ю.Н. Фадеев

ООО «Региональный Инновационный Центр», г. Красноярск, Россия

Определение

Дорожная карта – это наглядное представление пошагового сценария развития определённого объекта – отдельного продукта, класса продуктов, некоторой технологии, группы смежных технологий, бизнеса, компании, объединяющей несколько бизнес-единиц, целой отрасли, индустрии и даже плана достижения политических, социальных и других целей [1].

Дорожное картирование увязывает между собой видение, стратегию и план развития объекта и выстраивает во времени основные шаги этого процесса по принципу «прошлое – настоящее – будущее». Дорожные карты позволяют просматривать не только вероятные сценарии, но и их потенциальную рентабельность, а также выбирать оптимальные пути с точки зрения ресурсной затратности и экономической эффективности.

Дорожное картирование опирается на сбор экспертной информации о продукте, технологии, отрасли и т.д., позволяющей прогнозировать варианты их будущего состояния [1, 2].

Разработкам дорожных карт возобновляемой энергетики уделяется повышенное внимание исследователей в США и Европы [5, 6]. Дорожное картирование в нашей стране не очень распространённый инструмент планирования [1]. Это объясняется тем, что пока не сформированы унифицированные методологические подходы и аналитические алгоритмы дорожного картирования. Нет полной ясности относительно формата и структуры дорожных карт. Поэтому представляется актуальным обсуждение рассматриваемых некоторых принципиальных методологических подходов дорожного картирования применительно к планированию энергетики в России и в Красноярском крае в частности.

Идея

Мы попытались идеологию дорожного картирования применить к планированию и развитию «Энергетики» в нашем регионе.

Замена традиционного планирования дорожным картированием обусловлена необходимостью адекватного учета диверсификации спроса и предложений на инновационные технологические разработки, а также способов преодоления технических, экономических, политических, социальных, экологических барьеров, возникающих на пути практической реализации идей [3].

Таким образом, мы полагаем, что применения современных средств планирования, таких как «дорожное картирование» полностью отвечает утвержденной Правительством РФ энергетической стратегии России на период до 2030 года и соответствует переходу энергетической отрасли Красноярского края на инновационный путь развития.

Развитие идеи

Рассмотрим наш объект дорожного картирования «Энергетика» более подробно. Мы рассматриваем «Энергетику» как комплексный объект, состоящий из трех взаимосвязанных блоков:

- Энергосбережение.
- Традиционные источники энергии.
- Возобновляемые источники энергии.

Каждый блок мы рассматриваем как блок проблем, которые необходимо решить.

Рассмотрим некоторые проблемы:

Проблемы традиционной энергетики в особенности для Красноярского края известны:

Доля стоимости энергии в себестоимости продукции непомерно высока (до 40%);

Невозможность обеспечения централизованными энергетическими системами в отдаленных труднодоступных районах;

Неподъёмно высока для малого и среднего бизнеса стоимость подключения;

Традиционная энергетика наносит существенный ущерб окружающей среде. Совокупный выброс парниковых газов 90% приходится на энергетический сектор. Даже при благоприятном сценарии рост выбросов к 2020 году возрастет на 37%;

Ископаемые энергетические ресурсы исчерпаемы. Существует резкая диспропорция между долей различных видов топлива и долей в производстве энергоносителей. Освоение энергетических ресурсов в традиционной энергетике требует больших капитальных вложений и сроков.

Проблемы энергосбережения

– Недостаток информации. Недостаток информации мешает эффективно эксплуатировать системы теплоснабжения, инвестировать в энергосберегающие проекты. Точнее говоря, отсутствует информация по производству и потреблению тепловой энергии. Почти нет приборов учета на местных котельных, в зданиях и квартирах;

– Отсутствие или недостаточность мер стимулирования энергоэффективности и энергосбережения;

– Несовершенство и непрозрачность методологии тарифообразования. Метод установления тарифов «затраты плюс», применяемый в России, препятствует инвестициям теплоснабжающих организаций в любые проекты по снижению текущих издержек;

– Отсутствие возможностей для регулирования уровня потребления. Потребители тепловой энергии, как правило, не имеют возможности регулирования уровня комфорта, за исключением проветривания для устранения перетопов или использования дополнительных источников тепла.

Проблемы возобновляемых источников энергии

Для некоторых наиболее популярных видов возобновляемых источников энергии свойственно большое распределение в пространстве для перехвата поступающей энергии. Данное обстоятельство приводит к большой их материалоемкости и, как следствие, к увеличению капитальных вложений по сравнению с традиционными установками;

– Сезонная зависимость (например, от энергии солнца и ветра);

– Препятствия со стороны естественных монополий;

– Отсутствие четкой государственной политики и мер стимулирования на всех уровнях;

– Технологическое отставание;

– и т.д.

Рассматривая данные проблемы в виде общих географически связанных плоскостей и устанавливая общую цель, которую мы хотим достичь, можно с достаточной достоверностью прогнозировать новые точки роста, выявлять необходимость перераспределения энергоносителей, находить наиболее благоприятные и безопасные источники энергии, смотреть в будущее, которое оставляем своим детям. Фактически мы получаем визуализируемую пространственно-временную модель развития энергетики с горизонтом прогнозирования на десятки лет вперед. В случае неправильно заданных сфокусированных целей наша модель позволяет «откатить назад» и «строить» заново.

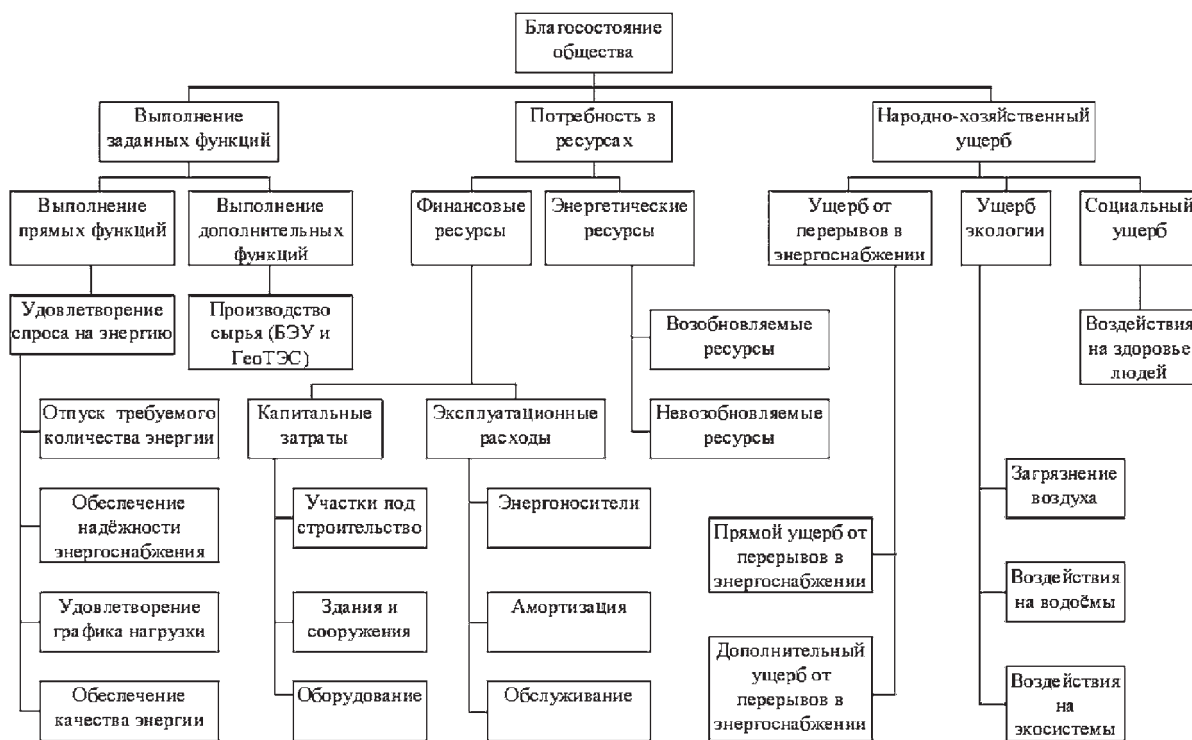
Например в плоскости экологической обстановки вся энергетика края будет представлять собой карту появляющихся наиболее опасных производств, требующих незамедлительной реструктуризации. В плоскости демографической напряженности мы можем прогнозировать приток и отток различной категории населения края в зависимости от созданных комфортных условий в части энергопотребления.

В плоскости розы ветров мы реально видим ветреный потенциал на конкретной территории, и прогнозировать его сезонность. В плоскости реального энергопотребления видим реальную картину требуемых мощностей, в том числе в труднодоступных районах края. И так далее.

В общем случае иерархия целей, закладываемая в математическую модель, будет иметь следующий вид [4]:

Мы не выделяем традиционную энергетику и альтернативную энергетику, мы не говорим об ускорении перехода с традиционных источников энергии на возобновляемые, не говорим мы о централизованных и локальных энергетических системах, не говорим о малой и большой энергетике.

Мы говорим о комплексном подходе к энергетическим ресурсам нашего края и о возможности соблюдения оптимального энергетического баланса, обеспечивающего комфортное проживание и энергетическую безопасность.



Вывод

Применение метода дорожного картирования для планирования развития возобновляемой энергетики является мощнейшим инструментом по разработке эффективных программ социально-экономического и энергетического развития региона на всех уровнях с понятными сроками и реальными результатами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лидин К.Л. Многообразие построения дорожных карт, 2006
2. Макки Ст. Практические инструменты для новых идей, 2007.
3. Безруких П.П., Стребков Д.С. Возобновляемая энергетика: стратегия, ресурсы, технологии. М.:ГНУ ВИЕСХ РАСХН,2005.
4. В.С. Симанков, П.Ю. Бучацкий Формирование дерева целей и системы критериев эффективности в альтернативной энергетике на основе системного подхода.
5. Makhijani A. Carbon-Free and Nuclear-Free: A Roadmap for U.S. Energy Policy. Institute for Energy and Environmental Research, 2007.
6. Renewable Energy Roadmap: Renewable energies in the 21st century. Commission the European Communities. Brussels, 2007.

ОБ УПРАВЛЕНИИ РОСТОМ «КУЛЬТУРНОЙ БИОГЕОХИМИЧЕСКОЙ» (ПО ВЕРНАДСКОМУ) ИЛИ «ЦИВИЛИЗАЦИОННОЙ» ЭНЕРГИИ ЧЕЛОВЕЧЕСТВА В 21-М ВЕКЕ

Н.С. Печуркин

Институт Биофизики СО РАН, СФУ, г. Красноярск, Россия

В.И. Вернадский полагал, что благодаря непрерывному потоку космических излучений биосфера может быть рассматриваема как область земной коры, занятая трансформаторами, переводящими космические излучения, прежде всего от Солнца, в действительную земную энергию. Живое вещество, проникнутое энергией, по Вернадскому, становится активным, собирает полученную в форме излучений энергию, превращает ее в энергию свободную, способную производить работу. Менее известно высказывание Вернадского о новой форме энергии, присущей, в основном, человечеству: «В ходе эволюции живого вещества возникла, наряду с биогеохимической энергией, порождаемой размножением организмов и всюдностью жизни, культурная биогеохимическая энергия. Эта новая форма энергии, связанная с жизнедеятельностью человеческих обществ, рода *Номо* и близких к нему, сохраняя в себе проявления обычной биогеохимической энергии, вызывает в то же время нового рода миграции химических элементов, по разнообразию и мощности далеко оставляющие за собой обычную биогеохимическую энергию живого вещества планеты. Именно эта форма энергии «создает в наше время ноосферу» (1).

Возрастание интенсивности энергетического обмена (метаболизма) в процессе эволюционного появления крупных таксонов животных или возрастание на эволюционных временах «обычной», по Вернадскому, биогеохимической энергии животных характеризуется резким подъемом с появлением высших млекопитающих, включая человека. Этот удельный метаболический уровень, примерно одинаковый для свиньи, медведя, человека, можно принять за условную единицу (1 у.е.). Но, «культурная», по Вернадскому, биогеохимическая энергия, приходящаяся на «человеческую душу», в среднем по всему миру, превышает эту условную единицу более, чем в 20 раз! Средний россиянин потребляет этой технологической энергии в 50 раз больше, а американец – житель США потребляет технологической энергии в 100 раз больше, чем биогеохимическая энергия метаболического энергетического обмена! Действительно, этот тип энергии, «создает в наше время ноосферу».

Главная проблема, которую унаследовал 21-й век от предшественника, – это крайняя неравномерность в энергообеспечении людей по поверхности планеты. Средний африканец имеет технологической энергии только на 0,5-1,0 усл. единицу. Кроме того, энергетический кризис, начавшийся в 70-х годах 20-го века, не преодолен, практически, весь мир «сидит на нефте-газовой игле». И в настоящее время основными энергоисточниками в мире выступают нефть, газ и уголь, на долю которых приходится почти 90% всей первичной энергии. Это означает, что на 90% мы живем в долг у наших потомков, отнимая у них навсегда запасы ископаемого, не возобновляемого сырья. Проблемы использования «возобновимых» источников энергии становятся все острее и злободневнее. Рассматриваемый тип энергии точнее называть «технологическим», или «цивилизационным». Его рост подчиняется действию известных энергетических принципов на уровне популяции – ЭПЭР и ЭПИР, т.е. потребление, использование энергии биосистемой надорганизменного уровня – Е исп. – должно расти со временем (2,3). Напомним, что энергетический принцип экстенсивного развития – (ЭПЭР) – «требует» возрастания потоков энергии, используемых при саморазвитии и эволюции надорганизменных биосистем (рост численности популяции, захват территории и т.д.) Энергетический принцип интенсивного развития – (ЭПИР) – «требует» повышения активности энергетических процессов каждой единицей биологической структуры.

Действительно, развивающиеся страны следуют «тривиальному» экстенсивному – ЭПЭР (по девизу: «Хватай энергию, плодись, как сможешь!»), а развитые – стремятся действовать по более уточненному – ЭПИР. (Здесь рост использованной энергии на душу населения связывают со снижением ненужных потерь).

В отличие от биологических популяций, вид, назвавший себя разумным, должен быть способен в любом варианте оптимизировать рост цивилизационной энергии, с учетом законов развития всей НАДСИСТЕМЫ, элементом которой он является. Эта надсистема – Био-

сфера – уже сейчас не справляется с нашим Гомо-Техно-Сапиенсовым давлением, которое растет по экспонентам.

Этими экспонентами (численность, энергия и, особенно, грязь) мы протыкаем практически стационарные состояния главных работающих показателей большого биотического круговорота. (Экспоненту захвата энергии, например, надо трансформировать в логистическую кривую, а кривую потерянной энергии, т.е., теряемой при использовании всей захваченной энергии, из растущей превратить в нисходящую экспоненту. Бифуркации, скачки должны допускаться только те, что приводят к экономии энергии.) (недавний полезный пример – начало борьбы с расточительными лампочками накаливания).

Совершенно очевидно, что энергетические проблемы становятся все более существенными и насущными для существования и сбалансированного развития отдельных людей, государств, всего человечества и Биосферы в целом. Естественным образом возникает вопрос об эквивалентном экономическом обмене на всех уровнях взаимоотношений в упомянутой системе отношений.

Универсальные для всех показатели энергии, легко измеряемые и реально существующие, вполне могут оказаться универсальной валютой, понятной всем участникам и приемлемой для всех.

ЛИТЕРАТУРА

1. В.И. Вернадский, Научная мысль как природное явление, М. Наука. 2000. с.316-451.
2. Н.С. Печуркин, Энергия и жизнь, Новосибирск, Наука, 1988, 192с.
3. Н.С. Печуркин, Энергетическая направленность развития жизни на планете Земля, Красноярск, Издательство СФУ, 2010, 420с.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ В ТУВЕ

Г.Ф. Балакина, В.И. Котельников, М.П. Куликова, А.Е. Рязанова

Тувинский институт комплексного освоения природных ресурсов СО РАН, г. Кызыл, Россия

Тувинский государственный университет, г. Кызыл, Россия

Разрабатываемая стратегия развития энергетики России до 2030 г., предусматривает коренное изменение структуры топливно-энергетического баланса страны в долгосрочной перспективе. Главная роль в приросте мощностей по производству электроэнергии отводится углю, что именуется «второй угольной волной», далее следуют гидроэнергетика и атомная энергетика. Роль производства электроэнергии тепловыми электростанциями на газе останется в ближайшее время ведущей, но предлагается их модернизация с переходом на высокоэффективные парогазовые установки. В свете основных положений стратегии развития энергетики РФ до 2030 г. приоритетными направлениями в области разработки энергоэффективных технологий в Туве следует признать следующие: а) угольные технологии, б) технологии на основе возобновляемых источников энергии, в) нанотехнологии, г) разработка энергосберегающих технологий в регионе. При разработке эффективных технологий производства электроэнергии из углей учёные СО РАН особое внимание уделяют низкоэмиссионным методам его сжигания, в частности, беспламенному горению и сжиганию в кислороде. Для увеличения КПД тепловых станций предлагается переход на сверхкритические параметры пара. Новой многообещающей технологией является применение механоактивированного угля. Деформация изменяет структуру органической массы угля, что сопровождается ослаблением внутримолекулярных и межмолекулярных связей и соответствующим увеличением свободной энергии твердого вещества. Наблюдается снижение энергетического барьера реакций с участием деформированных веществ. Несколько новых разработок связано с каталитическими методами водно-орган-угольных суспензий. Глубокая переработка угля (газификация, пиролиз, гидрогенизация), несомненно, относится к наиболее перспективным технологиям.

В Туве уже более 10-ти лет развивается ряд направлений переработки тувинских углей. Основные запасы каменных углей сосредоточены в Улуг-Хемском угольном бассейне. В Улуг-Хемском бассейне оценены 4 месторождения: Межегейское, Элегестское, Каа-Хемское и Эрбекское, из которых разрабатываются в настоящее время Каа-Хемское и Элегестское, разработка ведется открытым способом (разрезы «Каа-Хемский», «Чаданский»). На Элегестском месторождении начата опытно-промышленная отработка. Ведётся добыча угля на восточном участке по технологии открытых горных работ, а также с применением комплекса глубинной разработки пласта (подземная безлюдная выемка). Проводятся исследования свойств угля с целью определения наиболее эффективной технологии добычи и обогащения. Заканчивается проектирование опытно-промышленного участка (шахта № 1) с объёмом добычи 2 млн т угля в год. Угледобывающий комплекс объёмом добычи 15 млн. т угля в год будет спроектирован с учётом итогов работы опытно-промышленного участка. Комплекс предусмотрено запустить одновременно с вводом в эксплуатацию железной дороги.

Основное применение угля в настоящее время – энергетическое. Предварительная технологическая обработка угля в настоящее время в республике отсутствует. Вещественный состав органической массы угля пласта Улуг в пределах всего бассейна характеризуется устойчивым постоянством, как по разрезу пласта, так и по площади его распространения. Газовые угли составляют 21% всех прогнозных ресурсов, газовые жирные — 34%, жирные — 45%, коксовые жирные – менее 1% [1]. Для каменных углей Улуг-Хемского бассейна характерны: низкая зольность и мало-сернистость, высокие показатели содержания летучих компонентов, относительная чистота по тяжёлым металлам и токсичным элементам. Изучение спекаемости и коксуемости углей показало, что по ряду свойств и поведению в процессе пиролиза они отличаются от жирных углей других бассейнов. Для них характерна низкая температура перехода в пластическое состояние (~290°C), широкий температурный интервал пластичности, высокий показатель спекаемости. Это определяет хорошую сочетаемость улуг-хемского угля как спекающей основы в смесях с разными типами отошающих углей.

Ввиду того, что комплексная энергохимическая переработка каменных углей представляется более высокой технической ступенью производства и согласуется с принципами экологически щадящей энергетики, учёными республики определена эффективность разработки и внедрения в производство методов пиролиза, газификации и гидрогенизации углей. В ТувИКОПР СО РАН разрабатываются новые технологии переработки угля, позволяющие получать ценные продукты и энергию с высокой эффективностью. Повышение реакционной способности углей и улучшение потребительских свойств угля (до уровня газа или мазута) актуально для инноваций различного масштаба. Например, разработанная технология непрерывного изотермического пиролиза угля позволяет получать широкий спектр различных углеродных материалов – «чистое» топливо для бытовых нужд, высококачественные сорбенты, газ для нужд энергетики и др.

Проблемы использования возобновляемых источников энергии

Значимость возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в производстве энергии в России пренебрежимо мала. К 2020 г. предполагается рост доли ВИЭ в производстве электроэнергии до 4,5 %. Разработку технологий на основе возобновляемых источников энергии — биомассы и горючих отходов, ветра, солнечной энергии, геотермики и сбросового тепла, малых водотоков — целесообразно сделать приоритетными направлениями научных исследований в Туве. Несмотря на малый вклад ВИЭ в энергетику, эти источники наиболее наукоёмки и вызывают повышенный интерес исследователей. В институте имеются перспективные разработки и в этой области. В частности, разработанная крупномасштабная вихревая труба позволяет использовать низкопотенциальное тепло различных природных источников с высокой эффективностью. Тепловые насосы дают до 50 % экономии при использовании сбросного и геотермального тепла. В Туве также есть определённые наработки по использованию тепловых насосов в энергообеспечении территории, однако пока нет их масштабного применения. К альтернативным источникам энергии относятся топливные элементы, использование нанотехнологий в энергетике. К коммерческому применению предлагаются углеродные каталитические наноструктуры для топливных элементов, а также нано- и микродисперсные топливные смеси. Добавка долей процента наночастиц радикально влияет на теплообмен — до 70 % увеличивает коэффициент теплоотдачи, что даёт возможность уменьшения габаритов энергетических установок и повышения их производительности без дополнительных материальных и финансовых затрат.

В Туве целесообразно разработать республиканскую целевую программу по реализации энергоэффективных технологий на основе местных ресурсов и альтернативных источников энергии, целью которой станет создание основ наиболее перспективных технологий применительно к специфике региона [2]. Технологии могут быть реализованы с привлечением федеральных и республиканских инвестиций и участием республиканских органов исполнительной власти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шибанов В.И., Яковлев И.Ю. Марочный состав углей пласта Улуг Улуг-Хемского бассейна / ХТТ, № 6, 1989, с. 52-54.
2. Балакина Г.Ф. Стратегии развития депрессивного региона / Отв.ред. С.В. Парамонова. – Кызыл: ТувИКОПР СО РАН, 2009. – 344 с.

ГАЗИФИКАЦИЯ КАК ОДНА ИЗ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОЛУЧЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ИЗ БИОМАССЫ

М.С. Карцев, Д.А. Катков, П.П. Шишкарев, В.Б. Осипенко

¹ ЗАО «ЭСТ», г. Москва, Россия

² Правительство Красноярского края, г. Красноярск, Россия

1. Визитная каточка ЗАО «ЭСТ».
Биоэнергетический потенциал Красноярского края:
 - древесные отходы;
 - сельскохозяйственные отходы;
 - торф.
2. Передовые технологии получения энергии из биомассы.
3. Технология газификации биомассы.
4. Варианты использования генераторного газа:
 - производство тепла;
 - производство электроэнергии.
5. Особенности газификации биомассы из:
 - древесных отходов;
 - сельскохозяйственных отходов;
 - торфа.
6. Типовые технологические схемы утилизации с использованием технологии газификации:
 - древесных отходов;
 - сельскохозяйственных отходов.
7. Поставщики серийно выпускаемого оборудования по газификации биомассы:
 - Индия;
 - Италия.
8. Перспективы применения генераторного газа в качестве топлива при производстве электроэнергии с использованием:
 - микротурбин;
 - топливных элементов;
 - ORC-турбин.
9. Автономный энергетический центр на биомассе как решение проблемы жизнеобеспечения удаленных поселений.

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ В РЕГИОНАХ РОССИИ

Я.И. Бляшко

ЗАО «МНТО ИНСЭТ», г. Санкт-Петербург, Россия

На сегодняшний день в мире малая гидроэнергетика – это один из динамично развивающихся видов ВИЭ, расширение использования которого поддерживается как организационными мерами, так и материальным стимулированием поставщиков вырабатываемой энергии. В различных источниках приводятся разноречивые данные, связанные с отнесением гидроэлектростанций к малым.

В России к МГЭС обычно относят станции мощностью до 30 МВт. Однако в последнее время становится все более общепринятой следующая классификация МГЭС в зависимости от их суммарной установленной мощности и установленной мощности одного агрегата: до 10 кВт – ПикоГЭС, до 100 кВт – МикроГЭС, до 1000 кВт – МиниГЭС, до 30000 кВт – и единичной мощности одного агрегата до 5 МВт – малая МГЭС. В последнем случае иногда единичную мощность ограничивают не на 5, а 10 МВт.

В настоящее время ведущей страной в развитии малой гидроэнергетики безусловно является Китай, где в текущем году их суммарная мощность должна быть доведена до 40 ГВт и где ежегодно вводятся сотни МГЭС. Из числа промышленно развитых стран по числу МГЭС лидируют США, Япония, Франция, Германия, Австрия, Швейцария.

Российская Федерация обладает значительным потенциалом малых ГЭС. Так, например, сток 2,5 млн. малых рек составляет около 50% стока всех рек страны. При этом практически 90% сельского населения, испытывающего наибольшие проблемы с энергоснабжением, проживает вблизи малых рек, при этом их суммарный потенциал используется всего на 0,5-0,6%.

Наибольшее количество малых ГЭС было построено на территории Советского Союза в середине 20 века – по сведениям из разных источников от 6,5 до 8,5 тыс. МГЭС. В основном, это были сельские ГЭС, работавшие на местные локальные сети.

Однако в связи с развитием сетевого строительства и созданием централизованного электроснабжения МГЭС в начале 21 века стали экономически неэффективными и к настоящему времени их число едва достигает 300 единиц, а суммарная мощность составляет около 1,3 ГВт.

В свое время, в начале 90-х годов прошлого века была сформирована «Программа энергоснабжения районов Крайнего Севера за счет использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии», предусматривавшая ввод в эксплуатацию около 400 МГЭС. Однако в связи с отсутствием финансирования, а также необходимых мер поддержки развития ВИЭ эта Программа не была реализована.

Следующая попытка реализации Программы развития малой гидроэнергетики была принята ОАО «Гидро ОГК» в 2006 году. Она предусматривала ввод к 2010 г. МГЭС суммарной мощностью до 300 МВт. Однако и эта программа по целому ряду причин реализована не была.

Однако именно в этот период, в 2007 г., был принят Федеральный закон ФЗ-250, предусматривающий формирование системы мер, способствующих развитию ВИЭ в нашей стране, в том числе малой гидроэнергетики, а прогнозными документами Правительства доля ВИЭ в производстве электроэнергии была зафиксирована на уровне 1,5% к 2015 гг. и 4% к 2020 году.

К сожалению, до настоящего времени так и не приняты подзаконные акты, которые должны обеспечивать механизмы указанного выше закона реализации, в числе которых должен был быть разработан механизм установления надбавки к тарифу за электроэнергию, вырабатываемую МГЭС.

На практике результатом затягивания решения по принятию мер поддержки ВИЭ может быть срыв сроков реализации основных положений технической политики в электроэнергетике России на период до 2030 г. в части развития «Малых и Мини ГЭС, которые составят основную «долю» в развитии возобновляемых источников энергии».

Таким образом, развитие малой гидроэнергетики сдерживается из-за отсутствия законодательных механизмов ее государственной поддержки как следствие этого инвестиционный процесс становится трудно прогнозируемым и определяется на практике наличием (или отсутствием) политической воли региональных властей и чиновников на местах.

Уже более 20 лет ЗАО Межотраслевое научно-техническое объединение «ИНСЭТ» занимается развитием малой гидроэнергетики. Одним из основных результатов этой работы является значительное улучшение социально-бытовых условий жизни населения и качество оказываемых коммунальных услуг в отдаленных регионах России.

Основными особенностями этой работы являются тесное взаимодействие с представителями местной и региональной администраций, этапность выполнения и комплексность. Такой подход, в частности, к проектированию и поставкам оборудования для малых ГЭС позволил снизить капитальные затраты на их строительство на 12-15%.

Комплексное решение проблем развития малой гидроэнергетики реализуется путем разработки концепций развития и схем размещения объектов малой гидроэнергетики на территории регионов с последующим составлением бизнес-планов или обоснований инвестиций строительства первоочередных МГЭС с последующей разработкой проектно-сметной документации, изготовлением и поставкой гидроэнергетического оборудования, проведением шеф-монтажных и пуско-наладочных работ. Такой подход к выполнению всего комплекса работ в рамках одной организации представляется наиболее обоснованным и перспективным в настоящее время. Это ускоряет ввод объектов гидроэнергетики в действие, позволяет руководству региона и частным структурам не распыляться по исполнителям и усилить финансовый контроль над расходованием инвестиционных средств.

За последние годы специалистами объединения проведено обследование малых рек в верховьях бассейнов Енисея (Тыва), Катуня и Чуи (Алтай), Баргузина (Бурятия), Уруха (Северная Осетия-Алания), Малки (Кабардино-Балкария) и ряда других рек. В результате были разработаны «Концепции развития и схемы размещения объектов малой гидроэнергетики Республик Тыва и Алтай», предусматривающие строительство, соответственно, 18 и 35 гидроузлов суммарной установленной мощностью 132,5 МВт. Как результат введены в эксплуатацию МГЭС «Кызыл-Хая» в Республике Тыва и две малых ГЭС в Республике Алтай. Также разработаны Концепции освоения гидроэнергетического потенциала верховьев и среднего течения Уруха и верховьев Малки суммарной мощностью более 200 МВт, путем строительства 26 МГЭС. Таким образом, на сегодняшнем этапе развития малой гидроэнергетики проблемы, связанные с разработкой и промышленным освоением отечественного оборудования для микро и малых ГЭС, следует считать, в основном, решенными.

Вместе с тем, имеется целый ряд вопросов, связанных с нормативно-правовой базой создания МГЭС, которые нуждаются либо в уточнении, либо в разработке, и от решения которых во многом зависит достижение директивных показателей.

ЭФФЕКТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА И НАДЕЖНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

А.С. Исаакян

ООО «Альтернативные технологии энергетики», г. Ковров, Россия

Уважаемые господа! Коллеги! Представляю направление деятельности нашего предприятия, занимающегося разработкой технологий, производством, монтажом и пуско-наладкой оборудования, а также проектированием и строительством объектов альтернативной энергетики. Настоящий доклад имеет целью привлечь внимание специалистов, бизнесменов и инвесторов к нашим подходам и практическим достижениям, результаты которых на протяжении последних пяти лет подтверждаются эффективной и надежной работой оборудования, эксплуатируемого на десятках объектов твердотопливной теплоэнергетики в различных регионах России. Хотелось бы озвучить некоторые наши подходы по вопросам альтернативной энергетики, ибо, на мой взгляд, существующее положение вещей мешает общему движению вперед и развитию каждого предприятия в отдельности.

По нашему убеждению, стержневым фактором всеобщего внимания в перспективе дальнейшего развития альтернативной энергетики должно быть – энергосырье, коим являются ВИЭ. Ведь именно физико-химические свойства твердого топлива или биомасс в отличие от природного газа или нефтепродуктов определяют технологии дальнейшего энергопроизводства. Поэтому, все последующее развитие этого направления энергетики должно сводиться в первую очередь к усовершенствованию существующих и разработке новых инновационных технологий, а также оборудования по переработке и подготовке различных видов топливного сырья к применению. От этого зависит и рациональность выбранных схем логистики топливного сырья, и состав предназначенного для его использования оборудования, и величина отведенных производственных площадей, а значит и размер капитальных вложений, и соответствующие сроки окупаемости. В итоге совокупность этих параметров непосредственно влияет на себестоимость Гкал получаемого тепла.

Именно решение технических проблем по рационализации технологий использования топливного сырья полученного от возобновляемых источников энергии (ВИЭ) расставляет приоритеты по применению того или иного вида. Здесь необходимо учитывать исходные характеристики сырья, стоимость его доставки к объекту переработки или энергопроизводства, стоимость самой переработки или подготовки, рассчитать и обосновать наиболее целесообразную технологию применения в качестве производственного или топливного сырья, необходимую мощность энергопотребления, золообразование (а иногда золоудаление) и многое другое. Анализ этих критериев в каждом конкретном случае обосновывает преимущества применения того или иного вида ВИЭ и выбор необходимого состава оборудования.

Практика показывает, что при всем этом некоторые приоритеты можно обозначить изначально. В частности, при наблюдаемом росте применения отходов сельхозпроизводства в качестве топливного сырья для котельных небольшой теплопроизводительности рассматривать их в качестве коммунального или промышленного топлива неперспективно. Что касается угля, то при всем том, что он является одним из наиболее распространенных видов топлива растущие требования экологии обязывают осуществлять эксплуатацию соответствующих объектов только при их оснащении дополнительным оборудованием систем, газоочистки, пылеизоляции, шлако и золоудаления, что в конечном итоге значительно повышает стоимость и без того дорогого оборудования угольных котельных. По этому, даже при дешевизне угля, котельная, отвечающая современным требованиям, становится привлекательной для инвестиций при высоких мощностях. Поэтому, на наш взгляд, с учетом и собственных достижений, преимущества применения древесного сырья и топливного торфа очевидны. Более того, в некоторых месторождениях торф по своей зольности незначительно превосходит древесину и его сжигание не требует установки дополнительного оборудования газоочистки. Все большую актуальность приобретают разработки термомасляных котлов работающих на древесине и особенно на торфе. Такие котлы дают возможность иметь рабочую температуру контуров более 300 градусов, что позволяет эффективно использовать их на любых многоконтурных схемах теплоснабжения, в том числе и для отдаленных теплопотребителей. Отдельно, хочу отметить наши успехи в создании оборудования прямого способа

сжигания торфа, так как до недавнего времени эта тема относилась к категории проблемных. Успешная эксплуатация котлов и газогенераторов обуславливает растущий спрос торфяничков на наше оборудование. До наступления экономического кризиса некоторые торфопредприятия Северо-западного и Центрального округов успели приобрести и по сегодняшний день успешно эксплуатируют его.

Немного о гранулировании и брикетировании. Известно, что большая часть производимых в России топливных гранул (пеллет) и брикетов экспортируется в страны Евросоюза. При этом отечественный рынок прессованного топлива слишком слаб и практически не развивается. Конечно же, основная причина в высокой себестоимости. Кроме причин связанных с отраслевыми проблемами лесной отрасли, есть еще одна, существенно влияющая на себестоимость прессованного топлива это низкоэффективная технология производства. По сути, она предлагается некоторыми западными фирмами как отработанный классический вариант, в то время как на том же западе применяется крайне редко. В разных регионах России друг за другом появляются пеллетные заводы, смонтированные в современные эстетически привлекательные модули, однако, нерациональная логистика сырья, низкоэффективная технология переработки и топливопроизводства делают их энергоемкими и низкорентабельными. Нами разработаны иные технологические схемы, позволяющие снизить себестоимость производимого прессованного топлива в среднем на 40%. В их основе лежит значительно более короткий техпроцесс производства, основанный на рациональной сортировке и переработке исходного сырья и более дешевом процессе сушки. Но это наше ноу-хау и пока по понятным причинам более подробное описание мы на широкую публику не выносим.

Понятно, что в рамках ограниченного по объему доклада невозможно предоставить исчерпывающую информацию о затронутых вопросах, также как и о других проблемах альтернативной энергетики, но мы готовы к подробному обсуждению актуальных тем, а также к взаимовыгодному сотрудничеству с заинтересованными лицами и организациями.

В заключение предоставляем краткий перечень энергообъектов, работающих на альтернативном топливе, которые ООО «АЛЬТЭН» готово спроектировать, оснастить своим оборудованием, необходимыми системами контроля и безопасности с последующей сдачей заказчиком в эксплуатацию:

- Котельные, работающих на отходах древесины, сельхозпроизводства, торфе, угле и различных видах прессованного топлива с водяным воздушным и термоасляным теплоносителем;
- Линии производства различных топливных гранул и брикетов;
- Системы технологического теплообеспечения и сушки всевозможных производств;
- Комплексы приемки, переработки, транспортировки и складирования энергосырья;
- Совмещенные комплексы по производству топливного сырья и энергогенерации.

По желанию заказчика ООО «АЛЬТЭН» готово выполнить весь цикл работ по созданию энергетического или производственного объекта от энергоаудита до его сдачи в эксплуатацию.

Наше предприятие состоит в постоянном партнерстве с рядом производственных, проектных, научно-исследовательских и строительных организаций в различных регионах России и зарубежом. Такой потенциал позволяет решать серьезные задачи на должном квалификационном уровне. Мы открыты для сотрудничества с инвесторами, коммерческими и государственными структурами, предпринимателями, а также предприятиями, стремящимися перейти к использованию альтернативных видов энергосырья.

ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ МАГИСТЕРСКОЙ ПРОГРАММЫ «ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ» В НАЦИОНАЛЬНОМ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОМ ТОМСКОМ ПОЛИТЕХНИЧЕСКОМ УНИВЕРСИТЕТЕ

Б.В. Лукутин, А.П. Суржигов

ГОУ ВПО Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия

Мировые тенденции развития энергетики убедительно показывают приоритетное развитие генерирующих систем на основе использования природных возобновляемых энергоресурсов, объединенных в интеллектуальные системы электроснабжения.

Возобновляемая энергетика охватывает чрезвычайно широкий круг вопросов, требующих участия в их решении специалистов различного профиля. С учетом достигнутого мирового уровня развития энергетического оборудования возобновляемой энергетики и опыта его эксплуатации, а также особенностей организации энергообеспечения потребителей в Российской Федерации, содержательная часть магистерской программы «Возобновляемые источники энергии» в НИ ТПУ направлена на подготовку элитных специалистов мирового уровня в области систем электроснабжения с источниками электроэнергии, использующими возобновляемые энергоресурсы.

Для достижения поставленной цели необходимо в максимальной степени использовать зарубежный опыт, в силу объективно недостаточного на сегодняшний день развития теории и, особенно, практики возобновляемой энергетики в России. В качестве партнерского университета был выбран Университет г. Касселя, Германия, известный в Европе и мире своими научно-исследовательскими работами в области возобновляемой энергетики.

В результате анализа российских условий и содержательной части магистерской программы «Возобновляемые источники энергии» Университета г. Касселя были сформулированы компетенции выпускника:

- способность оценивать энергетический потенциал возобновляемых энергоресурсов;
- знания теоретических основ преобразования энергии возобновляемых энергоресурсов территории;
- способность проводить сравнительный технико-экономический анализ вариантов электроснабжения;
- умение проектировать системы электроснабжения с элементами возобновляемой энергетики;
- готовность осуществлять эксплуатационную деятельность;
- способность выбирать оборудование возобновляемой энергетики для конкретных условий.

Выпускники магистерской программы «Возобновляемые источники энергии» должны быть подготовлены к научно-исследовательской работе, проектно-конструкторской и эксплуатационной деятельности в области систем электроснабжения с различными энергоисточниками, в том числе использующими природные возобновляемые энергоресурсы.

В Электротехническом институте Национального исследовательского Томского политехнического университета разработаны и преподаются следующие модули и дисциплины для магистерской программы «Возобновляемые источники энергии»:

- *Экономика энергетики.* – Экономика энергетики. Проектный менеджмент.
- *Энергетическая политика.* – Потенциал ВИЭ и его энергоэффективность. Энергетическая политика.
- *Энергоснабжение.* – Специальные вопросы электроснабжения. Энергоснабжение.
- *Иностранный язык.* – Иностранный язык.
- *Дисциплины по выбору.* – Программное обеспечение задач электроснабжения. Моделирование систем электроснабжения с ВИЭ.
- *Философия науки.* – История и методология науки. Философские проблемы естественных, гуманитарных и технических наук. Современные проблемы электроэнергетики.

- **Гидро-аэродинамика.** – Гидро-аэродинамика и турбомашини.
- **Биомасса.** – Химическое и термическое энергопреобразование биомассы. Электрификация с использованием биомассы.
- **Фотоэнергетика.** – Фотоэлектрический эффект и фотоэлектростанции.
- **Дисциплины по выбору.** – Рациональное энергоиспользование. Компьютерные технологии в науке, технике, образовании.
- **МикроГЭС и ветроэлектростанции.** – Ветроэлектростанции. Микрогидроэлектростанции.
- **Солнечная энергетика.** – Термодинамика. Теплопередача, системы солнечного нагрева в энергетике.
- **Строительные конструкции.** – Монтаж строительных конструкций и элементов энергоустановок возобновляемой энергетике.
- **Децентрализованные системы электроснабжения.** – Децентрализованные системы электроснабжения с рассредоточенными энергоисточниками. Регулирование и интегрирование ветроэлектростанций в электрическую сеть.

На кафедре электроснабжения промышленных предприятий ЭЛТИ создан уникальный лабораторный комплекс по возобновляемой энергетике, который включает солнечные модули, генераторы для ветроагрегатов, инверторы с контроллером заряда-разряда аккумуляторных батарей, аккумуляторные батареи, зарядные устройства в составе систем автономного электропитания.

В лабораторных установках используется промышленное энергетическое оборудование. Энергетические характеристики природных возобновляемых энергоресурсов и характеристики приводных ветро- и гидротурбин моделируются с помощью соответствующего программного обеспечения и частотно-регулируемых электроприводов. Лабораторные установки автоматизированы, что позволяет осуществлять мониторинг и управление режима работы исследуемой установки возобновляемой энергетике, а также оперативно осуществлять измерения различных параметров, обработку и представление экспериментальной информации в удобном для анализа виде.

Для экспериментальных исследований в области термодинамики приобретен автоматизированный лабораторный стенд, позволяющий исследовать процессы теплообмена и промышленное тепло-техническое оборудование типа теплового насоса, холодильной машины, кондиционера и др.

Методика проведения лабораторных занятий имеет научно-исследовательскую направленность, что способствует глубокому изучению процессов энергопреобразования.

Практически все магистранты данной программы участвуют в научных исследованиях кафедры и, соответственно, в научных мероприятиях, проводимых в НУ ТПУ и других вузах.

Магистранты кафедры проходят практику на ведущих предприятиях России, желающие проходят включенное обучение в Университете г. Касселя, что способствует достижению поставленных целей подготовки специалистов по магистерской программе «Возобновляемые источники энергии».

ОТРАБОТАННЫЕ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ ШПАЛЫ – ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНЫЙ, ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЙ ВИД ТОПЛИВА

П.П. Шишкарев¹, М.С. Карцев¹, Д.А. Катков¹, П.М. Готовцев²

¹ ЗАО «Энергетические схемы и технологии», г. Москва, Россия

² ООО «ЭСТ-Инжиниринг», г. Москва, Россия

Проблема утилизации железнодорожных шпал – острейшая для транспортной отрасли. Изъятые из пути шпалы подлежат захоронению на региональных полигонах промышленных отходов, однако из-за их переполненности зачастую складываются в местах, не предусмотренных для их хранения. В соответствии с законодательством несанкционированное размещение вредных отходов нередко дорого обходится их владельцам. Между тем, утилизация не только замыкает жизненный цикл продукта, но и одновременно может стать альтернативным источником энергии и ценного сырья.

Проблемы утилизации отработанных железнодорожных шпал

Для увеличения срока службы деревянных шпал в РФ применяют в основном угольные (масло каменноугольное) и нефтяные (жидкость термокаталитическая (ЖКТ)) антисептики. Данные антисептики содержат в своем составе органические соединения, обладающие высокой летучестью, токсичными, канцерогенными свойствами.

Каменноугольное креозотовое (пропиточное) масло — продукт перегонки каменноугольной смолы при температуре от 200 до 400°. Это жидкость темно-коричневого цвета (удельный вес 1,05—1,10 г/см³, температура кипения 180-200 С°) с едким ароматом.

Периферийная часть шпалы на 80% состоит из каменноугольного масла, которое, в свою очередь, содержит 20,1% фенолов, 17,2% фенантронов, 16,9% пиренов, 22% ацетона и 12% бутанола. Эти соединения, попав в воздух, способны вызвать тяжелые отравления у людей и появление онкологических заболеваний.

В настоящее время до 75% железнодорожных путей на территории России и ближнего зарубежья проложено с использованием деревянных шпал. Анализ сравнения достоинств и недостатков деревянных и железобетонных шпал дает основание предполагать, что указанное соотношение вряд ли будет изменяться в пользу последних. Общий годовой объем продукции шпалопропиточных заводов (ШПЗ) – 7,75 млн шпал и 3770 комплектов брусев для стрелочных переводов. Кроме того, в настоящее время в подразделениях ОАО «РЖД» накоплено более 500 тыс. тонн деревянных шпал, пропитанных антисептиками. Региональные полигоны промышленных отходов переполнены, и подразделения дорог вынуждены накалывать отслужившие срок шпалы в местах, не предусмотренных для их хранения. Такое несанкционированное размещение отходов приводит к экологическим выплатам, которые при размещении отходов 3 класса опасности на полигонах токсичных отходов составляют 1288,2 руб/тонну.

Экологическая стратегия РЖД

В разделе 8 «Обращение с отходами производства и потребления» документа «ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ ОАО «РЖД» НА ПЕРИОД ДО 2015 ГОДА И ПЕРСПЕКТИВУ ДО 2030 ГОДА» в качестве цели указано:

– к 2015 г.:

- сократить на 30% накопленные в процессе прошлой хозяйственной деятельности неутраченные отходы (шпалы отработанные деревянные и железобетонные, опоры контактной сети, отсеб щебеночного балласта, нефтесодержащие отходы и т.д.);
- повысить до 40% уровень использования отходов в качестве источника вторичных материалов и энергоресурсов.

– к 2030 г.:

- повысить до 70% уровень использования отходов в качестве источника вторичных материалов и энергоресурсов;
- обеспечить полное обезвреживание и утилизацию накопленных в процессе прошлой хозяйственной деятельности отходов;
- обеспечить полное обезвреживание и утилизацию текущего образования отходов.

В связи с этим все больше на передний план выступает проблема завершения жизненного цикла данных изделий, а именно: эффективная и экономически целесообразная утилизация шпал различных типов.

Специалистами ЗАО «Энергетические схемы и технологии» предлагается оборудование по утилизации отработанных шпал на основе технологии газификации, позволяющее решить все насущные проблемы, а именно, обеспечить:

1. Необходимую производительность утилизации отходов в соответствии со сроками, указанными в экологической стратегии ОАО «РЖД».
2. Требуемые экологические показатели в процессе утилизации.
3. Использование шпал в качестве топлива для производства электрической энергии для собственных нужд РЖД.
4. Замещение значительного количества угольного топлива в ведомственных котельных на возобновляемый вид топлива – отработанные железнодорожные шпалы.

Все это позволит логично замкнуть жизненный цикл отработанных деревянных железнодорожных шпал, дав им возможность вторично эффективно обработать на заключительной стадии существования

Описание технологии утилизации отработанных железнодорожных шпал с использованием технологии газификации

Известно, что диспергирование и гомогенизирование биотоплива уменьшает неполноту сгорания углеводородных соединений, при этом степень обезвреживания имеющихся вредных примесей многократно увеличивается по сравнению с обычным сжиганием.

Необходимым условием для последующей успешной и экологически чистой утилизации шпал является их предварительное измельчение в щепу на рубительной машине, и возможная предварительная сушка до относительной влажности не более 20%. Для обеспечения нормальной работы рубительной машины все металлические предметы из шпалы необходимо удалить. По имеющимся сведениям, при наличии простейшего вспомогательного инструмента один работник в состоянии очистить от оставшегося металла до 100 отработанных шпал в смену из зоны их промежуточного перед утилизацией размещения.

Базовым в составе предлагаемого комплекса является газогенератор обращенного процесса газификации. **Природа получения каменноугольной смолы аналогична природе образования пиролизных смол в процессе газификации древесины.**

Газификация шпал, предварительно измельченных в щепу и высушенных до необходимой влажности осуществляется путем его термического разложения с недостатком кислорода при температуре 900-1100 С°. При этом, имеющийся в щепе антисептик (креозот) параллельно с выделением летучих из древесины переходит в газообразное состояние. Последовательно происходящие при газификации сначала окислительные, затем при прохождении газами слоя раскаленного угля восстановительные процессы, обеспечивают получение в результате термохимических реакций генераторного газа. Полученный в газогенераторе газ, содержащий горючие газы: водород, угарный газ (окись углерода) и некоторое количество метана, может использоваться, как для теплового применения путем сжигания в специальных горелках, так и для производства электроэнергии после его предварительной очистки и охлаждения.

Типовая технологическая схема утилизации отработанных железнодорожных шпал с целью комбинированного производства электроэнергии и тепла в режиме когенерации

1. Стадия подготовки топлива.
 - 1.1. Очистка от минеральных и металлических включений.
 - 1.2. Измельчение в щепу на рубительной машине.
 - 1.3. Узел сепарации топлива.
 - 1.4. Сушка щепы (в зависимости от исходной влажности шпал) и возвратных отходов процесса газификации.
2. Автоматическая загрузка в газогенератор.
3. Газификация.
 - 3.1. Производство горячего неочищенного генераторного газа.
 - 3.2. Сухое удаление золы из устья газогенератора.
4. Очистка и охлаждение генераторного газа.
 - 4.1. Предварительная очистка генераторного газа от летучих зол в циклоне.
 - 4.2. Охлаждение и очистка от твердых примесей и оставшихся после термического раз-

- ложения в газогенераторе пиролизных смол в скруббере Вентури.
- 4.3. Первая степень очистки охлажденного генераторного газа в механических фильтрах грубой очистки.
 - 4.4. Вторая степень очистки охлажденного генераторного газа в механических фильтрах тонкой очистки.
 - 4.5. Третья степень очистки охлажденного генераторного газа в контрольных рукавных фильтрах.
5. Удаление избыточной влаги охлажденного и глубокоочищенного генераторного газа в мокрой газодувке.
 6. Очистка оборотной воды.
 - 6.1. Текущая очистка и охлаждение оборотной воды от твердых примесей и остатков пиролизных смол в блочно-модульном очистном сооружении (БМОС).
 - 6.2. Периодическая глубокая очистка оборотной воды от накопившихся пиролизных смол в установке регенерации оборотной воды.
 7. Повторное сжигание после сушки отработанного фильтрующего материала и сгущенного остатка оборотной воды в газогенераторе.
 8. Производство электроэнергии.
 - 8.1. Сжигание полученного генераторного газа в качестве топлива в двигателе внутреннего сгорания газопоршневого или газодизельного типа.
 - 8.2. Преобразование энергии вращения привода в электрическую энергию в электрогенераторе.
 9. Когенерация.
 - 9.1. Использование возвратного тепла выхлопных газов для формирования агента сушки щепы в конвейерной сушилке.
 - 9.2. Утилизация возвратного тепла системы охлаждения двигателей и генераторного газа с целью производства горячей воды для собственных нужд или внешних потребителей.

При утилизации железнодорожных шпал по предлагаемой технологии образуются следующие виды побочных продуктов: отработанный агент сушки щепы, мелкая фракция щепы после мультициклона сушилки, сухие золы из устья газогенератора и летучая зола после циклона, отработанная оборотная вода, сгущенный осадок на выходе БМОС, конденсат на выходе мокрой газодувки и выхлопные (дымовые) газы.

Отработанный агент сушки щепы после прохождения мультициклона (очистка от мелких твердых примесей) рассеивается в атмосфере. В случае необходимости просчитываются параметры рассеивания (высота дымовой трубы) с целью обеспечения ПДК возможных вредных примесей.

Поскольку, содержащийся в составе щепы антисептик практически полностью переходит в летучую фракцию, образующиеся сухие золы не имеют в своем составе вредных веществ и могут рассматриваться как отдельный товарный продукт в виде удобрений.

Отработанный фильтрующий материал (на основе древесных опилок, щепы и активированного угля в системе регенерации оборотной воды) отправляется на газификацию.

Сгущенный осадок на выходе БМОС после анализа на присутствие пиролизных смол отправляется или на повторную газификацию или переходит в категорию зол.

Выхлопные газы на выходе электроагрегата соизмеримы по составу и концентрации вредных веществ с выхлопными газами, где в качестве топлива используется природный газ, и не представляют экологической угрозы.

Проблема утилизации железнодорожных шпал – острейшая для транспортной отрасли. Изъятые оборотная вода после многократной очистки системой регенерации по результатам анализа подвергается необходимой химической (механической) очистке и сливается в систему канализации.

В систему оборотной воды закачивается свежая технологическая вода.

Полученная энергия может быть использована для электроснабжения и отопления депо, мастерских, станционных сооружений.

Технологически и экологически возможен двухступенчатый вариант утилизации отработанных деревянных шпал, когда:

- все горючие отходы газификации, включая мелкую фракцию щепы после мультициклона сушилки, углеродные остатки щепы из устья газогенератора, отработанный фильтрующий материал, сгущенный осадок на выходе БМОС, а также низкокачественный отсеб после измельчения шпал брикетируются по стандартной технологии;
- далее сжигаются в специальных высокотемпературных печах при температуре 1700-1900 °С;
- или утилизируются в пиролизных установках небольшой производительности.

При этом, до 90% объема шпал утилизируется по технологии газификации, остальная часть с применением технологии сжигания или пиролизной.

В год из 140 000 отработанных деревянных шпал с использованием предлагаемого оборудования можно получить:

- 21 млн м³ генераторного газа с общей теплотой сгорания 25 200 Гкал;
- или
- 7000 МВт · час электроэнергии;
- более 6000 Гкал тепла в виде горячей воды в режиме когенерации;
- 170 тонн минеральных удобрений.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ СИСТЕМЫ СОЛНЕЧНОГО ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

А.В. Бастрон, Е.М. Судаев

ФГОУ ВПО «Красноярский государственный аграрный университет»,
г. Красноярск, Россия

Эффективность использования солнечной энергии системой солнечного горячего водоснабжения (ССГВ) напрямую зависит от интенсивности потока поглощенной гелиоколлектором солнечной энергии, который в свою очередь зависит от пространственного положения гелиоколлектора и достигает максимума только тогда, когда солнечные лучи перпендикулярны плоскости коллектора.

На рис. 1. приведена принципиальная схема ССГВ конструкции КрасГАУ, защищенная патентом РФ № 2319910 на изобретение «Двухконтурная система солнечного горячего водоснабжения». На рис. 2. представлен разрез ССГВ. На рис. 3. показаны солнечные коллекторы в виде сегментов сферы. На рис. 4. показаны солнечные фотоэлектрические батареи с образованием отдельных сегментов сферы.

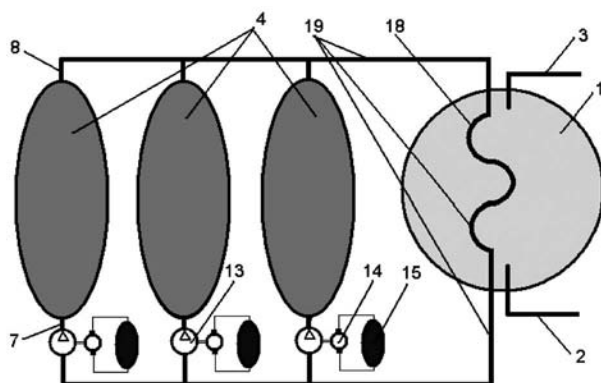


Рис. 1. Двухконтурная система солнечного горячего водоснабжения

Под действием солнечной прямой и рассеянной радиации, поступающей сквозь прозрачную изоляцию 5 на поверхность поглощающей панели 6, происходит нагрев поглощающей панели 6 и нагрев жидкости (например, воды или антифриза) в левом солнечном коллекторе 4. Ана-

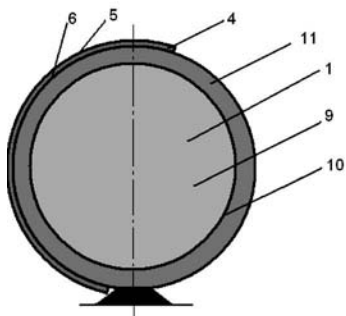


Рис. 2. Разрез ССГВ

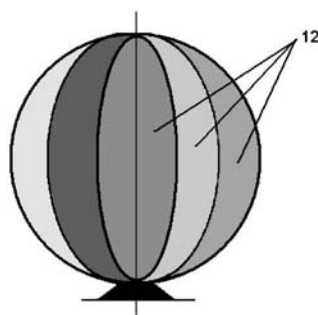


Рис. 3. Солнечные коллекторы в виде сегментов сферы

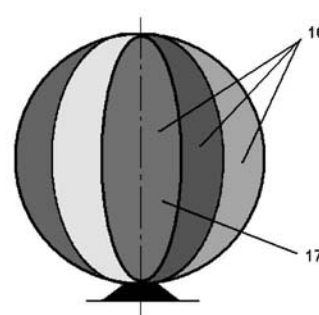


Рис. 4. Солнечные фотоэлектрические батареи с образованием отдельных сегментов сферы

логично под действием солнечной радиации левый сегмент 16 фотоэлектрических батарей 15 вырабатывает постоянный ток, который подается на электродвигатель 14 (например, двигатель постоянного тока независимого возбуждения), который вращает насос 13. Жидкость циркулирует по замкнутому контуру 19 через левый коллектор 4, отдавая через теплообменник 18 тепловую энергию жидкости, помещенной в баке-аккумуляторе 1. Необходимость использования в принципиальной схеме двухконтурной системы солнечного горячего водоснабжения насосов 13 связано с тем, что бак аккумулятор 1 расположен по отношению к солнечным коллекторам 4 так, что естественная циркуляция в контуре не возникает. Поскольку на средний солнечный коллектор 4 поступает меньше солнечной радиации, чем на левый, требуется меньшая скорость циркуляции жидкости в контуре 19, чтобы температура теплоносителя из среднего коллектора 4 была равна температуре теплоносителя из левого коллектора 4, что достигается меньшей величиной выходного напряжения среднего сегмента 16 фотоэлектрических батарей 15. Если интенсивность рассеянной солнечной радиации, поступающей на правый сегмент 16 фотоэлектрических батарей 15 недостаточна для выработки напряжения (прямой радиации нет, т.к. правый сегмент 16 находится в тени), необходимого для вращения двигателя 14 насоса 13 правого коллектора 4, то нет и циркуляции жидкости в контуре 19 через правый коллектор 4. Выполнение солнечных коллекторов 4 в виде сегментов сферы повышает эффективность использования солнечной энергии, т.к. солнечные лучи всегда перпендикулярны поверхности сферы и фокусируются за счет сферической прозрачной изоляции 5 на поверхности поглощающей панели 6.

Целью разработки предложенной нами другой защищенной патентом РФ № 2382291 на изобретение «Водонагревательная установка» конструкции (рис. 5) – повышение надежности горячего водоснабжения при совместном применении гелио-, ветроустановок и электрической энергии от энергетического ввода, а также эффективности преобразования солнечной и ветровой энергии в тепловую. Водонагревательная установка работает следующим образом. Холодная вода через патрубок 2 поступает в бак-аккумулятор 1. Теплоноситель (антифриз, вода и т.п.), нагретый под действием солнечной радиации в гелиоколлекторе 9, за счет термосифонной циркуляции, поступает по соединительному трубопроводу 8 в теплообменник 7 и возвращается в гелиоколлектор 9. Теплообменник 7 нагревает объем воды, ограниченный первой обечайкой 10. Под действием конвекции подогретая вода через полый цилиндр 14 подается в верхнюю зону бака-аккумулятора 1.

Поддержание требуемой температуры нагреваемой воды, независимо от интенсивности ее нагрева гелиоколлектором 9, осуществляется за счет использования биметаллической пластины (не показана), выполняющей роль терморегулятора жидкости и установленной в верхнем отверстии обечайки 10. По мере необходимости, при открытии вентиля горячей воды, горячая вода, забираемая из

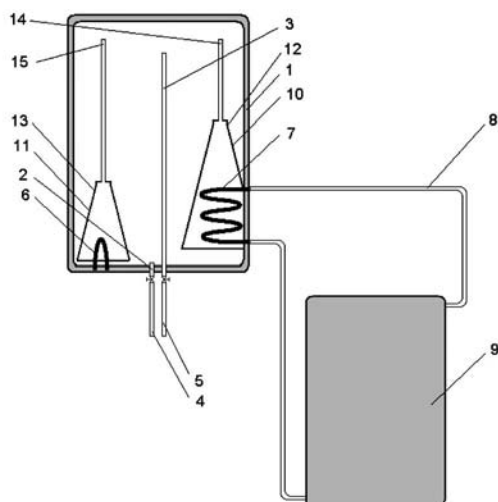


Рис. 5. Водонагревательная установка:

1 – бак-аккумулятор; 2 – патрубок для подачи холодной воды; 3 – патрубок для забора горячей воды; 4 – трубопровод холодной воды; 5 – трубопровод горячей воды; 6 – трубчатые электронагреватели; 7 – теплообменник; 8 – соединительный трубопровод; 9 – гелиоколлектор; 10, 11 – обечайка; 12, 13 – полые усеченные конусы; 14 – полый цилиндр

верхней зоны бака-аккумулятора патрубком 3 для забора горячей воды, подается потребителю. Аналогично происходит нагрев воды во второй обечайке 11: группа ТЭН 6, подключенная к генератору ветроэлектрической станции, или группа ТЭН 6, подключенная к электрической сети энерговода объекта теплоснабжения, нагревает воду, которая подается через полый цилиндр 15 в верхнюю зону бака аккумулятора. Предлагаемая водонагревательная установка нами технически реализована на базе ССГВ с использованием солнечного коллектора «Сокол» и бака-аккумулятора Thermex-80 с теплообменником.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВИЭ В ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

С.С. Чернов, А.А. Отрощенко, Е.П. Полингер

ГОУ ВПО «Новосибирский государственный технический университет»,
г. Новосибирск, Россия

Вследствие наличия в традиционной энергетике большого количества нерешенных проблем оптимизация системы энергообеспечения Томской области посредством активного использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) является актуальным вопросом.

В регионе имеется ряд проблем, которые оказывают существенное влияние на надежность и энергобезопасность Томской области. К ним относятся:

- высокий уровень износа оборудования;
 - зависимость региона от поставщиков топлива;
 - превышение фактических потерь тепловой энергии над нормативными значениями при транспортировке;
 - отсутствие качественного энергоснабжения труднодоступных районов;
- недостаточный уровень капиталовложений в техническое перевооружение.

Проблемы, возникающие при использовании невозобновляемых источников энергии можно решить путем создания энергосистемы с использованием ВИЭ. При этом:

- дефицит мощностей можно будет покрыть с помощью ввода новых мощностей при использовании новейших технологий;
- благодаря строительству новых станций будет решена проблема высокого уровня износа оборудования;
- возобновляемая энергетика исключит зависимость от поставщиков топлива;
- благодаря организации экологически чистого производства будет значительно снижен уровень загрязнения окружающей среды;
- будет решена проблема сбоев в поставке энергии в труднодоступные районы;
- будут значительно снижены потери тепла при транспортировке за счет производства энергии непосредственно в местах ее потребления либо с минимальной удаленностью.

На территории региона возможно использование следующих источников энергии:

1. Геотермальная энергия

Томская область располагает 40-50% геотермальных ресурсов Западной Сибири, на долю которой в общем российском геотермальном балансе приходится около 70%. По набору типов лечебных и техноценных вод и ярусности их расположения в разрезе ей нет равных в Западной Сибири. В недрах Томской области на доступной глубине (1–4 км) сосредоточено колоссальное (превосходящее все остальные регионы Российской Федерации) количество возобновляемых, наиболее безопасных, дешёвых и стабильных по мощности геотермальных энергоресурсов. Одним из перспективных районов для строительства газогенераторных электростанций является Верхнекетский район, где самая крупная дизельная электростанция находится в п. Степановка.

2. Биоэнергетические ресурсы

Томская область занимает территорию таежной лесорастительной зоны и отличается высокой лесистостью – 59,4%, самой большой в Западно-Сибирском регионе. Лесами занято 28,2 млн. га, из 31,4 млн. га общей площади области. Значительная площадь в лесах занята болотами и территория, пригодная для роста леса оценивается в 19,2 млн. га. Другим видом ценного биоэнергетического ресурса, распространенного на территории области, является торф. Имея такие запасы, целесообразно строить в районах децентрализованного электроснабжения газогенераторные электростанции на древесном топливе. В случае конкуренции с дизельными электростанциями они вырабатывают существенно (в несколько раз) более дешёвую электроэнергию и являются наиболее предпочтительными источниками электрической энергии для изолированных потребителей. С учетом этого при коэффициенте полезного действия газогенераторных

электростанций 20% возможности производства электроэнергии для Томской области в целом составляют примерно 160-640 млн. кВтч (т.е. 3-12% суммарного производства электроэнергии).

3. Ветровая энергия

В Томской области ветровой режим регламентирует применение ВЭУ малой мощности, а также автономных ВЭУ с дублированным источником энергии (малые ГЭС, гелиоустановки, дизельные генераторы). Ориентировочное сопоставление децентрализованных зон и распределение средней скорости ветра показало соответствие ветропотенциальной зоны и части потребителей районов области с децентрализованным электроснабжением. Характеристики ветрового режима Томской области подтверждают возможность участия энергетики воздушных потоков в энергобалансе децентрализованных зон. ВЭУ конкурентоспособны по сравнению с дизельными при средней скорости ветра более 3,4 м/с. Целесообразно рассмотреть возможность строительства ветроэнергетической установки в с. Новоникольское Александровского района. Этот населенный пункт выбран исходя из того, что средняя годовая скорость ветра в нем одна из наивысших в Томской области (4,1 м/с), а дизельная электростанция с выработкой 0,6 млн. кВт·ч/год работает крайне неэффективно с удельным расходом топлива 719 г.у.т./кВтч.

4. Малая энергетика

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы крупных и средних рек Томской области 2711 тыс. кВт, или 23,8 млрд. кВт·ч. Удельная насыщенность территории гидроэнергоресурсами оценивается в 64,8 тыс.кВт·ч/км², а гидроэнергетический модуль при 8766 час/год составляет 7,4 кВт/км². Перспективным с точки зрения возможностей сосредоточения стока воды и наличия существенных перепадов земной поверхности могут оказаться участки сопряжения высоких междуречных равнин-материков с долинами таких рек, как Обь (ее левобережье в районе Чаинского Приобья), Васюган, Парабель и Чая, и их наиболее крупных притоков в нижнем и среднем течении. Здесь перспективным представляется рассмотрение вопроса о создании гидроэнергетических установок по деривационной схеме и установке погружных гидроагрегатов непосредственно в потоках или определенной части их поперечного сечения, где за счет сжатия потока возможно создание необходимых скоростей течения.

5. Солнечная энергия

По потенциальным возможностям поступления солнечной радиации в пределах Томской области можно выделить следующие зоны. Наиболее перспективной является юго-западная часть Томской области. Средние годовые суммы суммарной радиации на горизонтальную поверхность составляют 1100-1200 кВт·ч/м² при средних значениях облачности, прозрачности атмосферы и открытости горизонта. Эти условия обеспечивают стабильную эксплуатацию гелиосистем. Эффективная работа солнечных батарей или гелиоустановок другого типа в северной и центральной части Томской области до широты 58° с. ш. продолжается с апреля по август. В более южных районах период их эффективной работы увеличивается с марта по сентябрь.

С целью определения возможностей использования потенциала ВИЭ в энергетике Томской области, авторами был проведен SWOT-анализ, который показал, что отказ от традиционной системы энергоснабжения и полный переход на ВИЭ невозможен. Рекомендовано использование ВИЭ в труднодоступных районах, где невозможно использовать централизованную систему энергоснабжения.

В рамках исследования возможны различные варианты финансирования проектов по развитию ВИЭ в Томской области. Одним из наиболее целесообразных и экономически оправданных вариантов является финансирование проектов ОАО «ТГК-11». Следуя наступательной стратегии, ОАО «ТГК-11» будет обслуживать новые неосвоенные еще компанией сегменты рынка, тем самым расширяя свое влияние на рынках тепловой и электрической энергии. Кроме того, диверсификация деятельности компании позволит увеличить ее инвестиционную привлекательность, что является одним из ключевых факторов успеха теплоэнергетических компаний в современных экономических условиях.

Таким образом, использование ВИЭ для энергоснабжения потребителей в труднодоступных районах Томской области является технологически и экономически целесообразной мерой повышения качества энергоснабжения потребителей региона.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОДОУГОЛЬНОГО ТОПЛИВА В ЭНЕРГЕТИКЕ

Д.В. Слабодчикова

ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

Учитывая необходимость увеличения доли угля в топливно-энергетическом балансе России и экологические проблемы, возникающие при его использовании, создание технологий переработки и использования угля, которые позволят максимально использовать его преимущества, а также минимизировать сложность его применения, является перспективным направлением развития энергетики [6].

Одним из направлений для угольной энергетики может стать переход от прямого сжигания угля в различных топочных устройствах на приготовление из углей различных марок, в том числе и из отходов углеобогащения, водоугольного топлива. Водоугольное топливо имеет свойства, позволяющие заменить им твердое, жидкое или газообразное топлива в различных топливопотребляющих агрегатах без существенной их реконструкции, а при необходимости возможно совместное использование водоугольного топлива и других видов топлива – мазута, угля, газа [2-4].

Технологические свойства топливных водных угольных суспензий определяется следующими параметрами:

- содержанием твердой фазы (угля);
- дисперсностью твердой фазы (гранулометрический состав и удельная поверхность угля с минеральными примесями);
- вязкостью и ее зависимостью от скорости и температуры транспортирования;
- стабильностью - динамической (при транспортировании по трубам и в танкерах) и статической (в резервуарах);
- составом, свойствами и необходимым содержанием химических добавок – ПАВ
- содержанием и составом минеральных примесей, включая такие экологически вредные, как соединения серы и другие токсичные вещества.

Для получения водоугольного топлива можно использовать уголь с очень низкой калорийностью и высокой зольностью (> 50%). В процессе производства водоугольного топлива его органическая масса при необходимости может быть существенно модифицирована в направлении повышения теплоты сгорания угольного вещества путем удаления из него кислородсодержащих соединений, существенного снижения зольности [5]. Теплота сгорания водоугольного топлива из бурых углей составляет 16 МДж/кг при содержании твердой фазы 30-50%. Важно, что технология производства водоугольного топлива любого заданного состава и свойств не предполагает применения химических и термических методов обработки угля и воды, что предопределяет относительно невысокую стоимость конечного продукта, делающего его конкурентоспособным не только по сравнению с жидким и газообразным топливами, но и с углем, сжигаемым традиционным способом. При непосредственном использовании водоугольного топлива в котлах и печах не требуется его специальная подготовка перед сжиганием; происходит снижение потерь теплоты с уходящими газами за счет более низких температур газов в топке и меньшего избытка подаваемого воздуха, а также почти полное исключение потерь теплоты от химической неполноты сгорания; наблюдается повышение устойчивости и стабильности горения топлива в энергоустановках различного типа (камерные топки, топки с кипящим слоем и др.). Несомненными преимуществами водоугольного топлива являются как сравнительно низкая цена. По себестоимости на 30-50% дешевле мазута и на 20-40% – природного газа. Так же по физико-механическим свойствам ВУТ не отличается от традиционного жидкого топлива – может транспортироваться по трубопроводам и использоваться взамен твердого, жидкого и газообразного топлива на электростанциях, в паровых и водогрейных котлах. Концентрация твердой фазы в суспензии может составлять от 30 до 50% и ее качество не зависит от качества воды.

Использование водоугольного топлива предпочтительней и с экологической точки зрения. Сопоставление количества вредных веществ, образующихся при сжигании различных видов топлива, приведены в таблице 1 [3].

Таблица 1

Количество вредных веществ в продуктах сгорания различных видов топлива

Вредное вещество	Количество вредных веществ в продуктах сгорания, г/м ³			
	угля	мазута	газа	ВУТ
Пыль, сажа	100 – 300	2 – 5	0,5	1 – 5
SO ₂	400 – 800	400 – 700	–	100 – 200
NO ₂	250 – 600	150 – 750	50 – 200	30 – 100

Одним из возможных направлений использования водоугольного топлива является газификация. К преимуществам применения водоугольного топлива для газификации относятся следующее: возможность использования низкосортных углей и углеотходов при изготовлении водоугольного топлива и повышения энергетического потенциала угля; взрыво- и пожаробезопасность на всех технологических стадиях приготовления и транспортировки; снижение вредных выбросов и запыленности атмосферы при использовании; простота подачи водоугольного топлива насосами высокого давления; снижение потребности кислорода в процессе газификации.

Таблица 2

Основные показатели процесса газификации водоугольного топлива

Показатели	Окислитель – воздух		Окислитель – кислород
	без подогрева	с подогревом	
Температура в реакторе, °С	1050-1100		
Состав газа, % об.			
CO+H ₂	32-34	42-43	82-83,6
CO ₂ +H ₂ O	14-15	9-10,5	15-15,5
N ₂	50-51	46,5	0,4
Теплота сгорания газа, МДж/м ³	4-4,2	5-5,1	9,9
Выход газа, м ³ /кг ВУТ	3,4	3,12	1,7
Расход ВУТ, кг			
на 1 м ³ газа	0,29	0,32	0,59
на 1 ГДж газа	7,17	6,36	5,91
Расход окислителя, м ³			
на 1 кг ВУТ	2,19	1,83	0,52
на 1 м ³ газа	0,54	0,59	0,206
на 1 ГДж газа	15,7	11,6	2,08

С целью определения основных параметров процесса газификации были проведены исследования газификации водоугольного топлива (уголь 70%, вода 29%, реагент-пластификатор 1%) при различных видах окислителя. Результаты исследований представлены в таблице 2.

Для исследования режимов газификации водоугольного топлива предлагается технологическая схема установки для термической переработки топлива. Схема установки представлена на рисунке 1.

Водоугольное топливо, находящееся в баке, насосом высокого давления подается в теплообменник, где за счет теплоты продуктов сгорания нагревается до 150-200 °С и поступает в циклонный газификатор. Туда же поступает воздух после регенератора с температурой 400-1000 °С. В газификаторе осуществляется циклонный процесс термической обработки водоугольного топлива в закрученном потоке окислителя. Полученный в результате генераторный газ поступает в камеру сгорания. Часть продуктов сгорания генераторного газа поступает в энерготехнологический агрегат (котел, газовая турбина или др.), другая часть отдает свое физическое тепло последовательно в регенераторе для нагрева воздуха, а затем в теплообменнике – для подогрева водоугольного топлива. Затем продукты сгорания поступают в систему газоочистки, после которой направляются к дымососу, а после – в дымовую трубу. В схеме возможно использование воздуха, обогащенного кислородом.

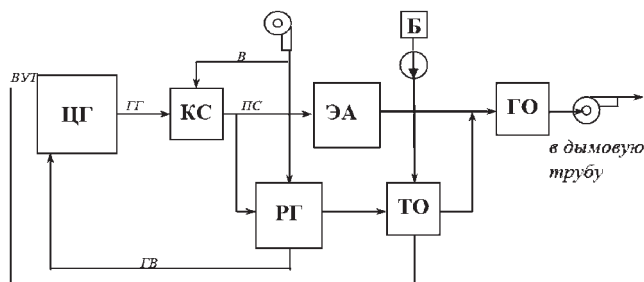


Рис. 1. Технологическая схема установки термической переработки водоугольного топлива:

ЦГ – циклонный газификатор; КС – камера сгорания; РГ – регенератор; ТО – теплообменник; ГО – газоочистка; ЭА – энерготехнологический агрегат; Б – бак с водоугольным топливом; ВУТ – водоугольное топливо; ГГ – генераторный газ; ГВ – горячий воздух; В – воздух; ПС – продукты сгорания

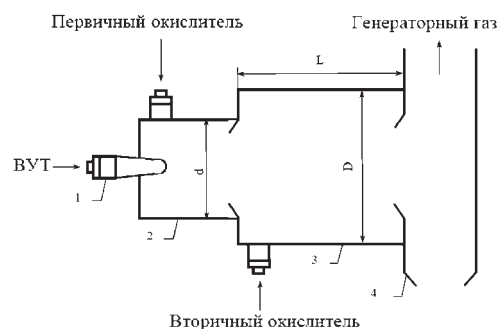


Рис. 2. Принципиальная схема циклонного газификатора для переработки водоугольного топлива:

1 – горелочное устройство; 2 – форкамера; 3 – камера газификации; 4 – предварительная золоочистка

Предложенная схема позволяет проводить исследования в достаточно широком диапазоне изменения любых параметров. Как показали исследования, КПД предложенной технологической схемы по переработке водоугольного топлива составляет 68–70 %.

Основным элементом предложенной схемы является циклонный газификатор, в котором происходит поточная автотермическая газификация. Принципиальная схема газификатора представлена на рисунке 2.

Циклонный газификатор состоит из форкамеры 2, в которой происходит выход и горение летучих водоугольного топлива, и непосредственно камеры газификации 3. Ввод водоугольного топлива осуществляется через ротационную форсунку 1, которая обеспечивает достаточно высокую степень распыливания топлива при относительно небольшом давлении, а окислитель, в количестве, необходимом для выхода и горения летучих топлива, вводится тангенциально. Тангенциальный подвод энергоносителей обеспечивает интенсивную крутку потока в рабочем объеме [6]. В форкамере водоугольный поток встречается с потоком окислителя и происходит выход и горение летучих топлива. Продукты сгорания летучих и коксовый остаток через пережим поступают в камеру газификации. Вторичный воздух для газификации подается тангенциально по ходу движения потока продуктов предварительной переработки топлива из форкамеры. В результате термических процессов в объеме камеры происходит газификация топлива. Циклонный газификатор не привязан к конкретному виду водоугольного топлива, что позволяет менять режимы его работы, исследовать термическую переработку топлива с разным составом и температурой при разном виде окислителя.

Требования комплексной переработки являются важным компонентом эффективности технологии производства и использования водоугольного топлива. При термической переработке водоугольного топлива необходимо рациональное использование его минеральной части путем выделения редких элементов и для производства дорожностроительных материалов.

Конечная структура технологической схемы комплексной переработки водоугольного топлива зависит от дальнейшего применения генераторного газа. Кроме того, технология должна обеспечить полноту использования побочных продуктов и предотвращать загрязнение окружающей среды; должна быть максимально замкнутой и простой, иметь минимальные капитальные и текущие затраты и высокую надежность. Одной из перспективных технологий, которая отвечает приведенным требованиям, является организация парогазовых циклов с внутрицикловой газификацией водоугольного топлива и утилизацией побочных и вторичных энергетических ресурсов.

Выводы:

1. Анализ свойств и характеристик водоугольного топлива и продуктов его переработки показал перспективность его использования в энергетике. Использование угля в виде водоугольного топлива для технологических и энергетических целей позволяет существенным образом улучшить теплотехнические и экологические показатели процесса термической переработки.

2. Водоугольное топливо наиболее эффективно для газификации, поскольку пропорции угля и воды в составе топлива создают оптимальные условия для получения генераторного газа. Как показали исследования, при воздушной газификации водоугольного топлива получается газ с содержанием 32-42% CO + H₂, в зависимости от параметров окислителя и теплотой сгорания 4-5 Дж/м³, а при кислородной газификации содержание CO + H₂ достигает 75-85%, а теплота сгорания – 9-10 МДж/м³.

3. Реализацию процесса газификации водоугольного топлива предлагается осуществлять в циклонном газификаторе, в котором происходит поточная автотермическая газификация. Циклонный газификатор состоит из форкамеры, в которой происходит выход и горение летучих водоугольного топлива, и непосредственно камеры газификации.

4. Для исследования режимов газификации водоугольного топлива предлагается технологическая схема установки для термической переработки топлива. КПД предложенной технологической схемы по переработке водоугольного топлива составляет 68-70%. Основным элементом является циклонный газификатор, конструкция которого позволяет изменять некоторые геометрические размеры, а также регулировать количество подаваемого воздуха. Предложенная схема позволяет проводить исследования в достаточно широком диапазоне изменения любых параметров.

Таким образом, в ближайшей перспективе прогнозируется повышение роли угля в топливно-энергетическом балансе страны, что обусловлено его крупными запасами. Однако экологические ограничения (особенно после ратификации Киотского протокола) требуют разработки и внедрения новых экологически чистых угольных технологий и правильное направление его использования [7].

ЛИТЕРАТУРА

1. Ходаков Г.С. Суспензионное угольное топливо (современный этап исследований, технологий и промышленной реализации) / Г.С. Ходаков // Известия Академии наук. Энергетика. - 2000. - №2. - С. 104-119.
2. Детков С.П. Актуальность переработки Канско-Ачинских углей на месте добычи / С.П. Детков, А.И. Борзов, Н.В. Гончаров, В.А. Маврин // Уголь. - 2003. – №7. - С.47-49.
3. Саламатин А.Г. О состоянии и перспективах использования водоугольного топлива в России / А.Г. Саламатин // Уголь. - 2000. – №3. - С. 10-15.
4. Делягин Г.Н. Водные дисперсные системы на основе бурых углей как энергетическое и технологическое топливо / Г.Н. Делягин, А.П.Петраков, Г.С. Головин, Е.Г. Горлов // Российский химический журнал. - 1997. - №6. - С.72-77.
5. Хреникова Т.М. Механомеханическая активация углей. – М.: Недра, 1993. – 176 с.
6. Циклонные топки / Под ред. Кнорре Г.Ф, Наджарова М.А. – М.: Государственное энергетическое издательство, 1958. – 216 с.
7. Слабодчикова Д.В. Перспективы использования органического топлива в энергетике Красноярского края / Д.В. Слабодчикова, О.В. Ка-ю-тин // Вестник ассоциации выпускников КГТУ - 2010. - №18. - С. 52-54.

ПРОИЗВОДСТВО ТОПЛИВА ИЗ ОРГАНИЧЕСКОГО СЫРЬЯ

В.Б. Кусков, Я.В. Кускова, Н.В. Николаева

ГОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный горный институт
им. Г.В. Плеханова (технический университет)», г. Санкт-Петербург, Россия

В настоящее время топливно-энергетический комплекс имеет явное тяготение к нефти и газу, что вполне объяснимо удобством их использования и транспортировки. Но запасы нефти и газа ограничены. Между тем, многие виды органических веществ могут использоваться как энергоносители. В первую очередь, это уголь. Мировые запасы угля огромны и по разным источникам (различным способам подсчета) оцениваются в 17 (и более) трлн. тонн. Прогнозные запасы угля в России оцениваются в 30 % от мировых. Месторождений угля в России более 200, но не все они разрабатываются. Одним из рациональных способов использования угля является получение топливных брикетов, которые могут изготавливаться, в том числе и из всевозможных отходов углеобогащения и углепереработки.

Так, весьма интересным и перспективным сырьем для производства энергии являются угольные шламы [1]. Шламы весьма мало востребованы в настоящее время, соответственно их накопилось весьма много (и продолжает накапливаться), что создает серьезные экологические проблемы.

Основная сложность при переработке шламов – это их большая обводненность. Транспортирование влажных шламов к месту сжигания пульпопроводом на значительные расстояния, особенно при суровых погодных условиях, характерных для нашей страны, по крайней мере, в настоящее время, трудноосуществимо. То есть, переработка (утилизация) шламов должна осуществляться на месте хранения, без перемещений на значительные расстояния. При этом процесс утилизации влажных каменноугольных шламов должен базироваться на способах, обеспечивающих получение готового продукта без существенной дополнительной обработки (обезвоживания и обогащения); на использовании естественных способов (вылеживании в гуртах и конусах, вымораживании, подшифтовки более сухих компонентов, использовании сухих связующих веществ и т.д.). Каменноугольную мелочь целесообразно вовлекать в переработку брикетированием со связующими в местах ее образования [2].

Кроме угля, в качестве энергоносителей можно использовать торф, запасы которого весьма значительные, а топливные брикеты, изготавливаемых на его основе по калорийности приближаются к буроугольным, а наибольшие запасы торфа на земле в России и Канаде.

Из отсевов горючего сланца можно изготавливать топливные брикеты (для местных бытовых нужд) в смеси с торфом, углем, опилками и др [3].

Россия один из мировых лидеров по производству древесины. При заготовке и переработке древесины образуется большое количество отходов: ветки, стволы, опилки, стружка, древесная пыль, обрезки древесины и фанеры и т.д. Такие отходы можно использовать как сырье для производства энергии. Из них можно формировать топливные брикеты, как при помощи обычного прессования, так и с применением экструдеров. Причем для многих видов древесных отходов прессование можно осуществлять без использования связующих веществ. Достоинство топлива на основе древесных отходов в минимальном выбросе вредных веществ в атмосферу.

При производстве сельхозпродукции образуется существенное количество отходов (солома, шелуха и т.д.). Все эти отходы имеют достаточно большую калорийность и могут использоваться в виде топлива чаще в виде добавок к, например, угольным или торфяным брикетам.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шувалов Ю.В., Никулин А.Н. Ресурсосберегающие технологии получения тепловой энергии на основе переработки твердых горючих углеродсодержащих отходов. Записки горного института – Санкт-Петербург, СПГГИ, 2007 г. – СПб.: СПГГИ, 2007 – Т.170. Часть 1. С. 139 – 141.
2. Шувалов Ю.В., Никулин А.Н. Снижение нагрузки на окружающую среду за счет использования твердых горючих промышленных отходов. Известия Самарского научного центра Российской академии наук. Спец. выпуск: «Безопасность. Технологии. Управление.», 2007. Том 1. – Самара, 2007 – С. 81-84.
3. Шувалов Ю.В., Косов В.И., Никулин А.Н. Использование твердых горючих отходов как альтернативных видов топлива. Горный журнал. 2008, № 12, с.23-26.

ДРЕВЕСНЫЕ ОТХОДЫ В ЛЕСНОМ КОМПЛЕКСЕ СИБИРИ

В.А. Соколов, О.П. Втюрина, А.А. Лалетин

Институт леса им. В.Н. Сукачева СО РАН, г. Красноярск, Россия

Покрытые лесом земли Сибири составляют 266,2 млн га. Преобладают хвойные насаждения – 75,3 %, в т. ч. лиственничные – 32,6, сосновые – 21,1, кедровые – 12,1, елово-пихтовые – 9,5, березовые – 14,8, осиновые – 3,6, прочие – 6,3 %.

Запас древесины основных лесобразующих пород Сибири равен 32,3 млрд м³, в том числе запас спелых и перестойных – 18,7 млрд м³.

В целом по лесам Сибири ежегодная расчетная лесосека равна 204,4 млн м³. Фактический отпуск леса в лучшие годы (1985-1990 гг.) составлял около 100 млн м³. В 2008 году было заготовлено 45,1 млн м³. Около 75 % его производилось из лесов Красноярского края и Иркутской области, преимущественно по хвойным породам (около 96 %).

Известно, что размер расчетной лесосеки определяется исходя из объема биологической продукции древесины. Однако на практике эти показатели всегда завышались для того, чтобы обеспечить или скрыть экстенсивный характер лесопользования. Благодаря этому устойчивые уровни заготовок массивов первобытной тайги были гарантированы леспромхозам только на 20–30 лет, тогда как реальный оборот рубки превышает эти сроки минимум в 3–5 раз. Такое положение сохранилось до сих пор: лесной сектор развивается по экстенсивному пути, причем отсутствие экологической и экономической устойчивости лесопользования изначально заложено в модель развития отрасли. В результате многие лесозаготовители испытывают недостаток лесосырьевых ресурсов, которые по документам формально должны обеспечивать бесперебойное функционирование лесозаготовительных предприятий.

Показатель использования расчетной лесосеки снижается не по причине недоиспользования лесных ресурсов. Это является одним из факторов фактического исчерпания экономически доступного лесного фонда и глубочайшего кризиса существовавшей в течение прошлого столетия экстенсивной модели использования природных богатств. Традиционное «пионерное освоение» лесов привело к тому, что лесные ресурсы России, в том числе и Сибири, в течение прошлого столетия были в экономическом смысле существенно подорваны.

В условиях рыночной экономики определение эколого-экономической доступности лесных ресурсов позволит объективнее выявлять стоимостную оценку лесных земель, лесные подати и арендные платежи, организовать рациональное лесопользование на принципах непрерывного неистощительного пользования лесом. Без ее определения будут затруднены экономические отношения между лесопромышленным и лесохозяйственным производством.

В подобных ситуациях чрезвычайно важно максимальное использование древесного сырья. Для этого потребуются организация глубокой лесохимической переработки, производства биотоплива и развитие теплоэнергетики.

Наши исследования показали, что потери древесины при лесозаготовках и переработке составляли в среднем 30 % от запаса до рубки или до 30-40 м³ на 1 га. В переводе на площадь рубок потери древесины составляют до 15 млн м³ ликвидной древесины, не считая отходов (вершинки, откомлевки и др.). Основной объем отходов сосредоточен в Приангарском лесном районе (Красноярский край и Иркутская область). С учетом эколого-экономической доступности (до 50 %) реальный эксплуатационный запас отходов в лесном комплексе Сибири может достигать не менее 7-8 млн м³ в год.

Кроме того, резервом для переработки на нужды лесохимии и производства биотоплива может служить древесина, полученная от рубок ухода за лесом, включая санитарные рубки. Ежегодная потребность в проведении таких рубок в лесах Сибири в ближайшей перспективе может достигнуть 20 млн м³. Ликвидные отходы в целях глубокой переработки ориентировочно составят 6–8 млн м³ в год.

Таким образом, общий объем древесного сырья для химической переработки и производства биотоплива в Сибири определяется в размере до 13-16 млн м³ в год.

ТОРФЯНЫЕ РЕСУРСЫ В МАЛОЙ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКЕ

В.И. Суворов, О.С. Мисников

ГОУ ВПО «Тверской государственный технический университет», г. Тверь, Россия

В ряду приоритетных направлений использования торфа малая теплоэнергетика занимает одну из важнейших, ключевых позиций. Связано это с рядом факторов, определяющих благоприятные перспективы вовлечения торфяных ресурсов в производство тепловой энергии для широкого круга потребителей:

- ориентацией подавляющего числа теплоэнергетики на ископаемые и дорогостоящие виды теплоэнергетических носителей (уголь, природный газ, мазут, печное топливо);
- наличием огромных запасов торфяного сырья и широкой географией их распространения;
- возобновляемостью торфообразовательного процесса после отработки месторождения;
- близостью сырьевых баз торфа к потребителям, особенно в сельской местности;
- технологическими инновациями в области добычи и производства коммунально-бытового топлива на основе торфа с заданными эксплуатационными характеристиками;
- политико-экономической ситуацией, стимулирующей развитие малых форм товарнопроизводящего бизнеса в торфяной отрасли.

Потребительский рынок малой теплоэнергетики Тверской области насчитывает порядка 1600 котельных, которые ежегодно потребляют до 140...150 тыс. т каменного угля, до 160 тыс. т топочного мазута, до 15...17 тыс. т печного топлива и до 65 млн. м³ газа. С учетом уровня сложившихся цен на эти виды топлив затраты бюджетов разных уровней оцениваются в 2,5-3 млрд. рублей.

В то же время область располагает крупными запасами торфа (более 2 млрд. т при 40 %-й влажности), использование которых позволяет эффективно решать целый ряд задач:

- социально-экономических – за счет организационных производств коммунально-бытового топлива, снижения стоимости 1 Гкал отпускаемой потребителю тепловой энергии;
- экологических – путем изменения состава и снижения выбросов загрязняющих веществ, образующихся при сжигании торфа, в окружающую среду и простоты утилизации торфяной золы;
- финансовых – за счет организации замкнутых схем движения денежных ресурсов и экономии бюджетных средств;
- научно-технических – за счет внедрения инновационных технологий в реальный сектор экономики, оживления и восстановления отечественного торфяного машиностроения.

Учеными и специалистами Инсторфа (структурное подразделение Тверского государственного технического университета) отработаны принципиально новые технологии производства коммунально-бытового топлива, отличающиеся всепогодностью добычи торфа, независимостью от погодных условий, возможностью получения композиционного топлива на основе торфа и ряда отходов производств (угольная крошка, нефтешламы, опилки, костра, кенаф и т. п.). Отработаны технологические регламенты цехового производства формованного, гранулированного, прессованного топлива из торфа практически любого геоботанического состава. Применение различных физико-химических, физико-механических, механо-химических способов модифицирования исходного торфяного сырья обеспечивает гарантированное качество готовой продукции, прежде всего по таким показателям как прочность, крошимость, плотность, водо- и гигростойкость. Техно-экономические расчеты показывают, что внедрение нового технологического комплекса существенно снижает затраты на болотно-подготовительные работы, добычу торфяного сырья, его транспортировку и цеховую переработку.

При отпускной цене торфяного топлива в 1000 руб./т его конкурентоспособность не вызывает сомнений по сравнению с углем (2900...3000 руб./т) и даже дровами (до 1500 руб./т). Срок окупаемости затрат оценивается примерно в 1...1,5 года.

Таким образом, использование торфяных ресурсов в малой теплоэнергетике для различных регионов России приобретает особую значимость и актуальность, серьезную инвестиционную привлекательность, показывает отсутствие значимых страхов и рисков капиталовложений. Реализация новой технологии производства формованного торфяного топлива уже начинается в Вельском районе Тверской области, что позволит обеспечить доступным и дешевым топливом объекты соцкультбыта, муниципальных и частных потребителей.

КРИТЕРИАЛЬНЫЕ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ ТОРФЯНОГО СЫРЬЯ

Б.В. Палюх, Б.Ф. Зюзин, О.С. Мисников, А.Е. Тимофеев

ГОУ ВПО «Тверской государственной технический университет», г. Тверь, Россия

Многие процессы в горном производстве описываются нелинейными зависимостями, в связи с чем их анализ весьма затруднен и требует использования адекватных математических моделей. Процессы добычи и переработки торфа также часто бывают нелинейными, например, кривые сушки, графики кинетики водопоглощения и другие.

Традиционный анализ, основанный на использовании моделей и установлении числовых значений входящих в них коэффициентов, не всегда позволяет комплексно оценить изменение всех параметров. Для этих целей может быть использован метод оценки нелинейных процессов, который заключается в установлении взаимного влияния параметров процесса при анализе зависимостей, преобразованных в системе приведенных координат. Сущность метода заключается в приведении функций и аргумента к нормализованному виду ($0 \leq X \leq 1$) и ($0 \leq Y \leq 1$) в случае если X и Y имеют граничные условия в точках M_1 и M_2 (рис. 1).

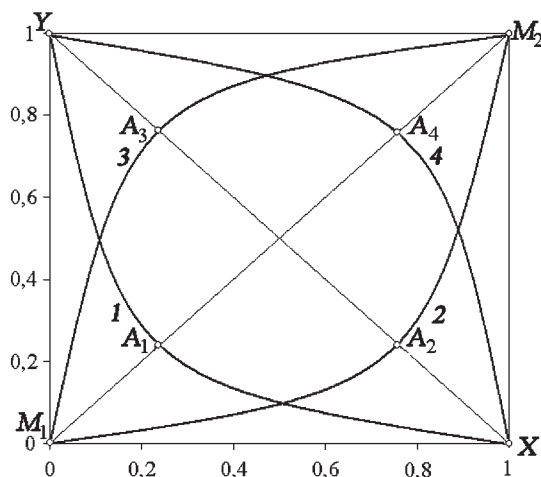


Рис. 1. Функции в приведенной системе координат

Изменение функции от 0 до 1 или от 1 до 0 характеризует степень взаимного влияния параметров функций X и Y в исследуемом процессе. Значения приведенных координат функции $Y = f(X)$ рассчитываются по формулам:

$$\text{для функций 1 и 4 вида } Y_i = \frac{Y_i - Y_2}{Y_1 - Y_2} \text{ при } Y_1 > Y_2;$$

$$\text{для функций 2 и 3 вида } Y_i = \frac{Y_i - Y_1}{Y_2 - Y_1} \text{ при } Y_1 < Y_2;$$

$$\text{для всех функций } X_i = \frac{X_i - X_1}{X_2 - X_1} \text{ при } X_1 > X_2.$$

Критериями оценки процессов для функций различного вида являются следующие функционалы:

$$\text{для функции 1-го вида } K_1 = XY;$$

$$\text{для функции 2-го вида } K_2 = (1 - X) Y;$$

$$\text{для функций 3-го вида } K_3 = X (1 - Y);$$

$$\text{для функций 4-го вида } K_4 = (1 - X) (1 - Y).$$

Одним из примеров успешного использования данного метода является оценка оптимального содержания минерального компонента в торфяных композиционных материалах. На основании экспериментальных исследований было установлено, что кривая сушки для каждого ма-

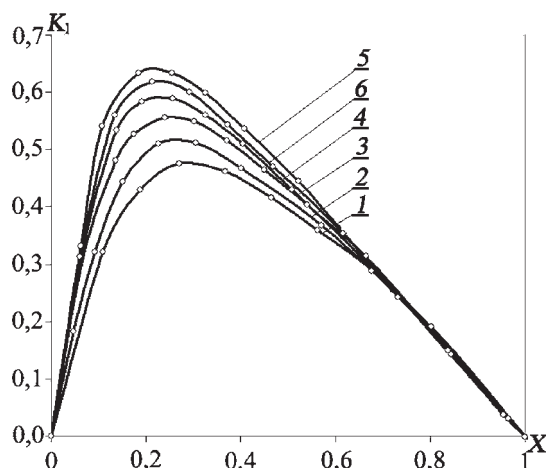


Рис. 2. Функционал K_1 кривых сушки гранул с различным содержанием каолиновой глины C : 1 – 0; 2 – 0,1; 3 – 0,2; 4 – 0,3; 5 – 0,4; 6 – 0,5

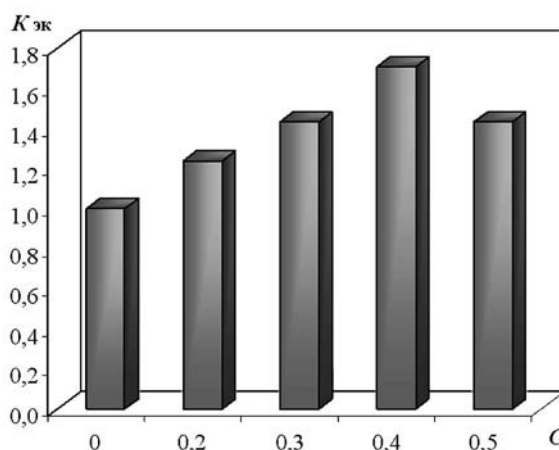


Рис. 3. Значения критерия эффективности композиций, рассчитанного по величине V_{48} , при различных концентрациях каолиновой глины C

териала характеризуется несколькими изменяющимися параметрами, нелинейное поведение которых с ростом содержания глин осложняет процесс сравнения.

В связи с тем, что кривые сушки относятся к функциям 1-го вида, то после приведения функций и аргумента к нормализованному виду был рассчитан функционал $K_1 = XY$, который позволил установить оптимальные соотношения органических и минеральных компонентов (рис. 2).

Анализ кривых изменения функционала K_1 при различном содержании глинистого компонента показал, что наибольшее значений соответствует смеси с $C = 0,4$. Это свидетельствует о том, что в относительных координатах данный композиционный материал обладает наибольшей способностью к отдаче влаги, то есть при соответствующих начальном и конечном влагосодержаниях десорбция влаги идет наиболее интенсивно.

Точки экстремума функционалов находится в интервале $0,2...0,3$, что позволяет рекомендовать изменение технологии сушки при достижении соответствующего ему значения влажности. Установленный оптимум имеет практическое значение для технологий получения различной торфоминеральной продукции: сорбенты, сырье для пиролиза, сельскохозяйственная продукция. Кроме того, сам метод является универсальным, и применим для обработки широкого спектра кривых.

Однако важна не только оценка процессов, но и конечных свойств получаемой продукции, особенно если компонентный состав материалов достаточно сложен.

В связи с тем, что характеристики композиционных материалов нелинейно изменяются в зависимости от концентрации компонентов, то для оценки свойств был введен критерий эффективности композиций $K_{эк}$, который отражает во сколько раз совместное действие составляющих смеси повышает их начальные свойства.

Критерий $K_{эк}$ может быть определен в соответствии со следующим выражением:

$$K_{эк} = \frac{X_0}{\sum_{i=1}^k X_i C_i}$$

где X_0 – величина исследуемого свойства композиционной смеси; X_i – величина исследуемого свойства у исходных компонентов; C_i – массовая доля компонентов смеси, k – количество компонентов в смеси.

На рис. 3. представлены значения критерия эффективности, рассчитанные по показателю водопоглощения за 48 часов для композиций с каолиновой глиной. Результаты позволили установить, что наибольшей эффективностью обладают смеси с содержанием минерального компонента 0,4, что согласуется с данными, полученными при обработке кривых сушки.

Предложенный критерий также является универсальным для многокомпонентных систем различного состава и может быть использован для оценки их конечных свойств.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА – ОДНА ИЗ ОСНОВНЫХ ТОЧЕК РОСТА РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ В ЦЕЛОМ И КРАСНОЯРСКОЙ ЭКОНОМИКИ В ЧАСТНОСТИ

В.А. Костин, Н.И. Бугаенко

Центрально-Сибирская торгово-промышленная палата, г. Красноярск, Россия

На протяжении последних лет ТПП РФ системно и настойчиво проводит диалог с Властью по вопросам выхода России из затяжного процесса непрекращающихся реформ и модернизаций.

Все региональные палаты участвуют в поиске практических предложений подъёма экономики в целом и определения точек роста на которых необходимо сконцентрировать усилия.

Одна из точек роста экономики России определена Распоряжением Правительства от 08.01.09 г. за № 1-р. и подкреплена принятием Энергетической стратегии России на период до 2030 года, принятием ЗФ.З. «О энергосбережении», начавшейся работой над принятием подзаконных актов и активной позицией Президента и Премьера.

Определены целевые показатели развития области применения ВИЭ в электроэнергетике: 2010 г. – 1.5%, 2015 – 2.5%, 2020 – 4.5%.

В абсолютных цифрах предусматривается расширение производства электроэнергии на основе альтернативных возобновляемых источников без учета крупных и средних ГЭС (с **8,0 млрд. кВт·ч** в 2007 году до **80 млрд. кВт·ч** в 2020 году и **120-150 млрд. кВт·ч** в 2030 году (6-8% всего производства электроэнергии),

Прирост установленной мощности возобновляемых источников до **22 ГВт** к 2020 году без учета гидроэлектростанций установленной мощностью более 25 МВт)

Для выполнения поставленных задач необходимо определить объём Государственной поддержки, как «Заказчика» роста объёмов производства возобновляемой энергетики с применением инновационных технологий.

Эффективность Государственной поддержки может быть достигнута только при сформированном частно-государственном партнёрстве и реализацией «демонстрационных» пилотных региональных проектов. Данный подход позволит при относительно небольших Государственных вложениях обеспечить выполнение намеченных объёмных показателей и даже превзойти их.

В процессе реализации этого подхода в ТЭК России наряду с другими возобновляемыми источниками энергии, будет вовлечён огромный антикризисный, экологически чистый энергетический ресурс – **торф**.

Предварительно используя, с помощью НАНОТЕХНОЛОГИЙ, его уникальный химико-биологический состав, торф в дальнейшем может быть использован как топливо. Работа с этим сырьём и другими возобновляемыми источниками энергии позволят создать новые отрасли экономики: «Торфяная отрасль нового поколения», «Возобновляемых источников энергии» (или «Альтернативной энергетики»), «Биотехнологическая отрасль» и т.д., в которых основными приоритетами выступают: экология, энергоэффективность, инновационность.

Тема ВИЭ носит революционный, антикризисный характер и поэтому требует экстренных мер. Эти меры соберут под единым лозунгом разрозненные усилия науки, оборонного комплекса, муниципальной власти, потенциальных потребителей, привлекут инвесторов, создадут «банк идей», который в последствии станет национальным богатством России и укрепят доверие общества к Центральной Власти и привлекут внимание инвесторов.

ЦС ТПП активно участвует подготовке создания такого пилотного проекта на территории Красноярского края, как наиболее отвечающего всем требованиям пилотной территории российского региона.

Проект включит в себя ряд подготовленных бизнес идей, получивших одобрение отраслевых экспертных советов общественных и профессиональных структур.

В проект предполагается включить:

1. Производство синтез – газа, жидкого топлива и попутных продуктов из торфа в Козульском районе.

2. Утилизация биомассы в зоне затопления Богучанской ГЭС.
3. Организация выращивания рапсовых и других масляничных культур для биотоплива.
4. Увеличение производства гранулированного биотоплива до 300 тысяч тонн в год. Формирование внутреннего рынка пеллет и брикетированного топлива.
5. Строительство биогазовых комплексов в животноводстве.
6. Расширение производства кремневого и германиевой основы для солнечной энергетики.
7. Организация производства малого и бытового энергетического оборудования работающего с применением ВИЭ.
8. Реализация программ по замене дизельгенераторных установок в изолированных территориях края на газогенераторные.
9. Организация производства торфодобывающего и торфоперерабатывающего оборудования.
10. Комплексная реализация проектов в рамках программ: малоэтажного строительства, энергоэффективности, переселения из северных территорий, сноса ветхо-аварийного жилья и других ФЦП.
 11. Биоэнергетический кластер мини ТЭЦ-25 на биомассе в г. Лесосибирске.
 12. Восстановления биохимических производств с внедрением безотходных технологий.
 13. Получение статуса «Пилотной территории комплексного развития области применения биотехнологий и использования ВИЭ»

В этих вопросах наша палата находит абсолютное понимание в Российской торгово-промышленной палате.

В настоящее время ТПП РФ для решения этих задач изучает позиции всех региональных палат и формирует Обращение к Президенту РФ и в Правительство РФ

1. Постоянного расширения (не менее одного раза в год) списка приоритетных проектов поддерживаемых ТПП РФ.
2. Объединение усилий всех общественных организаций (ТПП РФ, РСПП, ОПОРЫ России, Деловой России) в рамках подписания Соглашения о стратегическом сотрудничестве в области развития новой энергетики и создания Биоэкономики.
3. Поддержка инициативы ЦС ТПП о создании пилотной территории «Комплексного использования ВИЭ на территории Красноярского края».
4. Участие в подготовке и проведении «Второго сибирского международного форума биотехнологий и ВИЭ» в ноябре 2010 года в г. Красноярске.
5. Создание реестра потенциальных инвесторов (отечественных и иностранных) и передача его в региональные палаты.

Будем надеяться, что объединёнными усилиями мы сможем активизировать как минимум одну точку роста, с тем, чтобы привести в позитивное движение развитие ряда отраслей, тем самым повысить условия проживания населения Красноярского края.

РАСШИРЕНИЕ ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ И БИОТЕХНОЛОГИЙ В РАМКАХ ЧАСТНО-ГОСУДАРСТВЕННО ПАРТНЁРСТВА

Н.И. Бугаенко

Член Попечительного Совета НКО «Фонд Технополис»
Комитет по энергетической политике РСПП,
Координационный Совет по торфяным ресурсам Минэнерго

Усилия по сохранению и приумножению общечеловеческих ценностей, выживанию Цивилизации должны быть направлены, прежде всего, на решение вопросов ЭКОЛОГИИ.

Этот лозунг, отвечает сегодняшней проблематике Конгресса, связанной с чистой энергией, рациональным природопользованием, безопасным и комфортным проживанием населения. Весь мир начал жить по новым правилам и законам жизнедеятельности, ставя первоочередной задачей сохранение и даже возрождение тех природных богатств, которые в последние десятилетия хищнически эксплуатировались, что нарушило баланс отношений ЧЕЛОВЕКА и ПРИРОДЫ.

Впервые в постсоветское время в России усилия неформальных общественных формирований, науки и практиков, работающих на рынке возобновляемых источников энергии (ВИЭ) получили государственную поддержку в лице **Высших органов управления страной:**

- в ноябре 2008 года подписан Указ Президента России «О некоторых мерах по энергетической и экологической эффективности экономики на период до 2020 года»;
- в январе 2009 года вышло в свет Распоряжение Правительства за №1-р от 08.01.09 г. «О использовании ВИЭ», где определены целевые, поэтапные показатели на период до 2020 года;
- подписан Указ Президента РФ за № 579 от 20.05.09 г. «О комиссии при Президенте по модернизации и технологическому развитию России»;
- 13.11.09 утверждена «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» за №1715-р;
- принят ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» от 23.11.09 за №261;
- в сентябре 2010 года в письме Медведева Д.А. «Россия вперёд!», которое фактически является программным посланием к населению страны, определены пять стратегических векторов экономической модернизации нашей страны. Первым приоритетом объявляется вхождение России в число «...лидирующих стран по эффективности производства, транспортировки и использования энергии». Задача – разработать и вывести на внутренние и внешние рынки новые виды топлива;
- объём производства электрической энергии с использованием ВИЭ по распоряжению Правительства, должен составить к 2020 году – 4,5%.

Достигнуть этих показателей возможно только с участием государства. Практически все общественно-политические формирования (РСПП, ТПП РФ, РСПП, Деловая Россия) активно включились в работу по улучшению существующего законодательства и законодательной инициативы по новым законам, направленным на развитие области применения ВИЭ.

Рабочей группой комитетов по энергетике Государственной Думы и РСПП разрабатывается **алгоритм** выполнения этих показателей (рисунок 1).



Рис. 1. Энергетическая стратегия России до 2030 года
Наиболее эффективной моделью объединения усилий общественных организаций явилась

модель некоммерческого партнёрства «Фонд «Технополис».

Некоммерческое партнёрство «ФОНД «Технополис» создан как площадка для формирования государственного частного партнёрства.

Миссия Фонда «Технополис»:

1. Деятельность, направленная на устойчивое развитие территорий, повышение качества жизни и улучшение здоровья населения. Повышение инвестиционной привлекательности территорий.
2. Привлечение инвестиций.
3. Формирование новых эффективных методов хозяйствования.
4. Использование перспективных неиспользуемых сырьевых и энергетических ресурсов.
5. Улучшение социально-экономической и экологической обстановки.
6. Сохранение и улучшение состояния природных систем, поддержка их целостности и жизнеобеспечивающих функций.

Стратегические цели:

1. Обеспечение системной надежности и безопасности региона и общества в целом.
2. Обеспечение комфортного проживания населения.
3. Устойчивое развитие производства энергии на базе возобновляемых источников энергии.
4. Обеспечение экологической безопасности.
5. Энергосбережение и энергоэффективность.
6. Участие в разработке территориального планирования и вовлечение в программную деятельность структур сотрудничающих с Фондом.
7. Рациональное природопользование. Молодёжная политика. Подготовка кадров направленность усилий для достижения стратегических целей.

География Красноярского края отличается от других регионов своей протяжённостью с севера на юг и может быть рассмотрена как «*пилотная территория использования ВИЭ*» ПТ ВИЭ и «*Комплексного использования торфа*» для восточной части России – от Урала до Дальнего Востока.

ПТ ВИЭ и торфа может стать одной из «точек роста» российской экономики и помочь достижению объёмов использования ВИЭ в малой электроэнергетике, задачи производства.

На пилотной территории разместятся несколько «Технопарков» биокластерного типа разнотраслевого характера.

НП «Фонд «Технополис», являясь площадкой и инструментом для формирования ЧПП, разработал концепцию выполнения распоряжения Правительства.

Такой подход уже приносит свои положительные результаты во многих регионах, в том числе в Красноярском крае. Участники фонда «Технополис» приступили к реализации следующих проектов и мероприятий:

1. Реализация проекта «Агрохолдинг – Юг» с применением ВИЭ.
2. Формирование Технопарка – «БИОкластер – Лесосибирск».
3. Разработка предложений по биоземледелию в Ирбейском районе.
4. Строительству ТЭЦ на пеллете (биогранулы) в Емельяновском районе в рамках проекта «Теплоэнергоцентр».
5. Участие в организации производства брикетированного биотоплива.
6. Заключение соглашений и меморандумов с рядом территорий Красноярского края, политических и общественных организаций, с регионами и муниципальными образованиями, наиболее активно занимающимися возобновляемыми источниками энергии. В соглашениях основными разделами договорённостей сторон являются:
 - разработка программ развития муниципальных образований с применением «кластерных подходов»;
 - анализ проектов;
 - привлечение инвесторов;
 - оказание господдержки, в основном без прямых финансовых вливаний.
7. Организация масштабной работы по выявлению точек роста экономики с применением неиспользуемых сырьевых ресурсов Красноярского края.

В первую очередь, были исследованы природные ресурсы, решающие комплекс проблем жизнеобеспечения «изолированных территорий». Работа проводилась с целью определения направленности и географии проектов, связанных с применением торфа, отходов лесного, сельскохозяйственного комплексов и других экономически и экологически привлекательных ВИЭ.

8. Разработка в Красноярском крае региональной модели торфяной отрасли «нового поко-

ления». Модель разрабатывается на основе результатов работы, проделанной в течение 17 лет в разных регионах страны, и учитывает международную практику.

Изучая торфяную проблематику, участники «Фонда Технополис» параллельно анализировали энергетические, экологические, социальные проблемы, успешное решение которых с помощью ВИЭ формирует «ТОЧКИ РОСТА», вызывающие мультипликативный эффект. Работа производится с учётом того, что Торф в России в разные эпохи исторически, выполнял роль антикризисного сырья.

9. Определение возможных областей применения ВИЭ и торфа в рамках Агломерации Красноярск-2020.

Рассмотрено несколько десятков предложений, из которых отобрано более десяти проектов разной направленности. Разработан сетевой график реализации этих проектов.

9.1. Первоочередным блоком, который может с успехом реализоваться в Красноярске – это организация производства энергетического оборудования нового поколения. Проект носит ярко выраженный инновационный характер и вписывается в цели и задачи Технопарка в г. Красноярске. Организация в г. Красноярске производства энергетического оборудования для использования возобновляемых источников энергии ВИЭ на территории Красноярского края и Уральском, Сибирском, Дальневосточном регионах.



9.2. Организация производства котельного оборудования для малой энергетики.



9.3. Организация производства торфодобывающего оборудования на производственных площадях ОАО «Красноярский комбайновый завод» может решить общероссийскую проблему восстановления торфяного машиностроения, родоначальника мирового торфяного машиностроения.



9.4. Подготовка кадров для биоэнергетической и биотехнологической отрасли в СФУ, Сиб-

ГАУ и КрасГАУ.

9.5. Формирование информационного поля в области применения возобновляемых источников энергии и торфа для устранения недостатка достоверной информации, предоставления консалтинговых услуг, обучения специалистов, привлечения инвестиций. Мероприятия проводятся для реализации проекта «Сибирский международный форум биотехнологий и ВИЭ» в статусе Организатора «Международного форума биотехнологий и торфа» и Участника Международного научно-технического Конгресса «Энергетика в глобальном мире». Идея заинтересовала федеральные структуры. Идут консультации и переговоры. Эта работа проводится при поддержке Правительства Красноярского края и Администрации города Красноярска.

9.6. Создание некоммерческих молодёжных партнёрств.

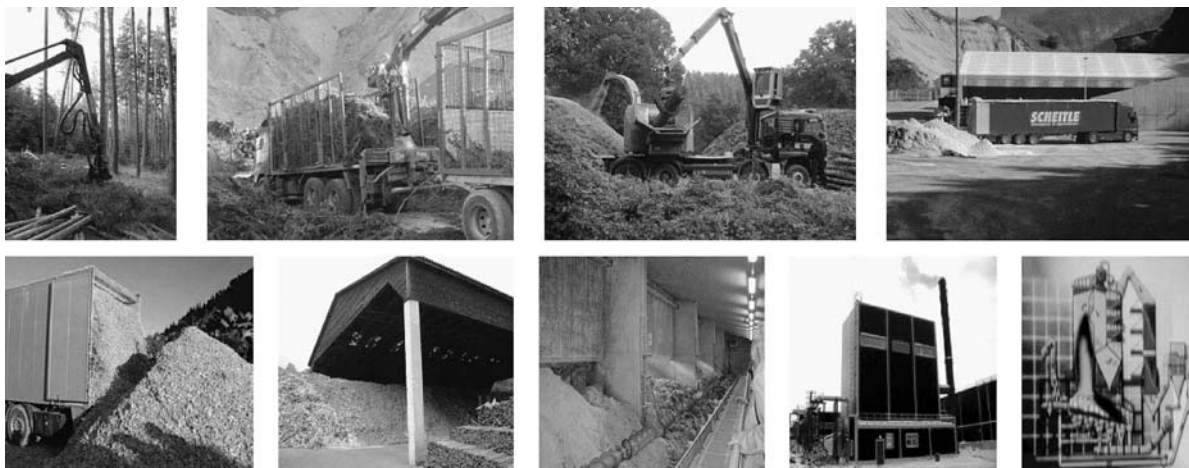
9.7. Применение технологий производства биодизеля из рапса других масляничных культур в Ужурском, Минусинском, Сухобузимском районах.

9.8. Использование соломы для производства пеллеты и применение её в виде биотоплива в газогенераторных установках для сушки зерна.

9.9. Использование торфа для производства синтез газа, кокса, сорбентов и жидкого топлива.

9.10. Применение технологий производства биогаза, получаемого при утилизации отходов КРС, свиноводства и птицеводства в Берёзовском и Сухобузимском районах.

9.11. Комплексное решение проблем утилизации отходов лесного комплекса и теплообеспечения проблемных населённых пунктов.



9.12. Реализация с рядом строительных компаний совместного проекта, связанного с автономным решением энергетических проблем и кластерным подходом. Первый проект «Теплоэнергосервис» планируется реализовать в Емельяновском районе.

9.13. Разработка проектов, связанных с благоустройством города и рекультивационными работами на основе экологически чистых, качественных грунтов (использование экологически чистого уникального по своим качествам торфяного утеплителя), решения проблем экологии сорбентом из торфа. Организация производства стимуляторов роста и кормовых добавок с применением нано и биотехнологий.

9.14. Сотрудничество с администрациями г. Красноярска Красноярского края в оказании услуг энергообеспечения производственных потребностей малого и среднего бизнеса. Размещение Красноярских технологий и ноу-хау на перспективном и пользующимся Государственной поддержкой рынке использования возобновляемых источников энергии.

Необходим Комплексный и программный подход к решению проблем развития области использования возобновляемых источников энергии в Красноярском крае. Пилотное финансирование (кумулятивный эффект) на первом этапе инновационных проектов, уже на втором этапе вызовет мультипликативный эффект и позволит вовлечь в экономику региона разноотраслевые предприятия и хозяйства, науку, власть.

ПЕРСПЕКТИВЫ СОЗДАНИЯ БИОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ИНДУСТРИИ ПЕРЕРАБОТКИ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ОТХОДОВ

И.П. Иванов¹, Д.И. Иванов², М.П. Баранова², С.А. Михайленко²

¹ Институт химии и химической технологии СО РАН, г. Красноярск, Россия

² ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

Традиционные способы использования отходов животноводства и растениеводства, применяемые в настоящее время в сельском хозяйстве России, ограничиваются получением из них путем естественного перегнивания органических удобрений в виде перегноя. Свиноводческие отходы до сих пор не находят квалифицированного применения даже в виде удобрений и создают значительные экологические и технические сложности при их хранении и утилизации.

Расчетные данные показывают, что на территории России ежегодно образуется значительное количество отходов растениеводства и животноводства. Только отходы животноводства (около 650 млн т/г) по своей удобрительной ценности эквивалентны 65% объема удобрений, необходимых для сельского хозяйства страны. Однако этот огромный потенциал используется не более чем на 25%. При этом образующиеся отходы наносят значительный вред окружающей природной среде [1].

Одним из наиболее перспективных, если не сказать единственным, на сегодняшний день вариантом решения этой проблемы является биотехнологическая переработка сельскохозяйственных отходов в высококачественные экологически чистые удобрения и топливный биогаз.

В процессе сбраживания в анаэробных условиях отходы превращаются в высококачественные удобрения, в которых потери азота сокращаются с 50-60% (при традиционном способе) до 1-2%. При этом значительная часть трудно усвояемых соединений азота переходит в доступную для питания корневой системы растений форму, вследствие чего коэффициент использования азота достигает 80% по сравнению с 25-30% для перегноя. Одновременно с этим происходит полная минерализация фосфора и обеспечивается сохранность калия, за счет чего урожайность зерновых и картофеля повышается на 25-30%, а многолетних трав с 28-30 до 45-50 ц/га. Помимо этого, высушенный и гранулированный биошлам содержит аминокислоты и витамины группы В и может быть использован в качестве кормовой добавки.

При метановом сбраживании отходов в условиях термофильного режима уничтожаются семена сорных растений и возбудители инфекционных заболеваний и фитопторы, что способствует очищению полей от сорняков, а также улучшению санитарно-гигиенического состояния животноводческих хозяйств.

Одновременно с получением удобрений из 1 т сухого навоза при оптимальных условиях можно получить 350 м³ метансодержащего (60-65% CH₄) биогаза, что в пересчете на одну голову крупного рогатого скота составляет около 2,5 м³/сут, а в течение года – 900 м³ газообразного экологически чистого топлива. В пересчете на традиционное моторное топливо одна корова кроме молока позволяет получать ежегодно около 600 л бензина.

Еще одним ценным видом продукции, которую можно получать из биогаза, является так называемый биометан. Использование биометана, получаемого путем очистки биогаза от CO₂, в качестве газообразного топлива для двигателей внутреннего сгорания показало, что выброс токсичных веществ по сравнению с бензином снижается: по СО в 5-10 раз, оксидам азота в 1,5–2,5 раза.

Отсутствие технологий обеззараживания животноводческих отходов приводит не только к загрязнению окружающей природной среды, но и к распространению инфекционных заболеваний среди людей и животных. По данным ФАО, экономический ущерб, причиняемый болезнями скоту в разных странах, составляет: в Германии – 12,5; США – 15,4; Англии – 15,7; Франции – 15,1, а Италии даже 19,0% от годовой стоимости продукции животноводства. Вероятно, что в России эти показатели не меньше.

За рубежом проблеме получения и использования биогаза уделяют большое внимание. В качестве сырья для получения биогаза используют навоз крупного и мелкого рогатого скота, свиной навоз и птичий помет, органические бытовые отходы, стоки городских канализаций и

даже человеческие экскременты. Во многих странах мира имеется значительное количество мелких и крупных промышленных установок по производству биогаза и их количество постоянно увеличивается. Так, если в 1980 году таких установок по получению биогаза насчитывалось около 8 млн штук (с суммарной мощностью около 3 млрд м³/г), то в настоящее время эти показатели соответствуют производительности только одной страны – Китая [2].

Во многих странах мира эксплуатируется широкий спектр установок, перерабатывающих органические отходы: от индивидуальных фермерских хозяйств (2–3 животных) до биоэнергетических комплексов для крупных животноводческих хозяйств (до 110 тыс животных). Биогазовые установки для фермерских хозяйств обеспечивают их потребность в энергии на 100% летом и на 50% зимой. Производительность биоэнергетических комплексов позволяет обеспечивать тепло- и электроэнергией не только собственные нужды, но и реализовывать их другим потребителям [3].

Перечисленные факторы позволяют сделать вывод о значительном экономическом и экологическом эффекте от внедрения технологий биопереработки отходов животноводства и растениеводства в сельскохозяйственном секторе России [4].

Актуальность поставленной задачи обусловлена необходимостью улучшения экологического и энергетического положения, повышения социально-экономического уровня и качества жизни и перспективного развития агропромышленного комплекса России.

Решение данной проблемы возможно только на основе комплексного научно-обоснованного подхода и при безусловной поддержке на региональном и федеральном уровне. Создание индустрии биопереработки органических отходов должно быть ориентировано на конкретного потребителя и разрабатываться на основе комплексного анализа имеющихся объемов и региональной плотности распределения отходов, необходимой номенклатуры и типоразмеров, а также структуры и емкости рынка биоустановок и биоэнергетических комплексов.

Создание индустрии биотехнологической переработки сельскохозяйственных отходов позволит решить следующие взаимосвязанные проблемы:

1. Экологическую – обеззараживание отходов животноводства и растениеводства.
2. Экономическую – получение высококачественных удобрений.
3. Энергетическую – производство топливного биогаза, биометана и электроэнергии.
4. Социальную – обеспечение занятости населения при производстве, строительстве и эксплуатации биоустановок и биоэнергетических комплексов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Панцхава, Е. С. Отечественная биоэнергетика как элемент развития внутреннего рынка России / Е. С. Панцхава // Малая энергетика.–2009.–№ 1–2.–С. 69–82.
2. Биоэнергетика: мировой опыт и прогноз развития: научный аналитический обзор // Митин.–Москва: ФГНУ «Росинформагротех», 2007.–202 с.
3. Beste, A. Energiepflanzenanbau: Forschungsansätze klammern Nachhaltigkeit bisher aus / A. Beste, M. Becker M. // Landlicher Raum.–2008.–V. 59.–№ 2.–P. 20–21.–24.
4. Панцхава, Е. С. Биогазовые технологии – экология, энергетика, агрохимия, рентабельность и эффективность / Е. С. Панцхава // С.-х. техника: обслуживание и ремонт.–2008.–№ 8.–С. 58–60.

Раздел III

**СОВРЕМЕННЫЕ
ПРОБЛЕМЫ ТЭК РОССИИ
И ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ**

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОЕМКОСТИ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

О.В. Мазурова

Институт систем энергетики им. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия

Снижение энергоемкости в отраслях промышленности в значительной степени обеспечивается внедрением новых технологий. Перспективная динамика изменения энергоемкости российской промышленности будет зависеть от темпов модернизации производства и ввода новых производственных мощностей с передовыми технологиями. Очевидно, что чем выше темпы развития промышленного производства, тем меньше доля старых мощностей и выше возможность структурных изменений как в отдельных отраслях, так и промышленности в целом. Соответственно выше потенциал энергосбережения. Ниже приводятся метод и результат количественной оценки этой зависимости.

Метод исследования

Для оценки влияния новых технологий, а также структурных изменений на энергоемкость промышленности в ИСЭМ СО РАН используется система моделей, включающая динамическую модель межотраслевых связей и модель энергопотребления [1]. Первая определяет взаимосвязанное развитие 25 отраслей экономики с учетом задаваемого экспорта и импорта и изменения во времени коэффициентов материалоемкости и капиталоемкости. Последняя позволяет оценить спрос на энергоносители для четырнадцати отраслей промышленности и экономики в целом на долгосрочную перспективу. Общая схема исследований приведена на рис. 1.



Рис. 1. Влияние технологических и структурных изменений на энергоемкость отрасли промышленности

В обеих моделях выделены существующие и новые производственные мощности со своими коэффициентами энергоёмкости и материалоемкости, что позволяет, в частности, учесть косвенные энергетические связи. Через эти связи одна отрасль влияет на другие как потребитель их продукции и услуг, вызывая дополнительную потребность в энергоносителях в этих сопряженных отраслях. Энергоёмкость на новых мощностях определяется с учетом зарубежных аналогов и структурных изменений. Предусматривается также изменение энергоёмкости на существующих мощностях, обусловленное модернизацией оборудования и технологий. Для оценки изменения технологий и внутриотраслевой структуры производства продукции проводится анализ существующих и перспективных крупных технологических и продуктовых сдвигов исходя из глобальных тенденций и отечественных отраслевых прогнозов, а затем формируется прогноз этих изменений.

Результаты исследования

Перспективная оценка изменения энергоёмкости отдельных отраслей промышленности России была проведена с учетом влияния на ее динамику вероятных изменений ее производственной и технологической структуры. Расчеты проводились для двух сценариев развития экономики России в период 2010–2030 гг.: инерционного со среднегодовыми темпами роста ВВП 3,7% (сценарий 1) и инновационного со среднегодовыми темпами роста ВВП 6,5% (сценарий 2). Согласно прогнозу, энергоёмкость промышленности России в рассматриваемой перспективе будет снижаться быстрее (на 2,4–3,3% в год), чем прогнозируется в странах OECD. Оценки показывают, что в перспективе существует реальная возможность значительно сократить отставание от развитых стран по эффективности использования энергии в промышленности (рис. 2).

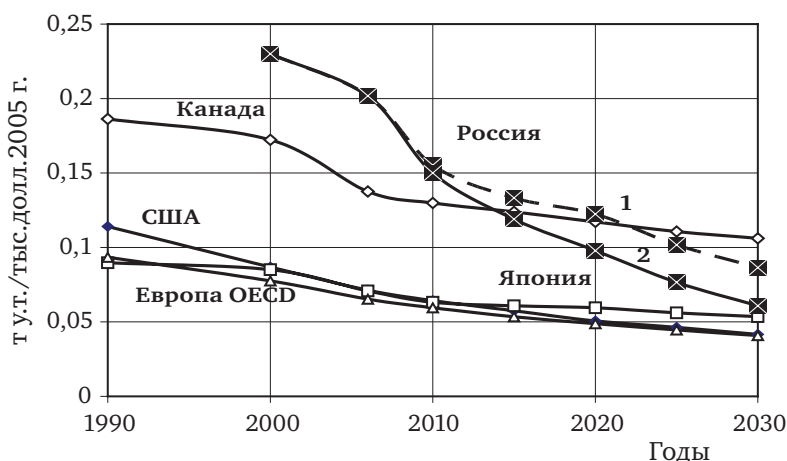


Рис. 2. Динамика энергоёмкости промышленности, Россия: 1 – инерционный сценарий, 2 – инновационный сценарий; Европа OECD, США, Япония, Канада – базовый сценарий.
Источники: [2,3] и оценка автора

ЛИТЕРАТУРА

1. Методы и модели прогнозных исследований взаимосвязей энергетики и экономики / Е.В.Гальперова, Ю.Д. Кононов, О.В. Мазурова и др. – Новосибирск: Наука, 2009. – 178 с.
2. International Energy Outlook 2009. DOE/ IEA, Washington, 2009 [http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484\(2009\).pdf](http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484(2009).pdf)
3. World Energy Outlook 2009. OECD/ IEA, Paris, 2009. – 692 p.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СПРОСА НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ В РЕГИОНЕ С УЧЕТОМ ИХ СТОИМОСТИ

Е.В. Гальперова

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия

В рыночной экономике формирование цен и спроса – взаимосвязанный процесс. Рост спроса на топливо вызывает увеличение его добычи и транспорта и соответственно дополнительные затраты, а повышение цены стимулирует энергосбережение, переход к использованию альтернативных энергоносителей и способствует снижению потребности в данном топливе. Очевидно, что прогнозирование энергопотребления должно быть увязано с прогнозами цен на топливо и энергию, со сценариями развития экономики и топливно-энергетического комплекса (ТЭК).

В ИСЭМ СО РАН разработан поэтапный методический подход к оценке спроса на топливо и энергию при долгосрочном прогнозировании стратегий развития ТЭК страны и укрупненных регионов, в котором прогноз спроса на энергоносители рассматривается как самостоятельная задача с итеративной увязкой с задачами прогнозных исследований развития экономики, энергопотребления и ТЭК. В решении этой задачи особое внимание уделяется ценовой эластичности спроса на энергоносители, учет которой, при прогнозных исследованиях, становится все более актуальным.

Суть подхода состоит в том, что на первом этапе для нескольких сценариев долгосрочного развития экономики России, определяются потребности в энергоносителях для производственной сферы и населения на основе динамики развития отраслей экономики и энергоемкости отдельных отраслей и уровня жизни населения. На втором – спрос на энергоносители, полученный для страны в целом, агрегируется по федеральным округам пропорционально прогнозируемому изменению их доли в ВВП и численности населения, с учетом тенденции изменения доли регионов в общероссийском энергопотреблении в предпрогнозный период и возможном появлении в перспективе на их территории новых крупных энергоемких производств. Далее, рациональный вариант удовлетворения этой потребности определяется в оптимизационной модели ТЭК страны, где полученные в результате расчетов двойственные оценки (замыкающие затраты) топлива в самом первом приближении отображают рыночные цены. Из-за агрегирования потребностей и территории они не учитывают разную эффективность использования взаимозаменяемых видов топлива в различных отраслях и растущую зависимость региональных цен от мировых. Поэтому на следующем этапе, осуществляется прогноз вероятной динамики цен на топливо и энергию на основе имитации поведения на региональных энергетических рынках потенциальных поставщиков топливно-энергетических ресурсов [1].

На заключительном этапе определяется зависимость спроса на топливо и энергию от их стоимости. В странах с рыночной экономикой она определяется в основном с использованием коэффициентов ценовой эластичности, получаемых с помощью эконометрических моделей, построенных на длинных рядах статистических отчетных данных. В России рыночные механизмы в экономике и энергетике только начинают развиваться и имеющейся статистики недостаточно для получения сколько-нибудь надежных значений этих коэффициентов пригодных для перспективных расчетов, а специфические российские условия допускают использование зарубежных только в качестве очень грубого ориентира. Поэтому оценка ценовой эластичности энергопотребления должна опираться на непосредственное сравнение экономической эффективности использования различных энергоносителей у разных групп потребителей, учитывать социальные и экологические критерии и требования. Например, конкурентоспособность газа по сравнению с другими энергоносителями у отдельных потребителей определяется не только его относительной стоимостью, но и его технологическими, эксплуатационными и экологическими свойствами, обеспечивающими дополнительные экономические преимущества – так называемый потребительский эффект.

На основе учета потребительского эффекта и использования зарубежных коэффициентов эластичности без построения каких-либо сложных моделей была сделана попытка приближенной оценки ценовой эластичности спроса на газ в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока. Использовался следующий подход.

В качестве базы для сравнения был принят один из вероятных вариантов потребления газа в регионах до 2020 г. (с выделением объемов по основным группам потребителей) и соответствующую

щая ему прогнозная динамика цен на топливо. Рассматривались варианты повышения стоимости газа по отношению к углю в 2 и 3 раза. Изменение спроса на газ определялось по отношению к базовому варианту для тепловых электростанций и котельных с учетом потребительского эффекта (в структуре мощностей рассматривались станции и котельные с традиционными и новыми технологиями в том числе ПГУ), а в промышленности и непромышленной сфере – с использованием зарубежных оценок эластичности (с поправкой на особенности российских условий). Итоговая расчетная ценовая эластичность спроса на газ в регионе определялась путем деления суммарного изменения спроса на газ (в %) на изменение его цены (в %) по отношению к базовому варианту. Результаты расчетов приведены в таблице.

Таблица 1

Расчетные значения коэффициентов ценовой эластичности спроса на газ *

Регион	Иркутская область	Республика Саха (Якутия)	Приморский край	Хабаровский край	Сахалинская область
ТЭС	0,49-0,77	0,15-0,20	0,52-0,65	0,53-0,56	0,44-0,48
Котельные	0,37-0,72	0,17-0,19	0,50-0,63	0,50-0,80	0,19-0,26
Производственная сфера	0,25-0,28	0,28-0,30	0,26-0,29	0,25-0,28	0,27-0,30
Сфера услуг	0,2-0,23	0,23-0,25	0,21-0,23	0,20-0,23	0,22-0,24
Население	0,15-0,17	0,17-0,20	0,16-0,18	0,15-0,17	0,17-0,19
Суммарная эластичность	0,43-0,47	0,18-0,20	0,49-0,57	0,55-0,59	0,35-0,36

* Все коэффициенты эластичности имеют знак «->».

Несмотря на условность полученных количественных оценок, они позволяют сделать следующие выводы:

- Эластичность спроса на газ значительно отличается по регионам (из-за разной структуры потребителей, разной доли существующих и новых технологий и установок).
- Из рассмотренных групп потребителей в наибольшей степени на изменение стоимости газа реагируют тепловые электростанции и котельные.
- В наименьшей степени спрос на газ зависит от его стоимости у населения.
- Реакция спроса на газ усиливается с повышением темпов его удорожания.

Следует отметить, что метод оценки ценовой эластичности на основе учета потребительского эффекта желательно применять для всех групп потребителей, и дополнительного учета требует влияние платежеспособности населения на масштабы газификации непромышленной сферы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методы и модели прогнозных исследований взаимосвязей энергетики и экономики / Кононов Д.Ю., Гальперова Е.В., Кононов Ю.Д., и др. , – Новосибирск: Наука, 2009. – 178 с.

ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМИЧЕСКОЙ ПОДГОТОВКИ НА ТЭС – РЕАЛЬНЫЙ СПОСОБ КОМПЛЕКСНОГО РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ СОВРЕМЕННОЙ ТЕПЛОЭНЕРGETИКИ

В.А. Дубровский, М.В. Зубова, Н.В. Третьяк

ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

В лаборатории «Термическая подготовка углей» Политехнического института Сибирского федерального университета проведены комплексные исследования и установлены закономерности влияния окислительного выветривания на состав и физико-химические свойства органической и минеральной частей бурых канско-ачинских углей по высоте и глубине залегания угольного пласта. Это позволило создать базу экспериментальных данных по теплофизическим характеристикам углей Канско-Ачинского бассейна различной степени окисленности, учет которых позволяет обеспечить высокоэкономичную, экологически безопасную и надежную (по условиям шлакования) работу котельных агрегатов тепловых электростанций.

Технология сжигания углей с применением термической подготовки в условиях тепловой электростанции для организации энергосберегающей технологии муфельной растопки и подсветки факела топочных камер котельных агрегатов защищена 29 патентами на изобретение. Она предназначена для котлов, сжигающих бурые и каменные угли с высоким выходом летучих веществ. Это позволяет значительно повысить эколого-экономическую эффективность сжигания углей, практически отказаться от применения дорогостоящего мазута при растопке и подсветке факела топочных камер котельных агрегатов тепловых электрических станций в энергетических системах и комплексах.

Нами разработан и впервые внедрен в 2001 году проект по переводу котла Е-420 Красноярской ТЭЦ-2 на безмазутную растопку с применением муфельных горелочных устройств. Опыт эксплуатации этой опытно-промышленной системы растопки показал ее высокую эффективность не только при растопке, а также при подсветке факела. Система термической подготовки углей для организации безмазутной растопки нами разработана и внедрена в 2005-2006 годах на котле ПК-40-1 ст.№12 энергетического блока мощностью 200 МВт Томь-Усинской ГРЭС и в 2008 году внедрена на 5-м энергоблоке мощностью 200 МВт Беловской ГРЭС ОАО «Кузбассэнерго». Впервые в России растопочные горелки на котлах этой электростанции были установлены взамен рабочих горелок, которые используются как при растопке котлов так и как основные горелки.

В настоящее время Политехнический институт СФУ продолжает работы по внедрению автоматизированной системы термической подготовки каменных и бурых углей с большим выходом летучих веществ для безмазутной растопки и подсветки факела на котлах Красноярской ГРЭС-2 и Беловской ГРЭС.

Анализ результатов технико-экономические расчетов, выполненных нами для различных тепловых электростанции показал, что при небольших первоначальных инвестициях в данную технологию получают следующие показатели: индекс доходности больше единицы, дисконтированный срок окупаемости менее трех лет, что свидетельствует о высокой инвестиционной привлекательности разработанной технологии сжигания углей.

ФОРМИРОВАНИЕ МОТИВАЦИИ К ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

О.В. Новикова

Санкт-Петербургский государственный политехнический университет,
г. Санкт-Петербург, Россия

23 ноября 2009 года Государственной думой был принят Федеральный закон № 261 «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности...» Действие этого ФЗ распространяется на деятельность, связанную с использованием энергетических ресурсов. Реализация закона требует разработки подзаконных актов и нормативных документов различного уровня от федеральных, региональных, отраслевых до уровня конкретных компаний. Но для этого необходимо мотивировать и управлять процессом энергосбережения на всех уровнях.

Управление деятельностью хозяйственных систем происходит с помощью административных и экономических методов управления. В первом случае желательное поведение управляемой системы достигается прямыми управляющими воздействиями – приказами, распоряжениями, плановыми заданиями и т.д. Во втором – за счет создания экономических условий, которые стимулируют желательное поведение управляемой системы [1]. В настоящее время стоит задача применения указанных методов управления в отношении генерирующих компаний (ГК). Как в любом бизнесе, основная цель деятельности ГК – получение прибыли. Контроль расходования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на объектах генерации обеспечивается коммерческим и техническим учетом. Анализ эффективности расходования ТЭР предполагает сравнение с нормативами.

В условиях перехода на рыночные условия реализации электрической энергии и мощности и определения цены на рынке по замыкающим затратам, прибыльность ГК существенно зависит от структуры генерирующих мощностей. Объектом нашего рассмотрения являются ГК имеющие в своем составе электростанции, работающие на органическом топливе. По состоянию на данный момент ОГК-1, ТГК-1, ТГК-8 и ТГК-9 имеют в своем составе и ТЭЦ и ГЭС, но только в ТГК-1 и ТГК-9 доля мощностей ГЭС может способствовать формированию цены на электрическую энергию, предопределяющую их прибыльность.

При обосновании управленческих решений в современном бизнесе используют анализ маржинального дохода. Он позволяет изучить зависимость прибыли от небольшого числа факторов. Для оценки эффективности работы электростанций ГК, в части реализации электрической и тепловой энергии, принят именно этот показатель. В основе определения величины маржинального дохода лежит деление производственных и сбытовых затрат в зависимости от изменения объема производства на переменные и постоянные, таким образом, под маржинальным доходом понимается разница между выручкой от реализации продукции и переменными затратами на её производство. Таким образом, оценка эффективности работы объектов генерации напрямую зависит от метода разделения затрат и от метода формирования тарифов по видам энергии. В настоящее время практически отсутствует единая для всех типов ТЭЦ методика разделения затрат по видам энергии. На старых ТЭЦ с паросиловыми установками, для которых были ранее разработаны нормативные документы, применяют прежнюю ОРГРЭСовскую методику с использованием метода частичной эксергии или физического метода. На ТЭС с ПГУ нет официальной методики, только рекомендуемая. Такое положение свидетельствует об отсутствии заинтересованности федерального уровня, уровня министерства в создании возможности проводить сравнительный анализ энергоэффективности работы ГК и конкретных объектов генерации.

После принятия ФЗ № 261 в ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию» внесены изменения из которых следует, что поставки тепловой энергии (мощности) на объекты, введенные в эксплуатацию после 01.01.2010 года могут осуществляться на основании долгосрочных договоров «по ценам, определенным соглашением сторон. Государственное регулирование...по таким договорам не проводится». Энергоснабжающие организации могут теперь сами устанавливать тарифы на тепловую энергию. Такое положение не способствует мотивации энергосбережения и повышению энергоэффективности и при производстве и при передаче энергии. Более того, существующая система тарифообразования и нео-

пределенности разделении затрат при когенерации вынуждает ГК скрывать свои потери ТЭР, так как они увеличивают маржинальный доход.

Нормирование, как инструмент управления энергоэффективностью, также потерял свою значимость. Теперь сами ГК разрабатывают и утверждают нормативные характеристики работы оборудования на своих объектах. Для проведения испытаний и определения оптимальных параметров работы основного оборудования электростанции в различных режимах не хватает квалифицированных специалистов, а федеральная структура, проверяющая и утверждающая разработанные нормативы, практически прекратила свою деятельность. Без системы нормирования технико-экономических показателей не может быть реализована и модель формирования заинтересованности персонала электростанций в энергосбережении [2].

В условиях противоречия управляющих воздействий и экономических условий, генерирующие компании, не заинтересованные в реализации энергосберегающих мероприятий по упомянутым выше причинам, фокусируют внимание контролирующих структур на единственный, но существенный фактор: строительство и реконструкция объектов с использованием замены устаревших паросиловых установок на парогазовые. Это происходит не в целях реализации программ энергосбережения, а, прежде всего, по причине крайней степени износа основных фондов и необходимости удовлетворения спроса по подключенным мощностям.

Основные выводы

Для формирования мотивации ГК к реализации энергосбережения необходимо:

1. Разработать на федеральном уровне единую для всех типов электростанций методику разнесения затрат на тепловую и электрическую энергию. Следует идти по пути упрощения. Например, по принципу отнесения всего сожженного топлива на электроэнергию, как в Финляндии, или по методу фиксации удельных расходов топлива на тепловую энергию.
2. Использовать механизм тарифного регулирования не только для потребителей, но и для производителей энергии. Например, для ГК, не имеющих в своем составе ГЭС, практически невозможно осуществлять обновление и реконструкцию своих мощностей только за счет постоянной части тарифа – платы за мощность. Вследствие чего происходит вынужденная экономия на ремонтах и постоянных затратах. Это снижает надежность и энергоэффективность компании.
3. Сформировать федеральную государственную структуру для проведения анализа и утверждения нормативных характеристик работы оборудования электростанций.
4. Восстановить систему наладочных организаций. Целесообразно более активное участие региональных властей в их создании. Основанные по принципу саморегулируемых организаций (СРО), подконтрольные региональной власти, такие организации должны способствовать не только повышению энергоэффективности ГК, но и надежной и безопасной эксплуатации энергообъектов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Новикова О.В., Кузнецов Е.П., Дяченко А.С. Экономика и управление энергосбережением. – СПб: Изд-во СПбГПУ, 2010., 591 с.
2. Новикова О.В., Косматов Э.М. Управление энергосбережением на ТЭС. – СПб: Изд-во СПбГПУ, 2007., 108 с.

ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ. РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОГРАММ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НА ОСНОВЕ ТОПЛИВНОГО БАЛАНСА

Г.Э. Афанасьев

Руководитель Экспертного клуба Минпромэнерго, г. Москва, Россия

- В настоящее время на каждую тысячу евро ВВП в России потребляется 1,39 т условного топлива – в три раза больше, чем в Канаде, и выше всех стран группы БРИК. Хотя столь высокая энергоёмкость российской экономики отчасти объясняется климатическими условиями и характерными для страны экономическими факторами (большая доля энергоёмкой промышленности в экономике страны), она также обусловлена использованием устаревшего и неэффективного оборудования, несовременными зданиями и несовершенными технологическими процессами.
- Программа энергосбережения на предприятиях должна являться неотъемлемой частью комплексной стратегии наравне с технологической, кадровой и маркетинговой политикой. К тому же, политика энергосбережения должна зависеть от типа предприятия.

Практика проведения работ по энергосбережению на предприятиях показывает, что в структуре достигаемого эффекта порядка 37% составляет элементарное наведение порядка в сфере энергопользования, 28% – введение нового оборудования, 27% – ремонт старого оснащения, и только 8% – внедрение новых технологий.

Сегодня деятельность самих энергоаудиторских компаний, работающих в основной своей массе по устаревшей схеме, во многих случаях не приводит к положительному результату в сфере повышения эффективности энергосбережения на предприятии:

- Переход к новой методологии разработки программы повышения энергоэффективности в промышленности. В частности, разработка программы по энергообследованию осуществляется не для одного предприятия, а для комплекса предприятий, объединенных отраслевой принадлежностью. Качественным отличием организационной схемы проведения работ по повышению энергоэффективности на предприятиях является переход от энергоаудита к энергосервису на предприятиях.

Основные тенденции развития энергоэффективности на промышленных предприятиях.

1. В качестве основной тенденции в энергоэффективности можно выделить совмещение двух типов процессов на предприятиях: производство и потребление. Организация производственного процесса формируется по новой схеме: производитель = потребитель.
2. Возможность использования новых видов сырья на предприятиях во многом зависит от темпов внедрения возобновляемых источников энергии и возрастающего значения применения биотоплива.
3. Энергобаланс осуществляется на макроуровне. Единицей учета энергобаланса становятся целостные хозяйственные кластеры.
4. Объединение в новый кластер химической промышленности, сельскохозяйственной отрасли и энергетики.

В презентации представлен опыт достижения показателей снижения энергоёмкости продукции промышленных предприятий, гарантирующий выполнение задач снижения на 40% к 2020 году на примере работы Самарского центра энергосбережения и энергоэффективности.

НАПРАВЛЕНИЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ГОСУДАРСТВА И БИЗНЕСА В РЕАЛИЗАЦИИ МЕЖОТРАСЛЕВОГО МЕГАПРОЕКТА ВОСТОЧНО-СИБИРСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Н.И. Пляскина, В.Н. Харитонова

Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН,
г. Новосибирск, Россия

Аннотация

В предлагаемой статье рассматривается комплекс задач государственного управления по координации инвестиционной деятельности участников крупных инвестиционных проектов освоения нефтегазоносной провинции и обосновываются возможность и эффективность использования аппарата сетевых моделей инвестиционных программ для их решения. Продемонстрировано использование сетевой модели мегапроекта Восточно-Сибирского нефтегазового комплекса (ВСНГК) в качестве аналитического инструментария государственного управления и координации реализацией инвестиционных проектов во времени, оценки влияния институциональных условий на стратегию реализации мегапроекта.

Актуальность

В настоящее время возрастает значимость крупных инновационных проектов освоения нефтегазовых ресурсов и формирования ВСНГК. Освоение Восточной нефтегазоносной провинции занимает важное место в приоритетах российского правительства. ВСНГК является не только крупномасштабным экономическим Мегапроектом, но имеет высокую социальную и геополитическую значимость для России. Актуально участие государства в снижении технологических, геологических, экологических и экономических рисков компаний – операторов проектов, обеспечении сбалансированности во времени инвестиционной деятельности компаний.

Организация взаимодействия бизнеса и власти в столь масштабных стратегических проектах, формирование приоритетов инновационной политики предполагает наличие у Федеральной власти инструментария оценки множества альтернативных комбинаций новых инвестиционных проектов, схем финансирования с учетом неопределенности и вероятностного характера ожидаемых экономических, экологических и социальных эффектов.

Организационные проблемы освоения Восточно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Строительство нефтепровода ВСТО ознаменовало начало активной деятельности пионерного этапа освоения Восточно-Сибирской нефтегазоносной провинции. С 2005 г. Министерство природных ресурсов (МПР) РФ реализует «Программу геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)». К концу 2006 г. в распределенном фонде недр находилось уже 87% извлекаемых запасов и 78% ресурсов нефти нефтегазоносной провинции [1]. Реализация Программы зависит от инвестиционных намерений и приоритетов нефтегазовых компаний, приобретающих лицензии на промышленную геологоразведку. В ходе ее реализации выявлены значительные организационно-экономические риски при подготовке запасов, разработке месторождений компаниями, которые могут снизить ожидаемый мультипликативный эффект формирования Восточно-Сибирского нефтегазового комплекса [6]. С вводом в эксплуатацию первой очереди трубопровода в декабре 2009 г. возрастает актуальность ускорения подготовки запасов нефти в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) для загрузки проектных мощностей трубопровода.

Высокие риски обусловлены следующими факторами:

1. Низким уровнем подготовленных к промышленному освоению запасов нефти. В настоящее время реальный уровень запасов, располагаемый нефтяными компаниями, обеспечивает добычу лишь 10-15 млн т нефти в год, тогда как проектная мощность трубопровода ВСТО рассчитана на максимальный уровень исходя из прогнозных ресурсов углеводородного сырья, объем перекачки составляет 80 млн т нефти в год.

2. Вероятностной природой результативности геологоразведочных работ, разбросом коэффициентов успешности перевода потенциальных ресурсов в промышленные. В соответствии со статистическими показателями лишь 30% прогнозных ресурсов при дальнейшем изучении переходят в категорию запасов [5]. По данным комитета Госдумы по природным ресурсам и природопользованию ежегодно в России открывается 200-300 млн т новых запасов, но одновременно почти столько же списывается из ранее открытых, как неподтвердившихся [2].

3. Высокой долей новых технологий в добыче нефти и разработке месторождений (разбуривание месторождений, вскрытие пластов и др.), которые еще лишь проектируются на основании опыта вскрытия пластов в ходе проведения геологоразведочных работ, а следовательно, можно ожидать рост прогнозируемых удельных затрат в добыче, и, как следствие, корректировку прогнозных уровней добычи в динамике.

4. Значительной неопределенностью оценок конкурентоспособности восточного направления экспорта западносибирской нефти в сравнении с северо-западным, обеспечивающим выход на рынки Северной Европы и Северной Америки.

Существующая система финансирования и государственного контроля недостаточно эффективна и слабо ориентирована на программно-целевые результаты. В сложившихся условиях необходим единый, системно организованный проект формирования долгосрочной программы Восточно-Сибирского нефтегазового комплекса на основе взаимодействия государства, регионов и бизнеса [4].

Для сбалансированного развития нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) необходимо:

- согласованное развитие систем добычи и транспорта нефти и газа;
- развитие транспортной, энергетической и социальной инфраструктуры;
- развитие газоперерабатывающей и гелиевой промышленности с созданием в перспективе центра по производству гелия мирового масштаба;
- строительство хранилищ гелиевого концентрата, продуктопроводов и пр.;
- развитие нефте- и газохимических производств, обеспечивающих в крупных масштабах выпуск продукции с высокой добавленной стоимостью.

Уникальные свойства восточносибирских газов и нефтей позволят развернуть на юге Восточной Сибири крупнотоннажное, высокотехнологичное производство полимерных материалов, по использованию которых Россия в настоящее время отстает от развитых стран мира. Такое производство следует развернуть, в первую очередь, в Иркутской области и Красноярском крае. Это позволит существенно укрепить экономику и улучшить социальную обстановку в этих регионах. В долгосрочной перспективе возможна также организация промышленной добычи металлов (литий, магний, стронций и др.), содержащихся в высоких концентрациях в подземных рассолах нефтегазовых месторождений.

В ИЭОПП СО РАН совместно с ИМ СО РАН разработан модельный комплекс реализации инвестиционной программы Восточно-Сибирского нефтегазового комплекса на период 2010-2035 гг. Предлагаемая разработка направлена на создание инструментария выбора стратегии реализации инновационных проектов с учетом их экономических и технологических рисков и координации деятельности участников инвестиционной программы освоения углеводородных ресурсов.

Инвестиционная программа создания ВСНГК (Программа) представлена нами как сбалансированная по времени и ресурсам стратегия реализации совокупности перспективных проектов нефтегазовых компаний по освоению ресурсов, создания магистральных трубопроводов, мощностей по переработке углеводородного сырья и гелия с отображением технологических и экономических взаимосвязей между проектами.

В качестве контролируемых Федеральным органом власти параметров программы выступают:

- прогнозируемые объемы подготовленных запасов углеводородов;
- сроки ввода мощностей по добыче и переработке нефти и газа, заявленные в корпоративных проектах;
- директивные сроки освоения мощностей нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО), которые определены государственными контрактами на поставку нефти в страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР).

Суть государственной координационной деятельности состоит в согласовании во времени сроков реализации инвестиционных проектов компаний различных отраслей с точки зрения достижения целевых результатов Мегапроекта; определении границ допустимого множества возможных управленческих решений по разработке благоприятных экономических и институциональных условий – предложений для бизнеса в целях повышения коммерческой эффективности инвестиционных проектов и снижения их экономических рисков.

Задачами государственной координации инвестиционных проектов освоения нефтегазодобывающей провинции являются:

- установление степени согласованности сроков реализации проектов, ввода мощностей добывающих и перерабатывающих комплексов и анализ резервов времени для разработки согласованного решения компаний об изменении их инвестиционных намерений в реализации мегапроекта;
- выявление проблемных ситуаций, требующих государственного вмешательства для обеспечения сбалансированности инвестиционных планов компаний и оценка требуемых дополнительных ресурсов для повышения интенсивности и ускорения сроков ввода проектов;
- разработка благоприятных экономических и институциональных условий – предложений для бизнеса по снижению их экономических рисков.

Предусматривается несколько этапов выполнения Программы. Каждый этап характеризуется длительностью, совокупностью ожидаемых результатов, вероятностями их достижения при инвестиционных ограничениях участников проектов.

Участниками реализации программы являются:

- государственные органы управления федерального уровня и регионов- субъектов федерации;
- крупные нефтегазовые компании, ОАО «Транснефть», строительные и другие компании-участники рассматриваемого Мегапроекта;
- внешние инвесторы.

Модельный комплекс разработки и координации участников программы

Модельный комплекс состоит из сетевой стохастической модели инвестиционной программы и имитационной модели оценки эффективности вариантов программы при различных режимах государственного регулирования [5].

Сетевая модель формируется как инструмент координации инвестиционной деятельности различных участников программы государственными органами управления. Сетевая модель инвестиционной программы освоения углеводородных ресурсов Восточно-Сибирской нефтегазодобывающей провинции представляет собой совокупность сетевых графов реализации проектов, которые выполняются в условиях ограниченных на определенном временном интервале ресурсов, в том числе инвестиций компаний. Задача состоит в определении допустимого расписания выполнения проектов с минимальной длительностью реализации Программы. Кроме того, для допустимых расписаний могут использоваться дополнительные критерии, такие как минимизация отклонений спроса на ресурсы от динамики лимитированных ресурсов по отдельным компаниям.

На основе анализа критического пути реализации программы определяется совокупность проектов, сдерживающих ее выполнение в заданные сроки, (так называемые, узкие места); выявляются резервы времени выполнения отраслевых проектов, влияние инновационных технологий на сроки и потребности (спрос) в инвестициях, трудовых ресурсах, а также других материальных ресурсах Восточно-Сибирского нефтегазового комплекса. Это позволяет сформулировать направления координации инвестиционной деятельности компаний-участников программы, определить влияние на сроки реализации программы несбалансированности экономических интересов участников проектов и узловые проблемные точки механизмов государственно-частного партнерства с компаниями.

Наличие государственных контрактов на поставку нефти в страны АТР, с одной стороны, накладывает определенные обязательства на участников программы, с другой стороны, является определенной гарантией доходов для компаний-инвесторов.

Модель оценки эффективности программы предназначена для выявления приоритетных направлений государственно-частного партнерства, выбора инструментов государственного регулирования обеспечения условий инвестиционной привлекательности инновационных технологий. Модель основана на системе расчетов оценки эффективности совокупности инвестиционных проектов при различных вариантах налогового и ценового регулирования. Оценка денежных потоков, возникающих в процессе реализации программы, сравнение различных вариантов проводится по показателям чистого дисконтированного дохода (ЧДД), внутренней нормы доходности (ВНД) и срока возврата инвестиций (Т).

Приняты следующие критерии оценки эффективности программы:

1. Максимизация интегральной прибыли всех участников проекта.
2. Минимизация инвестиционных рисков проектов трубопроводного транспорта.

3. Максимизация интегральных доходов государства от реализации инфраструктурных проектов на единицу вложенного капитала.
4. Максимизация государственного дохода от реализации программы при обеспечении приемлемой для компаний нормы ЧДД отдельных проектов.

Для управления и координации инвестиционных проектов во времени и оценки влияния инновационных технологий на выбор стратегии участников программы в условиях государственно-частного партнерства в сетевой модели программы необходимо отразить следующие особенности освоения нефтегазоносной провинции, а также институциональные условия формирования нефтегазового комплекса.

1. Вероятностная природа результативности геолого-разведочных работ отражена в виде стохастического графа (модуля) ГРР. Инновационные технологии представлены альтернативными технологиями с определенной вероятностью их выполнения.

2. Комплексное использование углеводородного сырья предполагает синхронность реализации во времени и сбалансированность по мощностям инвестиционных проектов по добыче, переработке и транспортировке.

3. Для отражения влияния нефтегазового комплекса на социально-экономическое развитие регионов Сибири и Дальнего Востока введен территориальный разрез инвестиционной программы, который включает три региона- субъекта Федерации: Иркутская область, Красноярский край и Саха-Якутия, где наряду с добычей размещаются предприятия по переработке, а также агрегированный регион – «Дальний Восток» (Амурская область, Хабаровский и Приморский края) – зона размещения крупных нефтегазохимических комплексов и прохождения трасс магистральных трубопроводов «Восточная Сибирь-Тихий океан».

4. На данном этапе моделирования для упрощения предполагается, что в пределах одного субъекта Федерации имеется одна компания-недропользователь, обладающая лицензиями на разведку и разработку месторождений. Инвестиции компаний-недропользователей являются ресурсными ограничениями в сетевой модели программы.

Сетевая модель инвестиционной программы освоения углеводородных ресурсов Восточно-Сибирской нефтегазоносной провинции имеет блочно-модульную структуру. В каждой региональной провинции выделено 5 инвестиционных блоков. Инвестиционный блок в свою очередь, представлен унифицированными модулями технологической последовательности работ по реализации следующих проектов:

- 1) геологоразведка (ГРР) общерегиональная;
- 2) геологоразведка в компаниях-недропользователях;
- 3) инфраструктурное обустройство и разработка группы нефтяных и газовых месторождений;
- 4) строительство нефте- и газопровода;
- 5) создание мощностей нефтепереработки, газоперерабатывающих и гелиевых комплексов.

Ядром сетевой модели является граф создания и функционирования магистрального трубопровода с директивными сроками ввода мощностей в эксплуатацию. Сетевой граф позволяет осуществить согласование сроков подготовки сырьевой базы добычи углеводородов с вводом в разработку месторождений и мощностей трубопроводов.

Каждая работа сетевого графа отражает совокупность технологий ее выполнения. Технология характеризуется вектором, компонентами которого являются продолжительность выполнения работы, объем выполняемой работы в единицу времени, затраты ресурсов и выпуск продукции, которые представлены функциями, зависящими от времени выполнения работы.

В унифицированных модулях определены узловые события, взаимосвязи между блоками сетевой модели отражены отношения предшествования или синхронности узловых событий отдельных модулей. Это обеспечивает технологическую и временную увязку ввода мощностей производства углеводородного сырья, переработки и транспорта.

Геологоразведка представлена двумя модулями: геологоразведка общерегиональная и геологоразведка в компаниях-недропользователях, что позволяет учесть институциональные и организационные особенности подготовки минерально-сырьевой базы. Общерегиональные ГРР осуществляются специализированными государственными компаниями по заказу МПР РФ, результаты ее деятельности состоят в выявлении структур и ресурсов категории C_3 , C_2 и формировании банка данных программы лицензирования недр. Модуль ГРР в компаниях-недропользователях описывает процесс последовательного выполнения геофизических работ по доразведке и уточнению ресурсов категории C_2 , и подготовки промышленных запасов $B+C_1$. Конечное событие данного модуля является узловым, которое соединяется фиктивными работами с узловыми событиями модуля инфраструктурного обустройства и разработки группы нефтяных и газовых месторождений компании-недропользователя.

Детерминированная сетевая модель инвестиционной программы освоения нефтегазовых ресурсов мегапроекта ВСНГК имеет 370 работ, описывающих инвестиционные процессы в компаниях и регионах и 90 фиктивных работ, отражающих межотраслевые связи между ними.

Оценка основных параметров выполнения программы

Нами проведена серия модельных расчетов для различных сценариев развития ВСНГК и экспортных поставок нефти и газа с использованием сетевой модели Программы на период до 2025 г. (табл. 1). Оптимистический сценарий развития нефтегазового комплекса предполагает высокие уровни добычи и переработки углеводородного сырья и соответственно объемы экспорта в страны АТР. Он основан на гипотезе реализации наиболее благоприятных факторов формирования ВСНГК: высокой подтверждаемости прогнозных запасов нефтегазовых ресурсов, согласованности во времени инвестиционных стратегий добывающих, перерабатывающих компаний и ОАО «Транснефти», участие государства в снижении инновационных рисков компаний – операторов проектов, созданием льготного налогового режима для активизации инвестиционной деятельности. Предполагается рост добычи нефти к 2025 г. до 80 млн т, газа до 70 млрд м³. В целях снижения сроков окупаемости Программы около 70% добываемой нефти и половина добываемого газа направляется на экспорт в страны АТР. Оставшиеся объемы углеводородного сырья будут перерабатываться в самом ВСНГК на крупных нефтегазохимических комплексах Богучанском, Саянском, Южно-Якутском, а также в Приморском крае. Это позволит обеспечить внутренний спрос Восточной Сибири и Дальнего Востока в нефтепродуктах. Прогнозируется прирост мощностей по переработке нефти в размере 12 млн т, а также загрузка сырьем действующих мощностей Ангарского НХК и Ачинского НПЗ. Предполагается выход продукции газохимических комплексов на внутренний и внешний рынки.

Инвестиционная программа освоения нефтяных ресурсов ВСНГК потребует 101,7 млрд долл. США, из них нефтегазопереработка отвлекается 13%, на строительство нефтепровода 18%, на освоение нефтегазовых ресурсов с учетом геологоразведки – 68% (в том числе в Иркутской области – 38%, Красноярском крае – 29%, Республики Саха (Якутия) – 21%). В целом за прогнозный период в результате реализации программы ВСНГК будет создана вновь добавленная стоимость в размере 478 млрд долл. США, свыше 80% которой образуют валовые региональные продукты субъектов Федерации Сибири и Дальнего Востока: в Республике Саха (Якутия) – 34%, Иркутской области – 28% и Красноярском крае – 19%. Срок реализации инвестиционной программы мегапроекта освоения прогнозных ресурсов ВСНГК составляет 15 лет.

Исследовано влияние различных вариантов результативности геологоразведочных работ на доходы участников программы и регионов, эффективность и сроки реализации инвестиционной программы ВСНГК. Выявлено, что на критическом пути находятся общерегиональные геологоразведочные работы в Иркутской области, финансируемые из федерального бюджета, подготовка запасов нефтяными компаниями – недропользователями Республики Саха (Якутия). Проекты общерегиональной геологоразведки сдерживают темпы и масштабы освоения нефтяных ресурсов и они должны стать объектами управления со стороны государства.

При благоприятных коэффициентах успешности геологоразведочных работ в ВСНГК добывающие компании смогут нарастить мощности по добыче нефти до 80 млн т в год к 2020 г., что обеспечит максимальную загрузку трубопровода в соответствии с директивными сроками поставок сырья на экспорт.

Пессимистический сценарий добычи и экспорта углеводородов (табл. 1) нами получен как результат развертывания во времени инвестиционной программы развития нефтегазового комплекса на сетевой модели при:

- ✓ экстраполяции фактически сложившихся темпов, объемов и результативности геологоразведочных работ в первое пятилетие¹;

- ✓ сохранении низкого уровня координации во времени инвестиционных решений государственных органов управления и добывающих компаний по подготовке минерально-сырьевой базы, реализации проектов создания региональной и промышленной производственной и транспортной инфраструктуры (современных организационно-экономических рисков формирования ВСНГК).

¹ В настоящее время порядка 30% прогнозных ресурсов при дальнейшем их изучении переходят в категорию запасов

Таблица 1

**Сценарии развития нефтегазового комплекса в Восточной Сибири
и Республике Саха (Якутия)**

Отрасли	Оптимистический				Пессимистический			
	2010	2015	2020	2025	2010	2015	2020	2025
Нефтяной сектор								
Добыча нефти, в т.ч.:	9	50	70	80	9	23	35	50
Иркутская область	3	22	30	35	3	6	10	17
Красноярский край	5	18	25	25	5	10	15	20
Республика Саха (Якутия)	1	10	15	20	1	7	10	13
Экспорт нефти	5	40	50	50	5	15	10	30
Газовый сектор								
Добыча природного газа, млрд м ³	9	60	70	70	9	35	40	40
Экспорт газа, млрд м ³		35	35	35	0	30	25	25
Добыча гелия, млн м ³		180	212	212		108	150	150
Закачка гелия в ПХГ, млн м ³		170	198	198		90	138	138
Экспорт гелия, млн м ³		9	12	12		9	10	10
Переработка								
Объем нефтепереработки, млн т		10	30	30	2	5	13	13
Объем газопереработки, млрд куб. м		25	35	35		5	15	15
Производство этилена, млн т		1,1	2	3,4		1,25	2,5	2,5
Производство пропан-бутановой смеси, млн т		1,0	1,6	2,3		1,25	2,5	2,5

Эти временные и ресурсные ограничения, по нашим расчетам, растягивают инвестиционную программу ВСНГК в целом на 5 лет (длина критического пути программы выросла на 5 лет за счет увеличения продолжительности пионерного этапа освоения месторождений Иркутской области и Республики Саха (Якутия)). Сдвинулись на более поздние сроки начала и окончания инвестиционных проектов по обустройству месторождений. В Эвенкии добыча может быть начата только с 2025 г. В результате в ВСНГК этап интенсивного развития нефтяной промышленности смещается с 2010 на 2015 гг., а ожидаемая добыча нефти в ВСНГК в период до 2025 г. будет в 3 раза меньше прогноза Энергетической стратегии России. В этих условиях в 2025 г. добыча нефти достигнет уровня 32 млн т.

Возможности экспорта нефти ВСНГК сократятся в 4 раза по сравнению с оптимистическим сценарием в условиях приоритета обеспечения внутренних сырьем нефтеперерабатывающей промышленности Восточных регионов России. В этой ситуации для обеспечения полной загрузки мощности нефтепровода ВСТО предполагается сохранение транзитных потоков нефти из Западной Сибири на уровне 30 млн т, а максимально возможная загрузка трубопровода ВСТО будет находиться на уровне 55 млн т.

В пессимистическом сценарии интегральные инвестиции снизятся в 1,8 раза, до 62 млрд долл., соответственно сократится и интегральный экономический эффект Программы, по нашим расчетам, до 106,4 млрд долл. США. Основной эффект – 75 млрд долл. формируется в виде ВРП преимущественно в Республике Саха (Якутия) и Иркутской области, 31,4 млрд долл. – интегральные экспортные пошлины.

Предлагаемый подход позволил оценить влияние инвестиционных стратегий компаний и геологических рисков на эффективность экспорта нефти. В целом по Программе ВСНГК прирост интегральных доходов в результате дополнительных поставок 1 тонны нефти на экспорт в страны АТР составляет 390 долл./т², которые в соответствии с существующей системой бюджетных отношений распределяются между государственным бюджетом и инвесторами в следующей пропорции:

- 74% (290 долл./т) – зачисляются в федеральные и региональные бюджеты;
- 26% – (100 долл./т) – остаются у инвесторов.

¹ Эффект оценен при средней цене на нефть марки Urals на рынках стран АТР – 60 долл./барр., экспортная пошлина на нефть – 55% от цены нефти на мировом рынке.

Каждый доллар, вложенный в повышение результативности геологоразведочных работ в виде прироста запасов, позволит получить дополнительный доход от экспорта нефти в размере 0,71 долл.

Формирование Восточно-Сибирского нефтегазового комплекса даст импульс развитию экономики Восточной Сибири, ее интеграции с Дальним Востоком и развивающимся Азиатско-Тихоокеанским регионом. При реализации благоприятных факторов развития ВСНГК обеспечит прирост ВРП Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) в объеме 227 млрд долл. США в 2010-2025 гг.

Наши исследования показали, что для повышения эффективности инвестиционной Программы ВСНГК Правительству РФ необходимо сосредоточить основное внимание на создание механизмов государственно-частного партнерства, экономических стимулов, налоговых каникул и нейтрализацию инновационных рисков компаниям, привлекающим инновационные технологии в поисковые и геологоразведочные работы. В 2008-2009 гг. Правительством РФ сделаны важные шаги в этом направлении. Приняты решения по участию государства в освоении нефтегазовой провинции и снижении инвестиционных рисков добывающих компаний и «Транснефти»:

- снижены экспортные пошлины и отменен на 15 лет налог на добычу полезных ископаемых для нефтяных компаний, осваивающих месторождения Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия);
- заключены российско-китайские соглашения о предоставлении «Транснефти» и «Роснефти» кредита на 25 млрд долл. сроком на 20 лет в счет долгосрочных поставок нефти в КНР. Ставка кредита не превысит 5 % годовых. Россия в свою очередь обязуется в течение 20 лет поставлять в Китай ежегодно 15 млн т нефти;
- создана дополнительная система финансирования строительства нефтепровода ВСТО. Минфин России одобрил выпуск облигаций «Транснефти», выкупить которые должны государственные и частные банки.

Аппарат сетевых моделей позволяет выявить резервы времени для согласования инвестиционных намерений компаний и оценить требуемые федеральные и региональные дополнительные ресурсы для повышения интенсивности и результативности работ в реализации проектов компаний.

Предлагаемая методология может быть положена в основу разработки долгосрочной инвестиционной Программы крупномасштабных Мегaproектов освоения углеводородных ресурсов и использована государственными межведомственными комиссиями при Правительстве РФ, Минпромэнерго РФ, Минрегионразвития РФ и Федеральных округов как организационно-экономический механизм координации инвестиционных проектов-участников Программы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Герт А.А., Мельников П.Н., Немова О.Г. и др. Сырьевая обеспеченность нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан // Регион: Экономика и социология, 2006, №4, с. 200-208.
2. Галичанин Е. Не числом, а умением сырья //Мировая энергетика. – 2007 – № 8 (44). – С. 20–21.
3. Кин А.А. Акцент на нерешенные проблемы топливно-энергетического положения региона России в 2000-2006 гг.// Регион: Экономика и социология, 2007, №2, с. 252-255.
4. Конторович А.Е., Коржубаев А.Г. Прогноз развития новых центров нефтяной и газовой промышленности на Востоке России и экспорта нефти, нефтепродуктов и газа в восточном направлении// Регион: Экономика и социология, 2007, №1, с. 210-229 .
5. Пляскина Н.И. Прогнозирование комплексного освоения недр перспективных нефтегазодобывающих районов: (методология и инструментарий) //Проблемы прогнозирования. – 2008. – №2, с. 72-93.
6. Харитонов В.Н., Вижина И.А. Эффективность стратегий и региональные риски формирования Восточно-Сибирского нефтегазового комплекса // Проблемы прогнозирования. – 2009. – № 5. – С. 85-98.

СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ГАЗА ЗА СЧЕТ ОПТИМИЗАЦИИ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЦЕНТРОБЕЖНЫХ КОМПРЕССОРОВ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ (ГПА)

Ю.Б. Галеркин, К.В. Солдатова

Санкт-Петербургский государственный политехнический университет,
г. Санкт-Петербург, Россия

Центробежные компрессоры Газпрома в 2000 г. потребляли энергии стоимостью 6,5 млрд долл. США в год по мировым ценам 2000 г. [1]. Соответственно, повышение КПД типичного компрессора ГПА мощностью 16 МВт на 1% при современных ценах дает годовую экономию более 100 тыс. долларов США. В газовой промышленности РФ работает более 4000 центробежных компрессоров с общей мощностью примерно 43 млн кВт. [2]. Большинство этих машин спроектировано и построено в середине прошлого столетия и их КПД и форма газодинамических характеристик не соответствуют современным возможностям.

Кафедра КВХТ имеет уникальные возможности оптимального газодинамического проектирования центробежных компрессоров. Компьютерные программы Метода универсального моделирования основаны на моделях течения, разработанных в результате интенсивных исследований, проблемной лаборатории компрессоростроения, созданной по решению Правительства в середине прошлого столетия. Используются результаты физических экспериментов на мощных стендах для испытания моделей центробежных компрессоров, не имеющие мирового аналога измерения внутри вращающихся со скоростью до 350 м/с роторах компрессоров, визуализация течения, расчеты невязкого и вязкого потока. Компьютерные программы позволяют оптимизировать количество ступеней, скорость вращения ротора, основные соотношения размеров проточной части и форму лопаточных аппаратов. Расчет газодинамических характеристик спроектированного компрессора настолько точен, что обязательный ранее этап экспериментальной проверки на моделях стал не нужен [3].

Кафедра была привлечена к созданию компрессоров ГПА нового поколения в середине 1990-х гг. в рамках программы «Урал-Газпром», сотрудничая с традиционными производителями и предприятиями, привлеченными по программе конверсии. Последним была оказана методическая помощь, вплоть до передачи компьютерных программ Метода универсального моделирования. Для отечественных и некоторых зарубежных производителей кафедра КВХТ разработала газодинамические проекты компрессоров ГПА с количеством ступеней 1-8, в диапазоне мощностей 4000-25000 кВт, при конечном давлении до 16 МПа. С учетом более ранних проектов в газовой промышленности РФ и других стран работает более 300 центробежных компрессоров пятидесяти типоразмеров с общей установленной мощностью почти 4,5 млн кВт, созданных с участием кафедры КВХТ. По оценке специалистов [1], средний эксплуатационный КПД этих машин на 3-4% больше, чем у машин, находящихся в эксплуатации.

Хорошая точность моделирования рабочего процесса позволила обеспечить соответствие заданных параметров, проверенных в процессе приемосдаточных испытаний при передаче компрессоров Заказчикам. В результате кафедра КВХТ располагает сейчас банком данных по характеристикам 98 ступеней в широком диапазоне геометрии

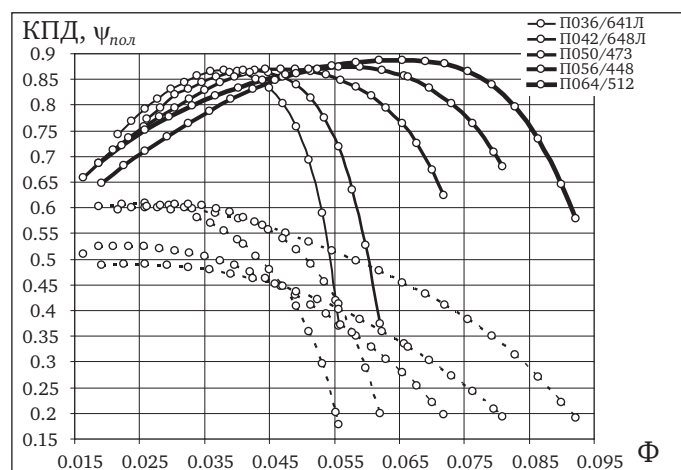


Рис. 1. Безразмерные характеристики КПД, коэффициент напора – коэффициент расхода нескольких ступеней компрессоров нового поколения: сплошная линия – КПД, штриховая линия – коэффициент политропного напора

ческих и газодинамических параметров. На рис. 1 показано, что максимальный КПД ступеней с наиболее благоприятными соотношениями параметров проектирования почти достиг 90%. Для центробежных ступеней это беспрецедентно высокая эффективность. Наличие этих данных в дополнение к компьютерным программам метода универсального моделирования дает дополнительные возможности быстрого создания высокоэффективных компрессоров. Работа по созданию новых центробежных компрессоров для российской промышленности продолжается.

ЛИТЕРАТУРА

1. Васильев Ю.С. (СПбГТУ), Родионов П.И. (ОАО «ГАЗПРОМ»), Соколовский М.И. (ОАО НПО «Искра»). Высокоэффективные центробежные компрессоры нового поколения. Научные основы расчета, разработка методов оптимального проектирования и освоение производства. «Промышленность России», № 10-11. Октябрь-ноябрь 2000 г., М., стр. 78-85.

2. Шайхутдинов, А.З., Барцев И.В., Огнев В.В. Состояние и перспективные направления развития и применения техники и технологий компримирования газа. Труды 11-го международного симпозиума «Потребители-производители компрессоров и компрессорного оборудования». СПб, 2005.

3. Галеркин и др. Труды научной школы компрессоростроения СПбГТУ. Под редакцией проф. Ю.Б.Галеркина. Санкт-Петербург, 2005, 496 с.

О ПЕРЕВОДЕ КОТЕЛЬНОЙ СТУДЕНЧЕСКОГО ГОРОДКА СФУ НА КОГЕНЕРАЦИЮ

Л.Н. Подборский

ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет» ИГУРЭ, г. Красноярск, Россия

В современной энергетике актуальным направлением является реконструкция многочисленных котельных с переводом их на когенерацию. В когенерационном цикле электроэнергия вырабатывается только на тепловом потреблении при полном отсутствии потерь в холодном источнике. Это значительно увеличивает коэффициент использования тепла топлива (на 10-15%). Кроме того, в котельных появляется резервный источник питания электроэнергией, что требуют строительные нормы и правила. Для осуществления когенерационного цикла в котельных наиболее целесообразно использовать паровые турбины с противодавлением. Этот вариант обеспечивает наименьшие затраты на реконструкцию и наименьшие удельные расходы топлива на выработку электроэнергии. Для отопительных котельных, в которых установлены паровые котлы с давлением 1,3 МПа, он особенно выгоден, поскольку это давление дросселируется до необходимых 0,12-0,2 МПа без совершения работы.

В этом плане представляет интерес вариант реконструкции отопительной котельной студенческого городка Сибирского федерального университета. Котельная покрывает нагрузку отопления и горячего водоснабжения. В котельной установлено 4 котла ДКВР-4-13 с параметрами $D=4$ т/час, $P=1,3$ МПа, $t=250^{\circ}\text{C}$. Нагрев теплофикационной воды осуществляется паром в сетевом подогревателе. График тепловой сети 110/70 $^{\circ}\text{C}$. Для нагрева воды до необходимой температуры 110 $^{\circ}\text{C}$ необходимо значительно меньшее давление (от 0,15 до 0,2 МПа). Поэтому котлы или работают с пониженным давлением $P=0,7$ МПа, т.е. с недогрузкой, или разность давлений от 1,3 МПа до 0,15-0,2 МПа снимается путем дросселирования пара с безвозвратной потерей потенциальной энергии, составляющей 370-400 кДж/кг. Если эту энергию использовать в паровых противодавленческих турбинах, то их мощность может достигать 900-1000 кВт. После турбин пар с давлением 0,15-0,2 МПа будет отдавать тепло в сетевом подогревателе теплофикационной воде. Турбогенераторы малой мощности Р-0,25-1,3/0,15 для данной реконструкции предлагает ООО «Ютрон-Паровые турбины», г. Смоленск. В комплект входит малогабаритная одноступенчатая паровая турбина со ступенями скорости, генератор с воздушным охлаждением напряжением 400 Вольт, система управления и контроля. Установка монтируется на общей раме. Поскольку габариты и вес оборудования невели-

ки, оно не требует сколько-нибудь серьезного фундамента и устанавливается на полу. Система маслоснабжения отсутствует. Подшипники качения турбины и генератора работают на консистентной смазке. Громоздкая конденсационная установка с системой технического водоснабжения также отсутствует, поскольку отработавший в турбине пар конденсируется в сетевом подогревателе. Усложнения технологической схемы котельной практически не происходит. Турбинное отделение располагается в небольшой пристройке. Стоимость турбоагрегата в комплекте составляет 6000000 руб., включая НДС. Эксплуатационные затраты составляют 30000 руб./год с НДС, себестоимость вырабатываемой электроэнергии в несколько раз ниже тарифа (около 0,01 долл. США/кВт* час). Срок окупаемости подобных реконструкций составляет 2 года. Паровая производительность котельной позволяет установить три турбоагрегата с суммарной мощностью 750 кВт. Это полностью обеспечит электроснабжение собственных нужд котельной (вентиляторов, дымососов, сетевых насосов, механизмов топливоподачи и пр.), создаст резервный источник питания, а при наличии специальных устройств и по согласованию с энергоснабжающей организацией позволит продавать излишки электроэнергии в общую сеть. Часть турбогенераторов можно также использовать в учебном процессе на теплоэнергетическом факультете.

ЛИТЕРАТУРА

1. Боровков В.М., Бородин О.А. Развитие малой энергетики как элемент стратегической программы и энергосберегающей политики России. Известия Академии наук.

ПРОБЛЕМА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ СМЕЩЕНИЯ СВЕТОВОГО ПЯТНА НА ВЕЧЕРНИЙ МАКСИМУМ ЭЛЕКТРОНАГРУЗКИ В ЛЕТНИЙ ПЕРИОД В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ КАК СРЕДСТВА ЭКОНОМИИ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

А.Ю. Чудновец

ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет» ИГУРЭ, г. Красноярск, Россия

Одним из элементов повышения эффективности энергетики России является переход на летнее время. Перевод часов на летнее время в современной России осуществляется, начиная с конца 80-х годов.

Перевод стрелок предназначен для смещения светового пятна относительно декретного времени в сторону вечера. Этим достигается то, что по декретному времени, которое указывается на наших часах, астрономический полдень наступает не в двенадцать часов, а на два часа позже, в четырнадцать часов декретного времени.

Переход на летнее время запланировано производит смещение светового пятна еще на один час в сторону вечера на весь летний период, с марта и до октября. С октября происходит переход назад, к зимнему времени (схема 1). Таким образом, если зимой Россия живет со смещением декретного времени с астрономическим на один час, то летом астрономический (реальный) полдень наступает на два часа позже. Летом перемещение солнца в зенит наступает на два часа позже, или в два часа дня по декретному времени. Этим достигается то, что летом на два часа позже наступает восход солнца утром и на два часа позже происходит закат солнца вечером.

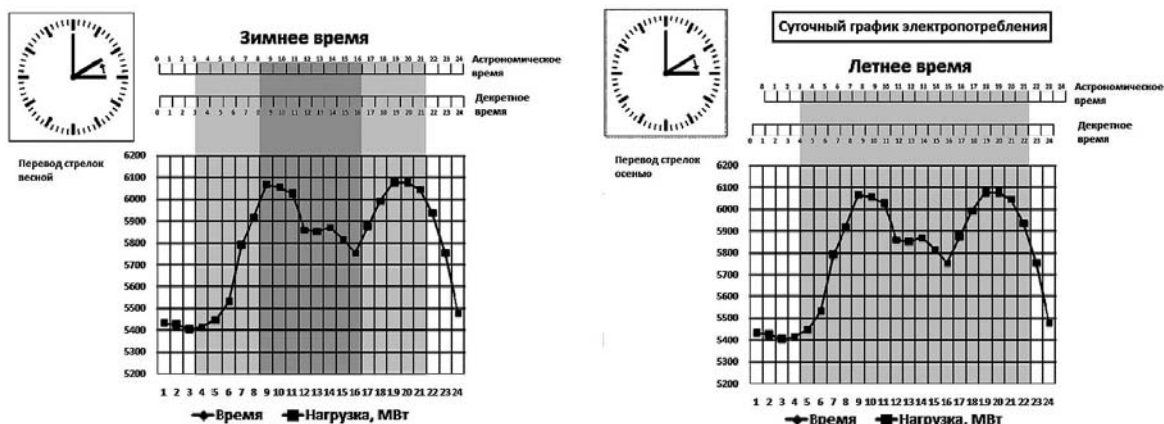
Механизм смещения светового пятна дня на вечерний максимум электрической нагрузки изображен на схеме 1.

Но следует заметить, что в Российской Федерации проблемы с электроснабжением и отоплением существуют отнюдь не в летнее время. Летом наблюдается избыток генерирующих мощностей в энергосистемах, избыток энергетических ресурсов, более того, уже функционирующие энергетические мощности не востребованы. Особенно наглядно это можно увидеть на примере красноярской энергосистемы. [1, 2]. В летние периоды, из года в год, останавливается Березовская ГЭС мощностью в 1600 МВт, это мощность, которая не востребована в летний период. Но и это не спасает от избытка энергии в летний период, так на Красноярской и Саяно-Шушенской ГЭС

каждым летом происходит сброс воды. Сливаются большие объемы воды, энергетически эквивалентные или гораздо больше всей экономии по стране от перехода на летнее время.

Так в советское время на очередном съезде КПСС руководитель Красноярского края заявил, что усилиями тружеников края за пятилетие сэкономлено порядка 2,2 млрд кВт часов электроэнергии. Но, в то же время, простой расчет показал, что в течение недели из водохранилища Красноярской ГЭС было слито, минуя турбины, излишней воды, энергетический эквивалент которой был равен всей сэкономленной за пятилетие электроэнергии.

Получается парадокс, что кто-то экономит электроэнергию летом, а в это время происходит ее слив без энергетической сработки. Кроме того, уже ряд лет летом производится остановка одной из самых мощных тепловых электростанций страны, Березовской ГРЭС.



Таким образом, отказ от перехода на летнее время не приведет к дефициту электроэнергии, а только сократит непроизводительные сбросы и простои энергетических мощностей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Чудновец А.Ю. Организация экономического регулирования электропотребления промышленности (на примере электроемких производств). Диссертация на соискание ученой степени кандидата экономических наук. Научный руководитель: доктор экономических наук, профессор Багиев Г. Л. Ленинградский ордена «Знак Почета» инженерно – экономический институт имени П.Тольятти. Ленинград 1988. 120 с.

2. Чудновец А.Ю., Токарская М.В., Гапончик О.А. Анализ влияния смещения светового пятна на объёмы электропотребления (тезисы). Экономика и управление в современных условиях: материалы международной заочной научно-практической конференции / НОУ СИБУП. – Красноярск, 2009. – Часть II. – 289с. (с. 248-253).

О СЫРЬЕВОЙ БАЗЕ ПРОИЗВОДСТВА ПЫЛЕУГОЛЬНОГО ТОПЛИВА ДЛЯ ВДУВАНИЯ В ГОРН ДОМЕННЫХ ПЕЧЕЙ

М.Б. Школлер, Н.С. Князев, А.С. Полосухин, О.И. Саблина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Новокузнецкий филиал, г. Новокузнецк, Россия

Снижение расхода кокса на получение чугуна является одним из ключевых направлений энергосбережения в черной металлургии.

Для этого в зарубежной практике получило широкое распространение технология получения чугуна с вдуванием пылеугольного топлива (ПУТ) в горн доменных печей. Достигнуто снижение расхода кокса на 30-40% кокса. В СССР такая технология постоянно применялась лишь на одной доменной печи Донецкого металлургического завода (ДМЗ) [1], на металлургических предприятиях РФ такая практика отсутствует вообще, а для экономии 20% кокса используется вдувание в горн природного газа, который в России значительно дешевле других видов углеводородного топлива. В настоящее время этот перекокс в ценах устраняется и у собственников металлургических предприятий появился интерес к технологии с вдуванием ПУТ.

Одной из особенностей этой технологии является необходимость организации в доменной печи высокоскоростной газификации угольных частиц, находящихся в окислительной зоне в течение 0,01 с. Для этого нужны низкосольные и низкосернистые угли с невысоким выходом летучих веществ, твердый остаток пиролиза которых бы имел повышенную реакционную способность. Это обеспечивает высокий коэффициент замены кокса и устойчивую работу агрегата.

Нами исследован широкий круг низкосольных низкосернистых углей Кузнецкого бассейна и Канско-Ачинского буроугольного бассейна (КАБ), изучены свойства твердых остатков их высокотемпературного высокоскоростного пиролиза [2,3].

Показано, что комплексом оптимальных свойств обладает мелкозернистый полукокс (БПК), полученный из бурых углей КАБ, особенно, добываемых на крупнейшем разрезе «Березовский». Этот вывод подтверждается результатами, проведенных с нашим участием промышленных испытаний на доменной печи №1 Западно-Сибирского металлургического комбината [4] и расчетами, выполненными в Донецком Национальном университете Украины – разработчиками технологии с применением ПУТ на ДМЗ. Перспективной признана технология производства ПУТ из смеси высокометаморфизованных кузнецких каменных углей марок А и Т с БПК, разработанная нами совместно с фирмой «Сибтермо» (г Красноярск) [1,5].

Из этих расчетов следует, что рынок БПК для черной металлургии России и СНГ может составить к 2012 от 2,6 до 8,0 млн т/год.

В настоящее время производство БПК существует в объеме 10-30 тыс. т /год по технологиям, разработанным фирмой «Сибтермо» (Красноярск), в г. Красноярске и разрезе «Березовский».

С учетом прогнозируемого спроса на БПК только для доменного процесса необходимо развивать исследования и проектно-конструкторские работы по созданию более крупнотоннажного производства БПК на основе упомянутых технологий. По нашему мнению, также перспективным представляется адаптация технологии переработки сланцев, разработанной ЭНИН, к производству БПК. Энерготехнологическая установка по переработке сланцев (УТТ-3000) производительностью более 1 млн т сланцев/год, построенная по проекту С-Петербургского «Атомтеплоэнергопроекта», успешно функционирует на протяжении более 5 лет в Эстонии [6].

ЛИТЕРАТУРА

1. Использование буроугольного полукокса в качестве пылеугольного топлива в доменной плавке // Исламов С. Р., Ярошевский С. Л., Кузин А. В., Афанасьева З. К. Донецк УНИТЕХ. 2008. 68. с.
2. Особенности пиролиза кусковых углей в условиях металлургических процессов / Волынкина Е. П., Школлер М. Б., Белихмаер Я. А. // Кокс и химия. – 1991. – 7. – С. 2-5.
3. Комплексная оценка полукокса скоростного пиролиза бурых углей (БПК) в качестве пылевидного топлива для вдувания в горн доменной печи / Школлер М. Б., Волынкина Е. П. // Кокс и химия, 1992. – №5. – С. 20-24
4. Сырьевая база производства пылеугольного топлива для вдувания в горн доменных печей / Школлер М. Б., Степанов С. Г., Исламов С. Р. // Труды международной научно-технической конференции «Пылеугольное топливо – альтернатива природному газу при выплавке чугуна», г. Донецк, 18-21 декабря 2006 г. - Донецк: УНИТЕХ, 2006. – С. 144-151
5. Патент на изобретение №2320700 «Способ получения пылеугольного топлива и установка для осуществления способа» / Школлер М. Б., Степанов С. Г., Исламов С. Р. Б.И., 2008, №9
6. Энерготехнологическая переработка топлив твердым теплоносителем / Блохин А. И., Зарецкий М. И., Стельмах Г. П., Фраймен Г. В. // М.: Теплый стан 2006. 336с.

ТЕХНОЛОГИЯ ПОЛУЧЕНИЯ СПЕЦИАЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ЭЛЕКТРОУГОЛЬНЫХ ИЗДЕЛИЙ И ОГНЕУПОРНЫХ МАСС

М.Б. Школлер, В.В. Щеглов, О.В. Михайлова, К.С. Гончаров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Новокузнецкий филиал, г. Новокузнецк, Россия

Основным видом такого рода каменноугольных материалов является пек, получаемый из смолы – побочного продукта высокотемпературного коксования каменных углей.

По данным Research Group-Info Mine, в России в 2002 году было произведено 680,7 тыс. т. пека, в то же время импорт пека и пекового кокса составили соответственно 154508 и 115717 т.

Количество вырабатываемого пека находится в непосредственной зависимости от потребности черной металлургии в коксе. Эта потребность в ближнесрочной, и тем более в среднесрочной перспективе, будет уменьшена на 30-40% в результате широкомасштабного внедрения технологии получения чугуна с вдуванием в горн доменных печей пылеугольного топлива. Поэтому можно предположить, что предложения на рынке пека и пекового кокса будут значительно меньше потребности в них черной и цветной металлургии.

В России не практикуется получение пека для производства анизотропного, игольчатого кокса (ИГК), обладающего низким коэффициентом термического расширения и высокой электрической проводимостью, низким содержанием серы.

Для изготовления такого рода электроугольных изделий и огнеупорных масс, работающих при высоких температурах, и в режиме «нагрев-охлаждение» требуется особого вида жидкое связующее нефтяного или угольного происхождения, обладающее мезогенными свойствами, т.е. способностью при нагреве до 600°C, образовывать крупные сферулы с правильной ориентацией. В зарубежной практике коксохимический пек для формирования в нем мезофазы подвергается очень сложной переработке. Между тем, общепризнано, что пластическая масса коксующихся углей с высокими показателями спекаемости изначально имеет подобную, структуру.

Нами предложен способ стабилизации, пластического состояния таких углей путем их термического растворения в маслах коксохимической смолы, обладающих свойствами донора водорода [1, 2].

Процесс термического растворения некоксующихся углей достаточно полно разработан [3], что же касается углей со спекающими свойствами, то в литературе какие-либо сведения отсутствуют.

Нами на Западно-Сибирском металлургического комбината (ОАО ЗСМК) в лабораторных условиях были проведены предварительные исследования по созданию способа стабилизации пластического состояния углей. Экспериментальная часть выполнялась на специально созданной установке с оборудованием для тонкого помола угля (0-80 мкм), приготовления органо-угольной пасты, реактором (объем 300 мл), снабженным мешалкой и обогревательной печью.

В качестве сырья использовали коксующийся угли, марки, ГЖ с толщиной пластического слоя 24 мм. Его смешивали с определенной частью растворителя – антраценовой фракцией смолы коксования. Приготовленную таким образом пасту помещали в реактор, нагретый по условиям опыта до температур 210-350°C, добавляли остальную часть растворителя до заданного массового соотношения и осуществляли изотермическую выдержку в течение 10-60 мин под регулируемым давлением выделяющихся летучих веществ. Степень конверсии угля в пекоподобный продукт составляла 85-90%.

Качество полученных продуктов оценивалось по общепринятым показателям, характеризующих свойства традиционного связующего для огнеупорных масс – высокотемпературного пека, как температура размягчения в том числе содержание веществ, нерастворимых в хинолине (ВНРХ), содержание веществ, нерастворимых в толуоле, зольность, выход летучих веществ. На дифрактометре ДРОН-2 был осуществлен рентгеноструктурный анализ.

Рентгеноструктурный анализ продуктов растворения и высокотемпературного пека, показал, что продукт растворения угля марки ГЖ обладает наилучшими параметрами структуры.

Весьма примечательным является и тот факт, что при примерно одинаковом уровне температур размягчения пека и продукта растворения угля марки ГЖ, содержание в последнем веществ, нерастворимых в хинолине, ниже более чем 2,5 раза.

Было показано, что уже при достаточно низкой температуре наблюдается значительная степень конверсия органической массы в присутствии растворителя, которая достигает максимума при 300°C. Дальнейшее повышение температуры приводит к развитию реакций поликонденсации, о чем свидетельствует увеличение содержания веществ, нерастворимых в хинолине, и ухудшение структуры получаемого продукта.

Аналогичные тенденции проявляются при увеличении времени контакта. В интервале 30-60 мин повышается выход веществ, нерастворимых в хинолине и ухудшаются показатели, характеризующие структуру продукта.

Влияние продукта растворения угля марки ГЖ на эксплуатационные свойства огнеупорных материалов было показано при изготовлении образцов доменной леточной массы. Прочность каркаса обожженного изделия из массы обеспечивается за счет присутствия в ее составе 15-16% пека с высокой температурой размягчения

Поскольку в составе шихты для ее производства содержится более 50% минеральных компонентов, то проведение дешламации полученного продукта не представлялось целесообразным.

Испытания в огнеупорной лаборатории (ОАО ЗСМК) показали, что замена пека опытным продуктом привела к увеличению прочности обожженных образцов леточной массы в 2,5-3 раза, значительно меньшему изменению подверглись при обжиге и геометрические размеры образцов, полученных с использованием заменителя пека.

На способ получен патент. Предлагается проведение работ по его совершенствованию способа для получения из данного продукта игольчатого кокса (ИГК) и других высокоструктурных углеродных материалов. Проработана технологическая схема и предварительный бизнес-план организации производства материала и получения ИГК из него в количестве 6000 т ИГК/год.

Приглашаем к сотрудничеству всех желающих.

ЛИТЕРАТУРА

1. О производстве специальных каменноугольных связующих / Школлер М. Б., Прошунин Ю.Е. // Кокс и химия. – 2008. – №1. – С. 12-15.
2. Способ получения пекообразного продукта из угля / Школлер М.Б., Базегский А. Е., Салтанов А.В, Зоткина Н. А., Иванов В. П. // Пат. № 2181746. С10G1/04 – Россия. – Заявлено 07.08.2000. – Оpub. 27.04. 2002.
3. Термическое растворение твердых горючих ископаемых / Горлов Е.Г. // Химия твердого топлива. – 2007. – №5. – С. 41-50.

ТЕРМОХИМИЧЕСКИЙ СПОСОБ ОКУСКОВАНИЯ ДИСПЕРСНЫХ МАТЕРИАЛОВ

М.Б. Школлер, Е.А. Прокопович, С.В. Князев, В.И. Лебедев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Новокузнецкий филиал, г. Новокузнецк, Россия

Мелкозернистый буроугольный полукокс, получаемый из углей Канско-Ачинского бассейна по технологиям, разработанным фирмой «Сибтермо», характеризуются невысоким содержанием серы (0,3-0,5) %, и минеральных включений (5-10 %), низкой температурой воспламенения (150-200 °С), повышенной химической активностью. При несомненных достоинствах по отмеченным качественным показателям малые крупность и плотность насыпной массы порождают проблему создания специальных видов железнодорожного транспорта для поставки крупнотоннажным потребителям мелкозернистого углеродистого продукта. Кроме того, для некоторых металлургических и химических процессов (производство ферросплавов, фосфора, карбида кальция и др.) требуется углеродистый восстановитель с аналогичными свойствами, но более крупной кусковатости.

Одной из широко известных технологий окускования мелкозернистых материалов является брикетирование со связующим.

Для получения бездымного бытового топлива можно использовать традиционную технологию брикетирования со связующим.

Однако следует отметить, что на сегодняшний день имеется ограниченное количество связующих веществ, приемлемых для промышленного использования: нефтебитум, меласса, лигносульфонаты, гораздо реже жидкое стекло и совсем редко цемент. Ни один из этих материалов не обеспечивает универсально положительного решения с точки зрения потребительских свойств конечного продукта. Кроме того, по данным ВУХИНа [1] на получение прочных брикетов из буроугольного полукокса из-за высокой пористости расходуется связующего в 1,5-2 раза больше, чем при брикетировании угля.

Нами по заказу фирмы «Сибтермо» разработан способ химико-термического окускования буроугольного полукокса с получением углерод-углеродных композитов.

Его принцип заключается в следующем [2, 3].

Полукокс, выходящий из реактора с температурой 700-800 °С, выполняет функцию твердого теплоносителя для нагрева в специальном смесителе коксующегося угля до температуры максимального размягчения пластической массы. Соотношение компонентов для достижения поставленной задачи рассчитывается на основе совместного решения уравнений материального и теплового баланса смесителя.

Для получения композитов была создана экспериментальная установка, использовалась смесь: БПК «Сибтермо» (класс 0-3 мм) – 70 %, концентрат ГЖ (смесь углей марок Г и Ж) Кузнецкой ЦОФ крупностью 3-0 мм, толщиной пластического слоя 24 мм.) – 30 %.

Запасы углей этих марок в Кузнецком, Якутском и Улугхемском угольных бассейнах весьма значительны.

Температура нагрева БПК ($T_{пк}$) был задана на уровне 800 °С, что соответствует возможностям технологии «Сибтермо».

При непосредственном контакте твердого теплоносителя с углем нагрев происходит в высокоскоростном режиме, что, как известно [6], приводит к значительному снижению газообразования, увеличению выхода нелетучих жидкоподвижных продуктов.

Реактор с навеской буроугольного полукокса (БПК) (35 г) помещали в шахтную электропечь, где осуществляли ее нагрев до 800 °С. По достижении этой температуры в микрореактор засыпали концентрат ГЖ (15 г) и осуществляли его перемешивание с полукоксом в течение 30-40 секунд. Скорость нагрева угля составляла 700-800 °/мин.

За этот промежуток времени происходило падение температуры смеси с 800 до 550 °С. При этом, отмечалось непродолжительное сильное газовыделение в интервале температур от 800 °С до 600 °С и незначительное газовыделение в интервале температур от 600 °С до 550 °С. При дальнейшем падении температуры смеси ниже 550 °С газовыделение полностью прекращалось. Затем по-

лученную смесь перегружали в предварительно обработанную изнутри графитовой смазкой обогреваемую матрицу (температура матрицы 330-360 °С). На высыпанную смесь сразу же ставили пуансон, и после изотермической выдержки в течение 20-30 сек. матрицу помещали на платформу машины сжатия. Применяемое давление на матрицу – 100 кН. Конечная температура смеси, при загрузке в матрицу и время необходимое для получения готовой формовки составляли 410-430 °С и 120 секунд соответственно.

Выданный из матрицы композит охлаждали в слое песка до температуры окружающей среды. Потеря по массе композита от первоначальной массы смеси (50 грамм) усреднено составляла 14,0%. Полученные композиты испытывали на прочность согласно ГОСТ 21289-75 на машине для испытания на сжатие ИП-6012-1000-1. Качественная характеристика композитов: $A^d = 9,1\%$; $V^{daf} = 9,2\%$. Прочность на сжатие 85 кг/см².

Результаты наших исследований а также работы, проведенные ранее в Институте горючих ископаемых (ИГИ) и Днепропетровском металлургическом институте (ДМетИ) [4] позволяют предположить, что принцип термохимического окусковывания углерод-углеродных материалов может быть также применен в производстве минерально-углеродных композитов для использования в качестве компонентов шихты материалов в различных металлургических и химических процессах.

Приглашаем к сотрудничеству всех желающих.

ЛИТЕРАТУРА

1. Получение брикетного и коксобрикетного топлива из бурого угля /Еркин Л.И., Рывкин И. Ю., Нефедов П. Я.. // В сб. «Подготовка и коксование углей». Свердловск: ВУХИН. – 1967. – Вып. VII. – С. 422-429.
2. Способ получения формованного кокса и углеродистого восстановителя. / Школлер М. Б. и др //А.С. СССР № 388609. – 06.04.1973.
3. Установка для получения углекоксовых композитов на основе буроугольного полукокса и коксующихся углей..// Свидетельство о регистрации ноу-хау № 002.08.А от 14.07.2008. – ГРНТИ: – 61.53.99 (www.academcity.ru)
4. Способ получения формованных топливно-рудных материалов /. Сапожников, Л.М., Безбах Ж.И., Гончаров В. Ф., Брук А.С., Некрасов З. И., Гладков Н. А., Филиппов Б. С., Сперанская Г. В// Бюллетень изобретений. – № 21. – 1969. – С.28

ПРИМЕНЕНИЕ БУРОУГОЛЬНОГО ПОЛУКОКСА ИЗ УГЛЕЙ КАНСКО-АЧИНСКОГО БАСЕЙНА ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ЧАСТИЧНО ИЛИ ПОЛНОСТЬЮ МЕТАЛИЗОВАННЫХ ПРОДУКТОВ

А.Е. Аникин, В.М. Динельт

Сибирский государственный индустриальный университет, г. Новокузнецк, Россия

Одним из перспективных и приоритетных направлений в современной черной металлургии является получение металлизированных продуктов непосредственно из исходного железорудного сырья или железосодержащих отходов, минуя агломерационный и доменный переделы. Эта задача решается посредством газофазного или твердофазного восстановления железосодержащего сырья. Нам представляется, что при определенных условиях (относительная дешевизна сырья, упрощение технологии процесса и т.д.) предпочтение может быть отдано твердофазным процессам восстановления. Благоприятные возможности в этом плане открываются при использовании в качестве углеродистого восстановителя мелкодисперсного бурогоугольного полукокса (БПК), который может быть получен с применением различных способов из углей Канско-Ачинского бассейна. БПК при невысокой стоимости имеет достаточно высокое (82-85%) содержание нелетучего углерода, высокую реакционную способность, благоприятный химический состав золы и т.д.

В наших опытах использовался БПК, полученный на опытно-промышленной установке с «кипящим» слоем на котельной разреза Березовский по технологии ЭТК «Сибтермо» (г. Красноярск). Особенности твердофазного восстановления железоуглеродистых композиций с участием БПК изучались нами с использованием полученных на их основе брикетов. Получение брикетов осуществлялось по разработанной нами малооперационной технологии брикетирования [1]. Количественное соотношение между Fe_2O_3 и C в брикетах отвечало стехиометрии реакции $Fe_2O_3 + 3C \rightarrow 2Fe + 3CO$ и составляло 4,44:1,0 (т.е. 81,6% Fe_2O_3 и 18,4% C). Расход связующего (мелассы или концентрата лигносульфонатов) во всех случаях составлял 10% от массы железоуглеродной смеси, а давление прессования – 10-40 МПа.

Опытные брикеты малого (масса 10 г, диаметр 20 мм) и большого (масса 60 г, диаметр 54 мм) размеров отличались высокой ударной прочностью (85-99%) и прочностью на сжатие (12-17 МПа), а также термостойкостью при 900 °С.

Изучение кинетики твердофазного восстановления оксидного железа твердым углеродом осуществлялось нами в специальной лабораторной трубчатой печи без доступа кислорода. Было выполнено две серии опытов с использованием метода математического планирования эксперимента [2]. Основной целью первой серии было выявление влияния различных факторов (табл. 1) на степень восстановления Fe_2O_3 ¹ бурогоугольным полукоксом.

Таблица 1

Уровни факторов и интервалы их варьирования (1 серия)

Факторы	Уровни факторов			Интервал варьирования
	- 1	0	+ 1	
x_1 – выход летучих веществ (Vdaf) из БПК	0,6	5,05	9,5	4,45
x_2 – температура опыта, °С	600	750	900	150
x_3 – длительность опыта, мин	25	37,5	50	12,5
x_4 – давление прессования при брикетировании, кгс/см ²	100	250	400	150

В первой серии была реализована полуреплика плана полного факторного эксперимента 2^{4-1} с определяющим контрастом $1 = x_1 x_2 x_3 x_4$.

В результате математической обработки опытных данных было получено следующее уравнение регрессии, адекватное в рассматриваемой экспериментальной области:

$$y = 48,81 + 1,42 x_1 + 43,1 x_2 + 4,0 x_3 - 0,47 x_1 x_3 + 3,2 x_2 x_3.$$

¹ Степень восстановления оценивалась по показателю степени металлизации (%):

$$\eta = (Fe_{мет}/Fe_{общ}) \cdot 100$$

При анализе уравнения регрессии обращает на себя внимание тот факт, что наиболее сильное воздействие на степень металлизации железа оказывает температура опыта. Так, при одинаковом времени реагирования увеличение температуры с 600 до 900 °С приводит к увеличению η с 5,6 до 98,1 %. Вторым по значению фактором является время реагирования, однако его влияние при выбранном интервале его изменения (от 25 до 50 минут) не оказывает столь существенного влияния на η , как температура.

Несколько неожиданным оказался также тот факт, что влияние выхода летучих веществ из БПК (при его изменении от 0,6 до 9,5%) на η оказалось весьма незначительным. Возможно, эффект влияния восстановительных газов (летучих веществ БПК), выделяющихся при нагреве, более существенно проявится при несколько иных условиях эксперимента.

Во второй серии опытов, наряду с уже задействованными в первой серии факторами (температура, длительность опыта и давление прессования), изучили также влияние реакционной способности углеродистого восстановителя, при этом в качестве высокорекреационного был применен БПК, а низкорекреационного – коксовая пыль с установки сухого тушения кокса (УСТК) Западно-Сибирского металлургического комбината (табл. 2).

Таблица 2

Уровни факторов и интервалы их варьирования (2 серия)

Факторы	Уровни факторов			Интервал варьирования
	- 1	0	+ 1	
x_1 – реакционная способность по CO_2 , $\text{см}^3 / (\text{г}\cdot\text{с})$	0,33	2,025	3,72	1,695
x_2 – температура опыта, °С	700	800	900	100
x_3 – длительность опыта, мин	15	27,5	40	12,5
x_4 – давление прессования при брикетировании, $\text{кгс}/\text{см}^2$	100	250	400	150

В этом случае также была реализована полуреплика плана полного факторного эксперимента 2^{4-1} с определяющим контрастом $1 = x_1 x_2 x_3 x_4$.

В результате математической обработки опытных данных было получено следующее уравнение регрессии, адекватное в рассматриваемой экспериментальной области:

$$y = 42,53 + 14,09 x_1 + 27,26 x_2 + 8,01 x_3 - 1,66 x_4 - 1,59 x_1 x_3 + 8,04 x_2 x_3.$$

При анализе этого уравнения регрессии видно, что и здесь наиболее сильное воздействие на степень металлизации железа оказывает температура опыта. Вторым по значению фактором является реакционная способность восстановителя. Например, при восстановлении Fe_2O_3 с помощью БПК при температуре 900 °С и времени реагирования 40 мин $\eta = 96,9\%$, тогда как при использовании пыли УСТК при тех же условиях – 47,8%. Третьим по значению фактором является время реагирования, однако оно не оказывает столь существенного влияния на η , как рассмотренные выше факторы.

Предварительные расчеты показали, что процесс получения металлизированных продуктов из железуглеродистых композиций вполне может быть реализован, например, в условиях ОАО «Западно-Сибирский металлургический комбинат». Осуществляя нагревание безобжиговых гранул или брикетов на основе железосодержащих отходов и тонкодисперсных углеродистых восстановителей в среде инертных (например, азот) или восстановительных газовых теплоносителей (газы ККЦ, УСТК и др.), можно получить металлизированные продукты (вплоть до губчатого железа), стоимость которых может оказаться меньшей, чем у чугуна и даже металлолома.

ЛИТЕРАТУРА

1. Малооперационная технология получения брикетов из тонкодисперсных углеродистых материалов и отходов / [В.М. Динельт и др.] // Известия высших учебных заведений. Черная металлургия. – 2007. – №6. – С. 61-63.

2. Адлер Ю.П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий / Ю.П. Адлер, Е.В. Маркова, Ю.В. Грановский. – М.: Наука, 1976. – 278 с.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ ЧАСОВЫХ ПОЯСОВ НА РЕЖИМ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

А.Ю. Чудновец, О.А. Гапончик, М.В. Токарская

ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», ИГУРЭ, г. Красноярск, Россия

Соотношение режимов электропотребления в РФ и структура генерирующих мощностей создают сложности при прохождении суточных максимумов электрической нагрузки. Особенно данная проблема характерна для центральной части Северо-Запада, Юго-Запада и значительно она обостряется в зимний период.

Объединение близлежащих регионов в один часовой пояс может привести к увеличению суточных максимумов электропотребления за счет синхронизации этапов работы промышленности (начало работы, обеденные перерывы, окончание работы), что потребует в свою очередь ввода дополнительных электроэнергетических мощностей для успешного прохождения суточного максимума нагрузки. Для регионов Сибири и Дальнего Востока характерно несколько иное соответствие режимов электропотребления и структуры генерирующих мощностей [1].

В части электрической нагрузки высокую долю имеют непрерывно работающие электроемкие производства, такие как алюминиевые заводы. Эта особенность формирует относительно равномерный суточный график нагрузки, что в сочетании с высокой долей в структуре генерирующих мощностей ГЭС полностью снимает проблему прохождения энергосистемами суточного максимума электропотребления. Соответственно объединить можно в один часовой пояс большее по протяженности количества регионов.

При объединении часовых поясов можно реализовать два сценария: первый из них условно назовем «китайский», а второй – секционный. По «китайскому» сценарию время во всех часовых поясах России максимально смещается в сторону московского времени (схема 1) [2, 3]. По секционному же центры, вокруг которых происходит укрупнение часовых поясов сохраняют свою разницу по времени с Москвой (схема 2).

Президент России Дмитрий Медведев заявил о том, что будет рассматривать предложение специалистов РАН об объединении часовых зон регионов Урала и Сибири. На специальном совещании 24 марта президент сказал, что воплощение этой идеи в жизнь возможно, но «рассматривая того рода решение, надо рассчитать и его вероятные последствия, организовать мониторинг всех факторов, включая медико-биологические, а также экономические и международные последствия». 28 марта 2010 года Удмуртия и Самарская область перешли на московское время, Чукотка и Камчатка перешли на магаданское время (плюс восемь часов к Москве). Часовые зоны, в которые входят эти регионы сейчас, упразднены. Также Кемеровская область приблизится к московскому времени на один час.

Таким образом, во-первых, для России целесообразно применить секционное укрупнение часовых поясов, сохранив попадание основного периода суток в световом пятне. Во-вторых, для того, чтобы сгладить суточный всплеск в укрупненном московском часовом поясе необходимо произвести переносы начала и окончания работ электроемких потребителей по протяженности с Запада на Восток в рамках этого часового пояса.

ЛИТЕРАТУРА

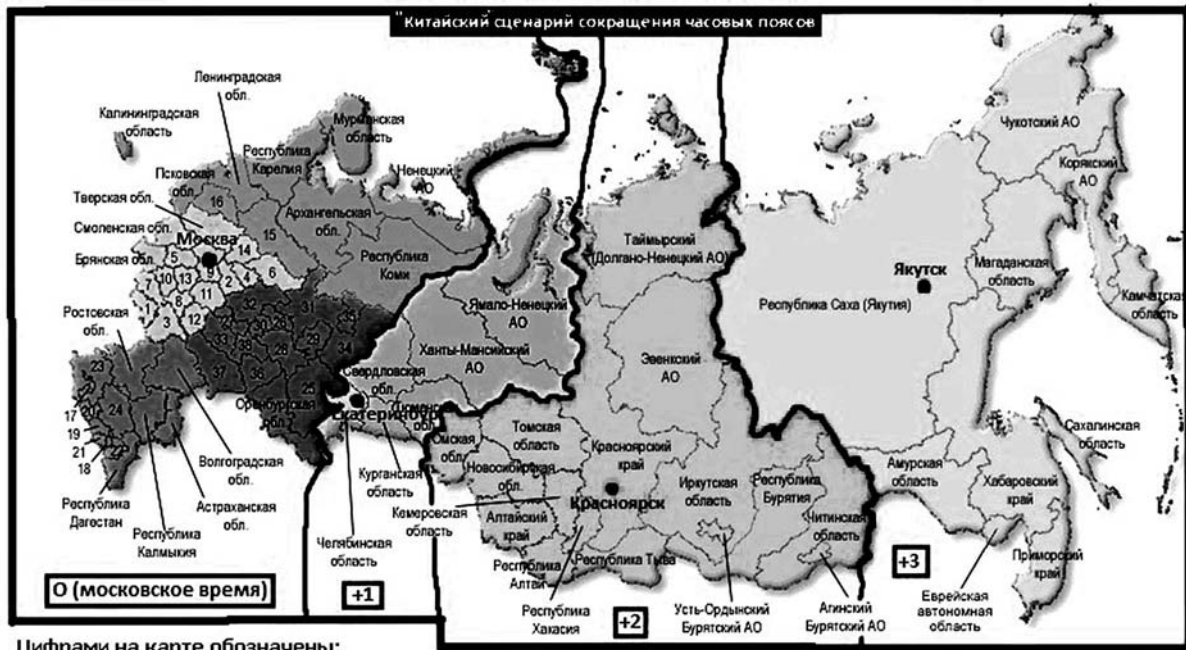
1. Чудновец А.Ю., Токарская М.В., Гапончик О.А. Анализ влияния смещения светового пятна на объёмы электропотребления (тезисы). Экономика и управление в современных условиях: материалы международной заочной научно-практической конференции / НОУ СИБУП. – Красноярск, 2009. – Часть II. – 289с. (с. 248-253).

2. Чудновец А.Ю., Багиев Л.Г. Организация экономического регулирования электропотребления промышленностью в регионе (статья). Совершенствование хозяйственного механизма в топливно-энергетическом комплексе: межвузовский сборник научных трудов. Иваново, ИГУ, ИЭИ 1989, с. 83-91.

3. Чудновец А.Ю. Экономические методы и модель управления регулированием электропотребления в энергосистемах (статья). Совершенствование управления экономическими системами Межвуз. сб. Красноярск: изд. КГУ. 1983, с. 165-171.

Схема 1

«Китайский» сценарий сокращения часовых поясов



Цифрами на карте обозначены:

- | | | | | | |
|-----------------------|-----------------------|--------------------------------------|--|------------------------------|-------------------------|
| 1 - Белгородская обл. | 8 - Липецкая обл. | 15 - Вологодская обл. | 20 - Карачаево-Черкесская Республика | 25 - Республика Башкортостан | 32 - Нижегородская обл. |
| 2 - Владимирская обл. | 9 - Московская обл. | 16 - Новгородская обл. | 21 - Республика Северная Осетия-Алания | 26 - Республика Марий Эл | 33 - Пензенская обл. |
| 3 - Воронежская обл. | 10 - Орловская обл. | 17 - Республика Адыгея | 22 - Чеченская Республика | 27 - Республика Мордовия | 34 - Пермская обл. |
| 4 - Ивановская обл. | 11 - Рязанская обл. | 18 - Республика Ингушетия | 23 - Краснодарский край | 28 - Республика Татарстан | 35 - Коми-Пермяцкий АО |
| 5 - Калужская обл. | 12 - Тамбовская обл. | 19 - Кабардино-Балкарская Республика | 24 - Ставропольский край | 29 - Удмуртская Республика | 36 - Самарская обл. |
| 6 - Костромская обл. | 13 - Тульская обл. | | | 30 - Чувашская Республика | 37 - Саратовская обл. |
| 7 - Курская обл. | 14 - Ярославская обл. | | | 31 - Кировская обл. | 38 - Ульяновская обл. |

Схема 2

Секционный сценарий сокращения часовых поясов



Цифрами на карте обозначены:

- | | | | | | |
|-----------------------|-----------------------|--------------------------------------|--|------------------------------|-------------------------|
| 1 - Белгородская обл. | 8 - Липецкая обл. | 15 - Вологодская обл. | 20 - Карачаево-Черкесская Республика | 25 - Республика Башкортостан | 32 - Нижегородская обл. |
| 2 - Владимирская обл. | 9 - Московская обл. | 16 - Новгородская обл. | 21 - Республика Северная Осетия-Алания | 26 - Республика Марий Эл | 33 - Пензенская обл. |
| 3 - Воронежская обл. | 10 - Орловская обл. | 17 - Республика Адыгея | 22 - Чеченская Республика | 27 - Республика Мордовия | 34 - Пермская обл. |
| 4 - Ивановская обл. | 11 - Рязанская обл. | 18 - Республика Ингушетия | 23 - Краснодарский край | 28 - Республика Татарстан | 35 - Коми-Пермяцкий АО |
| 5 - Калужская обл. | 12 - Тамбовская обл. | 19 - Кабардино-Балкарская Республика | 24 - Ставропольский край | 29 - Удмуртская Республика | 36 - Самарская обл. |
| 6 - Костромская обл. | 13 - Тульская обл. | | | 30 - Чувашская Республика | 37 - Саратовская обл. |
| 7 - Курская обл. | 14 - Ярославская обл. | | | 31 - Кировская обл. | 38 - Ульяновская обл. |

ВАНКОРСКАЯ ГАЗОТУРБИННАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ – ИСТОЧНИК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ВАНКОРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.В. Черепанов

Филиал ООО «РН-ЭНЕРГО» в Красноярском крае, г. Красноярск, Россия

Строительство Ванкорской ГТЭС вызвано необходимостью автономного обеспечения объектов Ванкорского месторождения электроэнергией (для собственных нужд) для независимой работы месторождения.

Строительство Ванкорской ГТЭС производится в сложных климатических условиях, за северным полярным кругом (вечная мерзлота и низкие температуры наружного воздуха).

Основное оборудование Ванкорской ГТЭС: газовые турбины типа MS5001PA производства фирмы «General Electric» – мирового лидера в области производства газотурбинного оборудования, комплектно со стандартным синхронным турбогенератором DG185ZL-04 фирмы «Brush».

Надежность снабжения электрической и тепловой энергией обеспечивается за счет количества и единичной мощности газотурбинных установок, а так же за счет установки резервной дизель-генераторной установки. Для обеспечения теплоснабжения внешних потребителей в качестве теплоносителя применяется незамерзающая жидкость – триэтиленгликоль.

В качестве основного топлива ГТУ Ванкорской ГТЭС используется попутный нефтяной газ, что полностью соответствует одному из приоритетных направлений газовой стратегии Компании и одному из основных направлений налоговой политики РФ по повышению уровня использования попутного нефтяного газа.

Сегодня Ванкор – главная инновационная площадка в нефтяном секторе России, где применяются новейшие технологии строительства.

ЭНЕРГОСИСТЕМА ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О.Е. Попов

Филиал ООО «РН-ЭНЕРГО» в Красноярском крае, г. Красноярск, Россия

Строительство и развитие Ванкорской энергосистемы вызвано острой необходимостью оперативной организации надёжного и долгосрочного энергообеспечения Ванкорского месторождения, объектов магистрального нефтепровода и прилегающих производственных баз.

Объекты электроэнергетики Ванкорской энергосистемы расположены в Восточной Сибири на севере Красноярского края и северо-востоке Ямало-Ненецкого автономного округа, на территориях крайнего севера, вечной мерзлоты и переменных почв.

Сегодня энергосистема Ванкорского месторождения, магистрального нефтепровода и прилегающих производственных баз находится на этапе активного развития и имеет огромные перспективы развития, включая расширение проектных мощностей и соединение с ЕНЭС.

В настоящее время Ванкорская энергосистема не имеет связи с ЕНЭС и является изолированной. В связи с высокой потребностью в электроэнергии, вызванной промышленной добычей нефти, и незавершённым электросетевым строительством, сейчас энергосистема разбита на изолированные участки имеющие собственные источники питания, которые по ВЛ 220-10 кВ в последствии будут соединены в единую систему.

Огромная потребность в генерирующих мощностях, вызванная чрезвычайно высокими темпами развития Ванкора опережающими рост энергетической инфраструктуры привела к принятию нестандартных масштабных решений организации временных генерирующих источников.

В Ванкорской энергосистеме можно определить три основных категории потребителей с совершенно разноплановой нагрузкой.

Ванкорская энергосистема является своего рода уникальным объектом электроэнергетики, не имеющим аналогов в мире, дающим огромный опыт работ в экстремальных условиях для всех отраслей Электроэнергетики.

КОНЦЕПЦИЯ РАЗВИТИЯ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ УКРАИНЫ ДО 2020 ГОДА

В.К. Бронников

ОП «Атомпроектинжиниринг» ГП НАЭК «Энергоатом», г. Киев, Украина

1. Роль ядерной энергетики

По данным Международного Энергетического Агентства (МЕА) сегодняшний уровень потребления электроэнергии в мире составляет около 17 000 ТВт*ч/год, в производстве которой частица ядерной энергетики составляет около 15%. Роль национальных ядерно-энергетических комплексов (ЯЭК) в производстве электроэнергии существенно зависит от уровня экономического развития стран. Наибольшую роль ЯЭК играет в таких странах, как Франция (78%), Литва (69%), Словакия (57%). В целом в 31 стране мира, где используется ядерная энергетика, в эксплуатации находятся 439 ядерных энергоблоков общей установленной мощностью 372 ГВт, среди которых наибольшее количество имеется в США, Франции и Японии (соответственно 104, 59 и 55 блоков). В стадии строительства в мире находятся 35 ядерных энергоблоков, еще около 210 планируются к сооружению.

Исходя из постепенного истощения естественных запасов невозобновляемого органического топлива, необходимости ограничения выбросов двуокиси углерода энергетическими объектами и высокой стоимости альтернативных источников, частица ядерной энергетики на уровне 2020 года за оценками прогнозируется в интервале 18-20%, то есть вырастет в 1,2-1,3 раза, а общие объемы производства электроэнергии на АЭС вырастут в 1,4-2,1 раза.

2. Планы развития атомной энергетики Украины в соответствии с энергетической стратегией

В рамках утвержденной на правительственном уровне «Энергетической стратегии Украины на период до 2030 года» планируется сохранить производство электроэнергии АЭС на уровне около половины от суммарного годового производства электроэнергии страны. Для чего предусмотрено ввести в эксплуатацию около 20 ГВт замещающих и дополнительных мощностей, в том числе до 2017 года энергоблоки №№ 3, 4 ХАЭС (ВВЭР-1000 (В-392)).

Такое решение объясняется наличием собственных ресурсов урана, низкой себестоимостью производства электроэнергии, стабильной работой АЭС, потенциальными возможностями страны относительно создания энергетических мощностей на АЭС.

3. Проблемы обеспечения развития ядерной энергетики

Действующие в Украине АЭС сооружались опираясь на единственную систему топливно-ресурсного и инфраструктурного обеспечения АЭС прежнего СССР, значительная часть которой очутилась за пределами Украины. За последние два десятилетия в Украине была развернута собственная система поддержки и обеспечения их эксплуатации, которая, за исключением снабжения свежего и вывоза отработанного ядерного топлива, в значительной мере покрывает текущие потребности эксплуатации действующих АЭС. Однако, для заданий запланированного дальнейшего развития ЯЭК Украины со значительными объемами нового строительства, имеющееся отечественное обеспечение характеризуется рядом дополнительных дефицитов, в частности, отсутствием национальной системы научно-технической и проектно-конструкторской поддержки, слабым отечественным строительным-монтажным комплексом для потребностей ЯЭК, недостаточным отечественным промышленно-производственным обеспечением, несовершенной системой подтверждения соответствия продукции для потребностей ЯЭК и др.

4. Возможные пути решения проблем

Достижение планируемых Энергетической стратегией показателей развития ЯЭК Украины принципиально возможно:

– с сохранением существующего уровня отечественного инфраструктурного обеспечения и заказом сооружения новых блоков «под ключ»;

– с полномасштабным развитием отечественного инфраструктурного обеспечения, разработки и реализации национального проекта (проектов) ядерного энергоблока в сотрудничестве с мировыми производителями РУ.

В качестве альтернативных сценариев развития ЯЭК Украины до 2020 года можно рассматривать введение в эксплуатацию ядерных генерирующих мощностей на новых АЭС на основе :

- легководных реакторных установок под давлением (ВВЭР, PWR);
- тяжеловодных РУ (PHWR).

При этом за пределами планируемого периода (после 2020 года) для обоих сценариев рассматривается введение в эксплуатацию энергоблоков с реакторными установками альтернативного типа (PHWR та ВВЭР/PWR соответственно для первого и второго сценариев), а в дальнейшей перспективе – и других типов (реакторы на быстрых нейтронах, высокотемпературные реакторы и др.)

Альтернативными вариантами достижения планируемых показателей в плановый период (до 2020 года) являются следующие:

Вариант 1. Полномасштабное развитие отечественного инфраструктурного обеспечения ЯЭК, разработка национальных проектов ядерных энергоблоков в кооперации с мировыми разработчиками легководных (ВВЭР/PWR) и тяжеловодных (PHWR) РУ, определенных соответствующими конкурсами для каждой РУ, развертывание сооружения новых блоков по этим проектам силами отечественной инфраструктуры и введение в эксплуатацию до 2020 г. блоков с легководными РУ;

Вариант 2. Полномасштабное развитие инфраструктурного обеспечения, разработку указанных национальных проектов, развертывание сооружения новых мощностей по этим проектам отечественными силами и введение в эксплуатацию до 2020 г. блоков с тяжеловодными РУ;

Вариант 3. Сохранение существующего уровня отечественного инфраструктурного обеспечения, выбор иностранных поставщиков в международных тендерах для каждой новой АЭС, развертывание ими сооружения новых ядерных мощностей с легководными и тяжеловодными РУ с определенным привлечением существующих отечественных субъектов и введение в эксплуатацию до 2020 г. блоков с легководной РУ.

Вариант 4. Сохранение существующего уровня отечественного инфраструктурного обеспечения, определение указанных иностранных поставщиков, развертывание ими сооружения новых ядерных мощностей с легководными и тяжеловодными РУ с привлечением отечественных субъектов и введение в эксплуатацию до 2020 г. энергоблоков с тяжеловодными РУ.

5. Ожидаемые результаты

Эффективность результатов выполнения программы развития ядерной энергетики Украины до 2020 года определяется экономическими, социально-политическими и экологическими последствиями реализации совокупности предусмотренных мер.

К основным экономическим последствиям относятся:

- удовлетворение нужд в электроэнергии, которая производится на АЭС, в годовых объемах около 154 ТВт*ч на уровне 2020 года;
- сохранение тарифа для ядерной генерации на уверенно конкурентоспособном уровне, сравнительно с альтернативными источниками как на внутреннем, так и на внешнем рынках;
- вложение в пределах национального экономического пространства около 82% средств (до 179 млрд грн), что расходуются на сооружение новых ядерных мощностей и другие стратегические задачи по развитию ЯЭК Украины;

- развитие отечественной фундаментальной и прикладной науки, включая создание НИРЦ.

Основные социально-политические последствия:

- повышение энергетической безопасности Украины за счет ввода в эксплуатацию на уровне 2020 года новых ядерных мощностей в объеме около 6,9 ГВт и началу сооружения еще около 9,6 ГВт с его полномасштабным отечественным инфраструктурным обеспечением;
- создание около 13,3 тыс. новых рабочих мест за счет ввода в эксплуатацию новых мощностей и других объектов ЯЭК Украины и развертывания отечественного инфраструктурного обеспечения его развития;
- вложение значительных средств (около 6,1 млрд грн) в социальное развитие регионов, на территории которых расположены АЭС и другие объекты ЯЭК Украины;
- обеспечение тарифа для потребителей на приемлемом для экономики страны уровне за счет значительной доли (около 52%) ядерной энергетики в отечественном производстве электроэнергии с наиболее взвешенным тарифом для генерации среди альтернативных электрогенерирующих субъектов.

Эффективность результатов выполнения программы по экологическим результатам определяется:

- отсутствием выбросов парниковых газов при производстве 52% электроэнергии, которая будет производиться в Украине на уровне 2020 года;
- сбалансированным расходом имеющихся в Украине природных топливных ресурсов;
- значительными объемами средств, которые будут расходоваться на природоохранные мероприятия и объекты за счет отчислений на социальное развитие регионов, на территории которых расположены АЭС и другие объекты ЯЭК Украины.

ПЕРСПЕКТИВЫ АТОМНОЙ И УГОЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В СИБИРИ

В.И. Суслов¹, В.И. Федосеев², Р.Г. Хлебопрос³

¹ Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН,
г. Новосибирск, Россия

² Сибирский государственный университет путей сообщения, г. Новосибирск, Россия

³ ФГОУ ВПО «Сибирский федеральный университет», г. Красноярск, Россия

1. В настоящее время энергетический баланс страны или большого региона может включать топливно- (уголь, нефть, газ, торф), атомно- и гидроэнергетические компоненты. Устойчивость энергосистемы возрастает, когда эти компоненты представлены в соразмерных пропорциях. Эти компоненты, в свою очередь, должны быть представлены крупными, средними и мелкими элементами, также в соразмерных пропорциях. При этом в любой период времени в любой части отраслей должны доминировать новые и новейшие технологии. Современное состояние энергетики в Сибири резко не соответствует этим условиям.

Вложение государственных и частных средств в отрасли энергетики может оказаться «локомотивом», который «вывезет» экономику регионов и страны в целом из кризиса и окажется движущим фактором в период очередного экономического подъема.

Таким образом, следует адекватно оценить и оптимизировать, в экономическом, социальном, экологическом и техническом аспектах, необходимые материальные затраты на развитие атомной энергетики, перевод тепловой энергетики на новейшие технологии и повышение устойчивости и безопасности (при тех же объемах) гидроэнергетики, при этом увеличив долю средних и мелких предприятий во всех этих отраслях.

2. Сибирь оказалась регионом, в котором практически отсутствуют атомные электростанции. Между тем развитие военно-промышленного комплекса в Сибири включало мощные атомные предприятия (в Красноярске, Томске, Ангарске и др.), оставившие заметный позитивный и негативный след в социальном, экономическом и экологическом аспектах. Положительным результатом следует считать формирование высококвалифицированных кадров и специфической наукоемкой инфраструктуры. К негативным последствиям следует отнести наличие крупных захоронений отходов производства атомного оружия.

Представляется необходимым в ближайшие десятилетия резко увеличить долю атомной энергетики в крупно-, средне- и мелкомасштабном вариантах по следующим мотивам:

- увеличение устойчивости Сибирской энергосистемы в целом;
- увеличение доли высококвалифицированных работников в отраслях энергетики, что позволит, кроме других преимуществ, резко уменьшить экологические риски, связанные с захоронением атомных отходов;

3. «Современная угольная генерация в России – филиал ада на земле».

Действующие методики оценки экономической эффективности предприятий угольной промышленности существенно искажают реальную действительность. Они не учитывают весь

ма значительные ущербы социального (повышенные риски потери трудоспособности, здоровья и даже жизни, неблагоприятные воздействия на демографическую ситуацию и др.) и экологического (рекультивация карьеров открытой добычи и полигонов золошлаковых отходов, выбросы в атмосферу и др.) характера.

Эти ущербы, в конечном счете, кто-то оплачивает или оплатит в будущем. Необходима коррекция законодательства, увеличивающая в разы, а, может быть, и на порядки (в 20-30 раз), компенсационные выплаты и экологические штрафы, которая перенесет эти затраты на виновников в угольном и энергетическом бизнесе. В свою очередь это приведет к изменению абсолютных и относительных уровней цен на природный газ, уголь, электроэнергию, тепло, разного рода сопутствующие продукты.

Для того чтобы новая точка равновесия не оказалась совершенно неприемлемой (например, по причине слишком высоких цен на энергию), необходимо перейти на принципиально новые технологии на всех этапах угольного цикла в энергетике: добыча, обогащение и стандартизация, переработка и транспортировка и складировании углей, теплоэлектрогенерация, производство побочных и сопутствующих продуктов, доставка тепла и электроэнергии до потребителей, рекультивация разрушенных земель.

Такие технологии существуют: добыча метана из угольных пластов, газификация углей, производство водноугольных топлив (КавУТ), углетрубопроводы, современные способы сжигания угольных топлив (двухстадийная система сжигания и котлы с ПКС) и очистки вредных выбросов, производство термококса и синтезгаза как побочных продуктов процесса генерации, выпуск целой линейки продуктов из золошлаковых отходов. Современные технологии переработки углей позволяют получить широкую гамму энергоносителей и важных для страны продуктов, начиная от высококачественного авиакеросина и топочного газа до гуматов.

4. Относительные масштабы гидрогенерации в Сибири уже сейчас чрезмерно велики. Строительство новых ГЭС, особенно крупных, вряд ли целесообразно. А возведение, например, Эвенкийской супер-ГЭС в районе, не имеющем столь же масштабных потребителей электроэнергии, зато экологические последствия которого (возведения) могут оказаться катастрофическими, просто преступно. Вопросы строительства малых и средних ГЭС в энергодефицитных районах с качественными гидроресурсами (Республика Алтай, южная Якутия и др.) могут рассматриваться.

Но главный вопрос сибирской гидроэнергетики – в повышении ее надежности. Степень износа крупных сибирских ГЭС, особенно Ангаро-Енисейских, близка к 100%. Необходимо срочно принять меры (они относительно не слишком затратны), продлевающие безаварийное функционирование этих объектов.

5. В Сибири с ее огромными размерами, слабостью внутренних связей, удручающе большими разделяющими расстояниями трудно, а скорее всего, невозможно рассчитывать на всеохватывающую сетевую генерацию. Между тем, здесь гипертрофирована велика доля крупных и гигантских ГЭС, ТЭС, ТЭЦ, ГРЭС в теплоэнергогенерации. Очевидно, что общее повышение эффективности сибирской энергетики связано с увеличением доли собственной (локальной) генерации. Инструментами такой генерации должны стать мини- и микротеплоэлектростанции (вплоть до реакторов и тепловых установок отслуживших свое атомных подводных лодок) как традиционной, так и альтернативной энергетики. Во втором случае речь идет о солнечных и ветряных станциях, приливных, волновых и термальных, о тепловых насосах, использовании соломы и торфа, отходов человеческой деятельности, навозе и т.д.. Потенциал таких источников энергии совершенно не раскрыт.