



ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ПЛАТФОРМА
«ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТАЯ ТЕПЛОВАЯ
ЭНЕРГЕТИКА ВЫСОКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ»

СТРАТЕГИЧЕСКАЯ ПРОГРАММА ИССЛЕДОВАНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПЛАТФОРМЫ «ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТАЯ ТЕПЛОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА ВЫСОКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ»

Инициаторы: Министерство энергетики Российской Федерации, ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»

Координатор: ОАО «Всероссийский дважды ордена Трудового Красного Знамени теплотехнический научно-исследовательский институт»

Москва 2015

СОДЕРЖАНИЕ

Раздел 1. Текущие тенденции развития рынков и технологий в сфере деятельности платформы.	4
Раздел 2. Прогноз развития рынков и технологий в сфере деятельности платформы.	37
Раздел 3. Направления исследований и разработок, наиболее перспективные для развития в рамках платформы.	50
Раздел 4. Тематический план работ и проектов платформы в сфере исследований и разработок.	79
Раздел 5. Мероприятия в области создания результатов интеллектуальной деятельности и управления их распределением.	106
Раздел 6. Меры в области подготовки и развития научных и инженерно-технических кадров.	110

ГЛОССАРИЙ

ТП – Технологическая платформа «Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности»

ГТУ – газотурбинная установка

ПГУ – парогазовая установка

ТЭС – тепловые электрические станции

ССКП – сверхсуперкритические параметры пара

ЦКС – циркулирующий кипящий слой

ТОТЭ – твердооксидный топливный элемент

ФГОС ВПО – Федеральные государственные образовательные стандарты высшего профессионального образования

ООП - основные образовательные программы

НОЦ – научно-образовательный центр

Раздел 1. Текущие тенденции развития рынков и технологий в сфере деятельности платформы.

Электроэнергетика является одной из основ национальной экономики. Она во многом определяет жизнедеятельность страны.

В настоящее время в Российской Федерации (РФ), как и в мире электричество производится в основном (~70%) на тепловых электростанциях (ТЭС) с использованием органических топлив: природного газа и угля. Их оборудование рассчитано на длительную работу. На наших ТЭС его работоспособность с помощью различных мероприятий многократно продлевалась так, что в настоящее время наработка их паровых энергоустановок в 2–3 раза превышает расчетную и составляет 200–300 тыс.ч.

Технический уровень этого оборудования по тепловой экономичности, автоматизации и численности персонала, выбросам в окружающую среду не соответствует современным требованиям.

Вследствие сложившейся в стране экономической и правовой конъюнктуры сроки окупаемости инвестиций в техническое перевооружение ТЭС неоправданно велики и их эксплуатация несмотря на низкие показатели продолжается до полного физического износа, а рынок энергетического оборудования в стране ограничивается.

Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2030 г.» основой российской энергетики являются тепловые станции, которые будут вырабатывать на протяжении запланированного периода до 2030 г. до 70% электроэнергии от выработки всех электростанций страны.

В настоящее время отечественная теплоэнергетика физически изношена почти на 70% и заметно отстаёт от мирового уровня развития современных энергоэффективных экологически чистых технологий. Это не только расточительно, но и создаёт серьёзную угрозу энергобезопасности страны. Коэффициент полезного действия (далее КПД) энергоблоков, эксплуатируемых на отечественных тепловых электростанциях, сегодня составляет 28-38% (исключение составляют новые парогазовые установки с КПД до 55%), в то время как на Западе строятся и надёжно работают

угольные энергоблоки с КПД 45-46% и парогазовые установки (далее ПГУ) с КПД 55-58%.

Для коренного повышения эффективности тепловых электростанций важнейшее значение имеет вывод из эксплуатации старого низкоэкономичного оборудования и замена его перспективным, обеспечивающим радикальное снижение затрат на производство электроэнергии и тепла, снижение расхода топлива и штатного коэффициента, уменьшение выбросов в окружающую среду и ремонтных затрат.

Для этого России требуется создание промышленного производства энергооборудования нового поколения, работающего на природном газе, угле, биомассе, различных отходах производства, что даст возможность развивать данную отрасль электроэнергетики на основе отечественных разработок в области материаловедения, энергомашиностроения и энергетики, не ориентируясь только на импорт иностранного оборудования и технологий.

Это даст возможность развивать научно-технологический потенциал энергомашиностроительного комплекса промышленности Российской Федерации в интересах диверсификации и роста конкурентоспособности российской экономики и энергетики, восстановить потенциал и конкурентоспособность отечественного энергомашиностроения, заместить импорт современного энергооборудования и создать основу для его экспорта; развить науку и технику, обеспечивающие выпуск наукоемкой продукции.

В настоящее время ежегодный ввод мощностей для электростанций не превышает 2 ГВт/год, но он должен расти и составить в 2015–2020 гг. 10–12 ГВт в год. Для этого производственные мощности отечественных предприятий, выпускающих основное энергетическое оборудование, должны достичь 14–15 ГВт.

Для решения указанных выше проблем в теплоэнергетике будет использована Технологическая платформа – инструмент, направленный на активизацию усилий по созданию перспективных коммерческих технологий, новых продуктов (услуг), на привлечение дополнительных ресурсов для проведения исследований и разработок на основе участия всех заинтересованных сторон (бизнеса, науки, государства, гражданского общества), совершенствование нормативно-правовой базы в области научно-технологического, инновационного развития.

Основной целью создания ТП является сохранение и развитие компетенций, которыми обладают отечественные энергетическая и энерго-электромашиностроительная отрасли и ликвидация наметившегося в течение последних 20 лет отставания этих отраслей в разработке и освоении высокоэффективных технологий и оборудования для производства электроэнергии и тепла из органических топлив, а также организация и координация усилий по исследованию, разработке, созданию и широкому тиражированию Участниками ТП перспективных энергетических технологий, новых продуктов (услуг) с привлечением дополнительных ресурсов, необходимых для реализации проектов.

Деятельность данной платформы направлена на решение и достижение следующих задач и основных целей:

- реализацию приоритетных направлений научно-технического развития в энергетике и машиностроении, определенных в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2030 года;
- создание новых высокоэффективных экологически чистых технологий для производства электрической и тепловой энергии;
- замену технологий производства электроэнергии и тепла, используемых в России до сих пор, на наиболее передовые, соответствующие мировому уровню;
- разработку новых технологий, в первую очередь, для ближайшего будущего, но также и «прорывных» с горизонтом на 20-30 лет;
- разработку унифицированного оборудования и типовых проектов для уменьшения сроков модернизации электроэнергетики и финансовых средств на ее осуществление;
- подготовку и выполнение проектов для реализации новых технологических решений;
- создание эффективной системы управления инновационным процессом, обеспечивающей успешное решение поставленных задач в требуемые сроки на основе эффективного применения механизмов государственно-частного партнерства и использования научно-технического потенциала отечественного энергетического машиностроения;
- повышение квалификации кадров всех уровней.

Конкретными результатами деятельности платформы будут:

- освоение производства оборудования и применение типоразмерного ряда газотурбинных и парогазовых установок для замещения паровых

энергоблоков на газомазутных ТЭС, обеспечивающих экономию 25-30 % потребляемого ими природного газа и эффективно работающих в переменной части графиков нагрузки,

- создание к 2030 г. отечественной ГТУ мощностью 350–400 МВт, конкурентоспособной с зарубежными аналогами,

- освоение производства оборудования и применение экологически чистых угольных энергоблоков большой (600–800 МВт) мощности с суперсверхкритическими параметрами пара и паровых энергоустановок мощностью 100–200 МВт для угольных ТЭЦ следующего поколения, оснащенных пылеугольными котлами и котлами с циркулирующим кипящим слоем с целью экономии 10–15 % топлива и резкого сокращения выбросов в окружающую среду,

- создание и освоение ПГУ с газификацией угля, обеспечивающих экономию 10–15 % топлива и резкое сокращение выбросов в окружающую среду;

- создание материалов для производства энергетического оборудования нового поколения, актуализация нормативно-технической документации по конструкционным сталям, подготовка комплексных технологических регламентов, инструкций по технологическим переделу и контролю качества, освоение новых технологических процессов, включая комплексные технологии металлургического цикла и изготовление полуфабрикатов и элементов энергетического оборудования из наноструктурированных сталей.

Достижение планируемых результатов обеспечит мировой уровень отечественной тепловой энергетики и конкурентоспособность российского энерго- и электромашиностроения на мировом рынке.

Перечень перспективных технологий включает в себя:

- Отечественные ГТУ и ПГУ на их основе мощностью до 1000 МВт с КПД до 60% и перспективные технологии с использованием топливных элементов, обеспечивающие КПД до 70%.

- Угольные энергоблоки на суперсверхкритические параметры пара единичной мощностью 330–660–800 МВт с КПД 44–46%, перспективные технологии на ультрасверхкритические параметры пара (35 МПа, 700/720 °С), обеспечивающие КПД 51–53% и угольные ТЭЦ нового

поколения единичной мощностью 100–200–300 МВт с использованием различных технологий сжигания топлива.

- ПГУ с внутрицикловой газификацией твердого топлива единичной мощностью 200–400 МВт с КПД до 50% и перспективные гибридные технологии с использованием топливных элементов, обеспечивающие КПД более 60%.

- Технологии экологически чистого использования твердого топлива и газоочистки, обеспечивающие минимальные выбросы SO_2 , NO_x , золовых частиц и др. ингредиентов, включая улавливание из цикла, компримирование и последующее захоронение CO_2 .

- Высокоэффективные модульные теплофикационные парогазовые установки единичной мощностью 100 и 170 МВт для строительства новых и реконструкции действующих ТЭЦ и перспективные технологические комплексы на их основе с применением теплонасосных установок, обеспечивающие коэффициент использования тепла топлива, близкий к 95–98 % с учётом использования источников низкопотенциального тепла.

- Всережимные тригенерационные парогазовые установки единичной мощностью 20 – 30 МВт с электрическим КПД в конденсационном режиме более 50 % для распределённой энергетики.

- Турбогенераторы мощностью 60–1000 МВт на базе современных электроизоляционных материалов и технологий, позволяющих увеличить сроки эксплуатации до 50 лет и обеспечить межремонтный срок до 7 лет.

Все перечисленные выше технологии соответствуют мировому уровню развития науки и техники, а некоторые из них: угольный блок на ультракритические параметры пара, гибридные энергоустановки с топливными элементами, ПГУ с тепловыми насосами и использованием низкопотенциального тепла, комбинированный золоуловитель, установка очистки дымовых газов от NO_x – являются «прорывными».

Ключевые технологии, развиваемые в рамках Технологической платформы, состоят из нескольких проектов, реализация которых позволит обеспечить мировой уровень отечественной тепловой энергетики и конкурентоспособность российского энерго- и электромашиностроения на мировом рынке.

Технология 1 Газотурбинные установки (ГТУ) и на их основе парогазовые установки (ПГУ) до 1000 МВт с КПД $\geq 60\%$ и перспективные технологии с использованием топливных элементов, обеспечивающие КПД до 70%

Наибольший эффект для национальной экономики возможен при замене старых паровых энергоблоков существенно более эффективными парогазовыми (удельный расход топлива на 30–35 % ниже, полная автоматизация, экологическая чистота).

Газотурбинные и парогазовые установки играют все возрастающую роль в структуре мировых энергетических мощностей вследствие их высокого КПД, хорошей маневренности и умеренной удельной стоимости при выполнении характерных для стационарной энергетики требований по надежности, готовности и ремонтпригодности и незначительном воздействии на окружающую среду.

Развитие и совершенствование газотурбинных двигателей в послевоенные годы было связано с их широким применением в авиации. В электроэнергетике они заняли прочное место после примерно 1980г. с появлением агрегатов единичной мощности более 100 МВт и повышением начальной температуры газов до уровня, при котором КПД комбинированных парогазовых установок (ПГУ) с утилизацией тепла отработавших в ГТУ газов в паровом контуре стал значительно выше, чем у лучших паровых энергоблоков.

За рубежом ведущими изготовителями мощных энергетических ГТУ являются «Альстом», «Дженерал Электрик», «Сиенс» и «Мицубиси». Начиная с 90^х годов они серийно выпускают газовые турбины электрической мощностью 280-330 МВт с КПД от 38 до 39,6%. При использовании этих ГТУ в схеме с парогазовой установкой (ПГУ) обеспечивается мощность от 424 до 498 МВт с общим КПД 58,3-59,5%.

Наряду с моделями на 3000 об/мин фирмы выпускают геометрически подобные ГТУ на 3600 об/мин, а «Сиенс» и «Дженерал Электрик» также и более быстроходные модели мощностью 65-80 МВт, вращающие электрический генератор через редуктор.

Приведенные выше показатели ГТУ достигнуты в установках простого термодинамического цикла, выполненных одновальными с двухпорными роторами турбогруппы и расположенной вокруг

кольцевой или блочно-кольцевой (с несколькими пламенными трубами) камерой сгорания, в которой сжигаются «чистые» (беззольные) виды топлива, в основном природный газ и жидкие дистилляты типа дизельного. Надежность и длительные сроки службы, характерные для традиционного энергетического оборудования, при высоких температурах газов обеспечены с помощью рационального конструирования и технологий изготовления, отработанных за длительное время на сотнях двигателей, эффективного охлаждения деталей турбины и камеры сгорания цикловым воздухом и применения жаропрочных сплавов и покрытий. Для достижения высоких технико-экономических и экологических показателей оптимизируют уровень начальной температуры газов и степень сжатия для автономной работы и работы с комбинированным производством электроэнергии и тепла, используют самые последние достижения в области аэродинамики и горения.

Выпускаются отдельные типы ГТУ с усложненным циклом: GT24 и GT26 (189 и 290 МВт) с промежуточным подводом тепла при расширении (2 ступени камер сгорания) и LMS100 (100 МВт) с промежуточным охлаждением воздуха при сжатии.

Как правило, мощные энергетические ГТУ используются в парогазовом цикле. В настоящее время строятся исключительно бинарные ПГУ с конвективными котлами-утилизаторами, в которых отработавшие в ГТУ газы с температурой 550-650 °С охлаждаются до ~ 100 °С с выработкой пара с давлениями до 17 МПа и его перегревом до температуры 520-565 °С.

Паровой контур таких ПГУ имеет свои особенности. Кроме пара высокого давления в котлах-утилизаторах вырабатывается пар низкого (около 0,5 МПа) давления, генерация которого позволяет глубоко охладить дымовые газы.

В более сложных схемах с современными ГТУ подающими в котлы-утилизаторы газы с температурой 580-650 °С, вводится третий контур генерации пара при среднем давлении и промежуточный перегрев пара. КПД некоторых таких ПГУ нетто превышает уже 59% при мощности энергоблока с одной ГТУ до 500 МВт и с двумя ГТУ - до 1000 МВт. При этом примерно 2/3 общей мощности блока составляет мощность ГТУ.

Сотни парогазовых установок такого типа построены в различных странах. Они освоены с характерными для традиционного энергооборудования показателями надежности и готовности.

Воздействие работающих на природном газе парогазовых электростанций на окружающую среду невелико. Они также обеспечивают большую маневренность, быстрый набор нагрузки и возможность диспетчеризации при необходимости принять пиковую нагрузку.

Инжиниринговые фирмы и разработчики стараются сократить продолжительность строительства ПГУ путем разработки стандартизованных модулей, использование которых снизит также стоимость ПГУ ТЭС.

Несмотря на высокую эффективность крупных парогазовых установок продолжаются интенсивные исследования и работы по коммерциализации их результатов с целями всестороннего совершенствования ПГУ: повышения их экономичности, надежности и готовности, увеличения эксплуатационной гибкости (сокращения времени пусков и остановок, расширения эксплуатационного диапазона нагрузок, использования более широкого диапазона топлив), уменьшения потребления воды и вредных выбросов, сокращения удельной стоимости, повышения заводской готовности и модулеризации электростанций.

Определенным недостатком ПГУ является слабая интеграция ГТУ и паровой части. Вследствие длительности прогрева котла, паропроводов и паровой турбины при пуске ПГУ, полное нагружение ПГУ задерживается на примерно час по сравнению с ее автономным пуском.

Технический минимум нагрузок ПГУ целесообразно расширить до 40% от номинальной или даже ниже, а верхний уровень нагрузок увеличить путем форсирования ГТУ, сжигания перед котлом дополнительного топлива и т.д. без или минимальным снижением экономичности и межремонтных интервалов.

Параллельно с развитием ГТУ повышают давление и температуру свежего пара в паровой части ПГУ. Для этого детали горячего тракта изготавливают из более жаропрочных сталей совершенствуются конструкции горячих компонентов с тем, чтобы обеспечить их работу в циклических

режимах и продлить межремонтные периоды при одновременном повышении КПД парового контура ПГУ.

В ПГУ с перспективной ГТУ фирмы «Сименс» мощностью 375 МВт, параметры свежего пара составляют 15МПа/600°C и используется прямоточная (по системе Бенсона) часть высокого давления котла-утилизатора. Котлы с прямоточной частью ВД позволяют быстрее пускать ПГУ без сокращения сроков службы. Они более экономичны при пусках и работе с базовой нагрузкой, потребляют меньше химикатов для водоподготовки и меньше загрязняют окружающую среду.

Паровой контур, в особенности в США, проектируется для работы с еженедельными или даже ежесуточными остановами.

Перечисленные достоинства привели к быстрому наращиванию генерирующих мощностей с использованием ПГУ и ГТУ.

В настоящее время в мире эксплуатируется более 50 тыс. ГТУ общей мощностью >1400 ГВт. Распределение их по назначению показывает, что подавляющее большинство (62% всех установок) – это энергетические ГТУ.

В России производство оборудования для мощных ПГУ осуществляется традиционными энерго- и электромашиностроительными заводами: ОАО «Силовые машины», ОАО «ЭМАльянс» и другими.

Для выпуска мощных энергетических газотурбинных установок (ГТУ) совместным предприятием «Сименс-Силовые машины» планируется строительство вблизи Санкт-Петербурга специализированного завода.

В настоящее время ГТУ мощностью 250-300 МВт, а во многих случаях и другое основное оборудование ПГУ мощностью 400-800 МВт (паровые турбины котлы-утилизаторы, электрические генераторы и т.д.), которое могло бы изготавливаться внутри страны, импортируется, главным образом вследствие более выгодных условий поставки.

Российские предприятия способны самостоятельно разработать, изготавливать и поставлять все виды оборудования мощных перспективных ПГУ, кроме газовых турбин.

При разработке Программы Технологической платформы планировалось рассматривать в качестве приоритетной задачи создание энергоблока ПГУ нового поколения конкурентоспособного на мировом рынке к 2020г. и всего необходимого для него оборудования. Организация «Силовыми машинами» совместного с фирмой «Сименс» единственная среди мировых лидеров уже построила, испытала и эксплуатирует на

электростанции такую ПГУ с газовой турбиной мощностью 375 МВт и КПД >60%. Локализация производства этой ГТУ в России позволит на несколько лет сократить сроки создания отечественной ПГУ запланированной в Программе Технологической платформы.

Технология 2 Угольные энергоблоки на суперсверхкритические параметры пара единичной мощностью 330–660–800 МВт с КПД 44–46%, перспективные технологии на ультрасверхкритические параметры пара (35 МПа, 700/720 °С), обеспечивающие КПД 51–53% и угольные ТЭЦ нового поколения единичной мощностью 100–200–300 МВт с использованием различных технологий сжигания топлива.

По данным Международного Энергетического Агентства (МЭА) доля угольных ТЭС в мире совсем недавно составляла 41% от общей выработку в 19000 ТВт.ч. К 2030г. производство электроэнергии увеличится примерно до 33000 ТВт.ч, причем (наряду с высокими темпами роста использования возобновляемых источников) ожидается удвоение ее производства на базе угля. Объясняется это тем, что во многих странах имеются большие резервы твердого топлива и стоимость угля остается сравнительно стабильной уже многие годы.

С учетом этого перед энергетиками стоит важная задача: повысить энергоэффективность угольных ТЭС, чтобы не только сберечь ресурсы органического топлива, но и сократить выбросы токсичных и тепличных газов в атмосферу для защиты климата.

Одним из путей решения поставленной задачи является переход на сверхкритические и суперкритические параметры пара. Сверхкритические параметры (СКД-25 МПа, 545÷565°С с промперегревом до 545÷565°С) освоены энергетиками многих стран и в эксплуатации находится около 600 энергоблоков с параметрами СКД (в том числе 240 – в России и в странах СНГ).

Необходимость дальнейшего снижения расхода топлива на выработку электроэнергии, а также задача уменьшения выбросов в атмосферу тепличных газов (CO₂) заставляет проектировать новые угольные энергоблоки на параметры ССКП (суперсверхкритические параметры: 28-30 МПа, 580/600 или

600/620°C). Такие параметры острого пара даже при однократном промежуточном перегреве позволяют повысить КПД энергоблока (брутто) до 43-46% (в зависимости от вакуума в конденсаторе). Конечно, переход от освоенных отечественными заводами параметров (25 МПа, 545/545°C) потребует использования для некоторых узлов турбин, котлов и паропроводов более дорогих конструкционных материалов, однако экономия топлива и возможность избежать платежей за чрезмерное загрязнение атмосферы являются весомым стимулом для владельцев генерирующих компаний.

Предельное значение температуры острого пара в 600°C определяется возможностью использования для паропроводов высокохромистых сталей. Более высокая температура потребует более дорогих сталей аустенитного класса.

Таким образом, энергоблоки на твёрдом топливе мощностью 300-350 МВт, 600-660 МВт и 750-800 МВт, сооружение которых намечается в период до 2020 г., должны быть рассчитаны на приведённые выше параметры ССКП с однократным промежуточным перегревом.

При необходимости сооружения угольных ТЭЦ с теплофикационными блоками меньшей мощности (100-200 МВт) могут быть выбраны докритические параметры пара: 14 МПа, 565/565 °C. При таких мощностях дополнительное повышение параметров слишком мало влияет на рост КПД (из-за условий работы ЦВД турбоагрегата), и затраты на дорогие марки стали для высокотемпературных элементов котла и турбины становятся неоправданными. Вместе с тем, и при умеренных параметрах пара можно добиться определённого повышения КПД энергоблока. Для этого на котельных установках необходимо обеспечить:

- газоплотное исполнение ограждений топочной камеры, конвективного газохода и всех газоходов до дымососов;
- снижение температуры уходящих газов, используя, при возможности, горячие газы для подогрева конденсата;
- эффективную очистку радиационных и конвективных поверхностей нагрева от шлакования и загрязнения;
- частотное регулирование (с использованием тиристорov) электродвигателей тягодутьевых машин (дымососов и вентиляторов), а также питательных электронасосов и пылеприготовительного оборудования.

Все перечисленные мероприятия должны быть использованы и на котлах сверхкритического давления (СКД), и в случае выбора суперкритических параметров (СКП).

Важнейшей особенностью теплофикационных блоков нового поколения должен стать комплекс технологических мероприятий, который позволил бы выполнить требования по допустимому выбросу в атмосферу токсичных газов (NO_x и SO_2) без установки дорогостоящих и требующих значительных площадей реакторов селективного каталитического восстановления (СКВ) и скрубберов мокрой сероочистки. Размещение в условиях городской застройки этих установок (не говоря уже о дополнительном оборудовании для приема и хранения мочевины, а также для хранения гипса) представляется чрезвычайно трудной задачей.

В настоящее время в структуре генерирующих мощностей России основную роль играет оборудование с традиционным паросиловым циклом. Причем мощности, установленные на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ) и конденсационных электрических станциях, распределяются практически поровну, как и объем годовой выработки электроэнергии. Теплофикационные установки на 65% сконцентрированы на ТЭЦ с давлением свежего пара 13 МПа, причем значительную долю (около 22%) составляет менее экономичное оборудование ТЭЦ на давление пара 9 МПа и ниже. Прогнозные оценки на уровне 2015 года показывают, что газомазутные и пылеугольные мощности ТЭЦ выработают свой ресурс на 58 и 48%, соответственно. В таких условиях исключительно острой является необходимость технического перевооружения отрасли.

Состояние парка котельного оборудования угольных ТЭЦ свидетельствует об их полном несоответствии перспективным и зачастую существующим нормам на вредные выбросы, котлы физически изношены и морально устарели. Их реконструкция в ряде случаев приводит только к небольшому и временному росту экономичности (например, устранение повышенных присосов воздуха, замена изношенных поверхностей нагрева и так далее). Кардинальным решением проблемы является замена устаревшего оборудования угольных ТЭЦ новыми теплофикационными блоками с повышенными параметрами пара и с котлами, обеспечивающими минимальные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Одним из путей технического перевооружения является применение технологии сжигания в циркулирующем кипящем слое, которая обеспечивает

достижением нормативных выбросов оксидов азота и серы без применения наиболее дорогих устройств азото- и сероочистки, а также позволяет сжигать непроектные топлива, в том числе местные топлива и отходы без существенных потерь в экономичности и параметрах пара.

Необходимость технического перевооружения ТЭЦ определяется и тем, что комбинированный метод производства электроэнергии и тепла на ТЭЦ снижает потребность в топливе примерно на 30% по сравнению с раздельным. Теплофикация и в новых экономических условиях сохраняет свою эффективность, как при реконструкции действующих, так и при строительстве новых ТЭЦ.

За рубежом (Дания, Германия, Финляндия, Швеция и др.) централизованное теплоснабжение на основе теплофикации пользуется репутацией безопасного, надежного, экономически и экологически приемлемого способа снабжения населения электроэнергией и теплом. Довольно часто используются технологии совместного сжигания угля и различных видов биомассы на ТЭЦ в ряде скандинавских стран, Германии, Польше. При этом используются как местные источники биомассы и различные виды отходов, так и облагороженная биомасса (пеллеты). В этих странах предъявляются более жесткие требования к вредным выбросам, поэтому котлы оснащены средствами азото-и сероочистки или используется технология сжигания в ЦКС. Большое внимание уделяется повышению надежности теплоснабжения. Все новые ТЭЦ имеют очень хорошую загрузку – более 7500 часов в год, что свидетельствует об экономичном режиме их работы в конденсационном режиме.

Повышение эффективности централизованного теплоснабжения может быть достигнуто путем совершенствования эксплуатирующегося основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ, их тепловых и пусковых схем, автоматизации технологических процессов (АСУ ТП) и технологии эксплуатации, а также внедрением нового замещающего оборудования. Для угольных ТЭЦ важным является улучшение экологических показателей.

На внутреннем рынке организации-участники технологической платформы обладают полным преимуществом. Конкуренцию при производстве тепла (иногда и электроэнергии) составляют небольшие распределенные системы, однако они работают в несколько другом сегменте рынка. Зарубежное оборудование, обладающее зачастую лучшими, чем отечественное оборудование показателями является существенно более

дорогим. Применительно к угольным ТЭЦ фактов применения полной зарубежной поставки не имеется. Однако, возможность покупки ряда элементов оборудования и систем или его производства по лицензиям зарубежных компаний не следует исключать.

Технология 3 Производство энергии и тепла с использованием ПГУ с внутрицикловой газификацией твердого топлива единичной мощностью 200-400 МВт с КПД до 50% и перспективными технологиями с использованием топливных элементов, обеспечивающих КПД до 60%.

Целесообразность замены конденсационных газомазутных энергоблоков парогазовыми (ПГУ) не вызывает сомнений. Однако в некоторых случаях, при отсутствии возможности использовать природный газ (или газотурбинное жидкое топливо) перейти от ПСУ к ПГУ можно и на твёрдом топливе. В некоторых странах, не столь богатых природным газом, как Россия, уже несколько лет эксплуатируются ПГУ с внутрицикловой газификацией. Имеются системы газификации в потоке на кислородном дутье. При этом появляется возможность газифицировать низкосортное твёрдое топливо, и даже нефтяной кокс (в смеси с углём). Очистка продуктов газификации перед их сжиганием в камере сгорания ГТУ позволяет выдержать самые жёсткие нормативы по допустимым выбросам в атмосферу. Открываются дополнительные возможности по связыванию тепличного газа (CO_2). К сожалению, высокие затраты (как инвестиционные, так и эксплуатационные) на воздухоразделительную установку (для получения кислорода) существенно снижают экономичность такой технологической схемы.

Для отечественной энергетики предпочтительным может оказаться процесс газификации на воздушном дутье, не требующий воздухоразделительной установки. КПД установки с такой технологией газификации в системе ПГУ по оптимистическим оценкам может составить 50-52%, что вряд ли достижимо при сжигании угля в паросиловой установке.

На первом этапе предлагается создать опытно-промышленную установку с ГТУ электрической мощностью 16,5 МВт и с разработанным в ВТИ газогенератором горнового типа. Для газификации дроблёного угля в плотном слое будет использоваться паровоздушное дутьё, а очищенные продукты газификации будут поступать к ГТУ-16 ПЭР. После котла-

утилизатора пар подаётся на паровую турбину. В конденсационном режиме мощность ПГУ будет составлять 23,2 МВт, а КПД - 37,6%. В теплофикационном режиме электрический КПД будет равен 34,4%, коэффициент использования тепла топлива составит 57%.

Пуск опытно-промышленной установки намечается на 2015 г., после чего (и с учётом первых испытаний) будет начата разработка полномасштабной ПГУ мощностью 300 МВт. Для этой ПГУ можно будет использовать газовую турбину ГТЭ-160 с учётом того, что эта машина уже была использована за рубежом в составе ПГУ с газификацией угля и нефтяных остатков.

Кроме отечественных ТЭС, для которых поставка нового современного оборудования взамен устаревшего является единственным средством сохранения статуса «тепловой электростанции», имеются большие возможности поставок разрабатываемого оборудования за пределы РФ. В первую очередь - это страны СНГ, в которых отсутствует котлостроение. Даже самое крупное (после РФ) в промышленном плане государство - Украина, имеющая заводы по производству паровых и газовых турбин, вынуждено будет импортировать котельные установки для сооружения новых и замены устаревших энергоблоков. В сочетании с отсутствием таможенных барьеров, сделает наши котлы конкурентоспособными на этом рынке. Такая же ситуация складывается в странах Центральной Азии, прежде всего - в Казахстане и Киргизии.

Учитывая отсутствие природного газа в Японии, Южной Корее и других странах Юго-Восточной Азии, весьма вероятна поставка в эти страны парогазовых установок с внутрицикловой газификацией. Использование таких установок в сочетании с топливными элементами сможет повысить их КПД до 60%, а значит - сделает их более привлекательными по сравнению с угольными энергоблоками даже на суперкритические параметры пара.

Ещё одним рынком для высокоэффективных энергетических установок российского производства является Южная Америка. Страны этого региона пока что развивают свою тепловую энергетику на базе продукции североамериканских заводов (США и Канады). Однако высокое качество разрабатываемой в РФ продукции в сочетании с некоторыми мерами экономического стимулирования экспорта позволят российским энергомашиностроительным компаниям выйти и на этот рынок.

Производство электроэнергии и тепла для нужд населения и промышленности является важнейшей отраслью национальной экономики. На него затрачиваются огромные ресурсы. Вследствие этого повышение экономичности электрогенерирующих установок необходимо для процветания страны и является одной из главных задач.

Одним из перспективных направлений современной энергетики являются энергоустановки на основе топливных элементов. Топливный элемент (ТЭ) – это электрохимический генератор, непосредственно преобразующий в электроэнергию химическую энергию топлива и окислителя, отдельно и непрерывно подводимых к его электродам. Термодинамическая эффективность такого преобразования может быть очень высокой. Кроме того, КПД топливных элементов не зависит от мощности, поэтому они могут эффективно вырабатывать электроэнергию как на крупных электростанциях, так и в составе установок автономного энергоснабжения небольшой мощности.

Установки на основе топливных элементов бесшумны и имеют практически нулевые выбросы загрязняющих веществ. Они допускают высокую степень автоматизации, что значительно упрощает их обслуживание. Благодаря этим достоинствам топливные элементы широко применяются в космической и военной технике начиная с 1960-х годов.

В настоящее время в промышленно развитых странах большое внимание уделяется гибридным энергоустановкам (ЭУ), полученных объединением высокотемпературных топливных элементов и газотурбинной установки (ГТУ) или парогазовой установки (ПГУ).

В гибридной энергоустановке теплота отработавших газов топливного элемента используется в цикле ГТУ или ПГУ (рис. 1).

Существует два основных типа высокотемпературных топливных элементов: расплавкарбонатные (РКТЭ) и твердооксидные (ТОТЭ). С позиций термодинамики электрохимических процессов было показано преимущество ТОТЭ над РКТЭ. При этом более высокая температура работы ТОТЭ позволяет утилизировать высокопотенциальное тепло в газотурбинном цикле с большей эффективностью. Кроме того, ТОТЭ имеют более высокий ресурс, а также проще и безопаснее в эксплуатации благодаря отсутствию жидкого электролита.

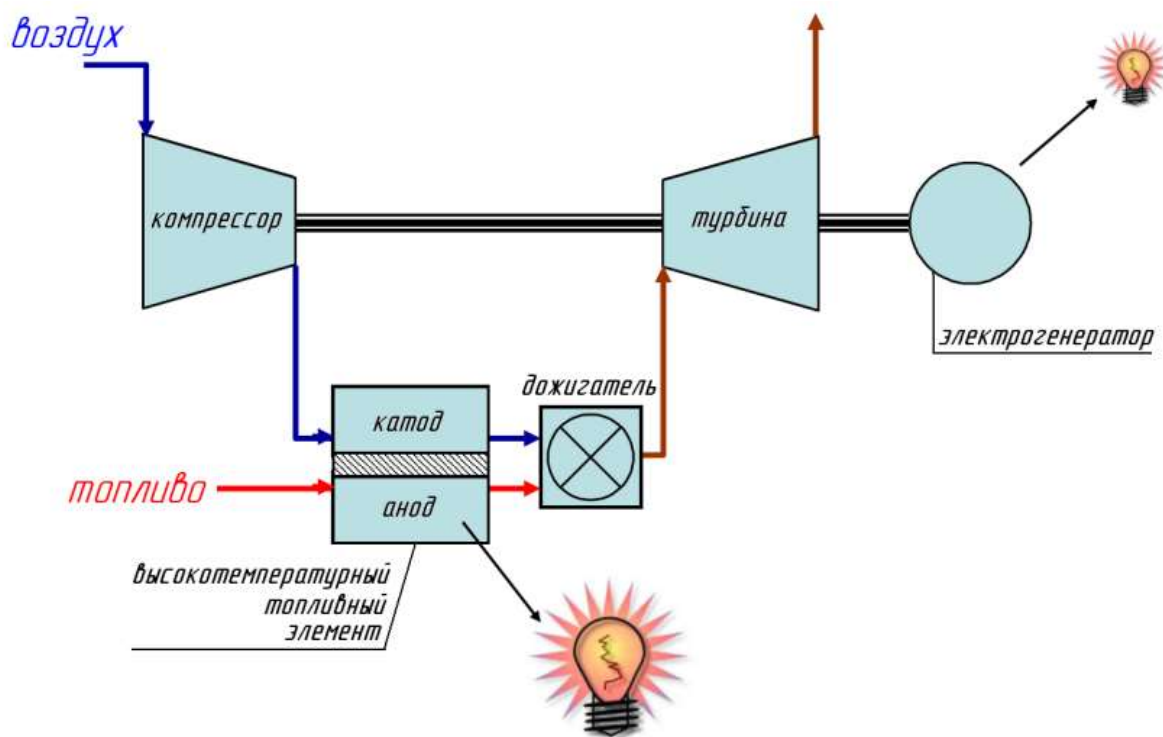


Рис. 1 Принцип действия гибридной установки

Таким образом, твердооксидные топливные элементы наиболее перспективны для стационарной энергетики. Важным их достоинством является то, что, в отличие от остальных типов топливных элементов, они могут использовать различные газообразные топлива, включая биогаз, шахтный газ и продукты газификации угля.

В конце 90-х годов XX века благодаря применению нанодисперсных порошков были достигнуты большие успехи в разработке ТОТЭ. О резком росте интереса к ТОТЭ во всем мире за последние 15 лет свидетельствуют данные Всемирной организации интеллектуальной собственности. На рис. 2 показано количество поданных международных патентных заявок по твердооксидным топливным элементам (класс H01M 8/00 международной патентной классификации) в зависимости от года подачи.



Рис. 2 Количество поданных международных заявок на ТОТЭ в зависимости от года.

Основными трудностями технологий ТОТЭ в настоящее время являются высокая стоимость и низкий ресурс топливозлементных батарей. На решении этих проблем в настоящее время сосредоточены большие исследовательские усилия по всему миру, направленные на совершенствование производства наноструктур электродно-электролитной сборки и разработку наиболее рациональных конструкций ТОТЭ. Кроме государственных организаций, исследования поддерживают крупные производители энергооборудования (Siemens, General Electric, Mitsubishi, и др.).

Странами-лидерами в этих работах являются США, Евросоюз и Япония. В каждой из этих стран есть система мощной государственной поддержки этих исследований: SECA в США; Real-SOFC, Flame-SOFC, LargeSOFC и др. в ЕС, NEDO в Японии.

Развитие технологий ТОТЭ в настоящее время идет по двум направлениям:

- разработка установок для децентрализованного энергоснабжения (мощность 1-100 кВт);
- разработка крупных (10-100 МВт) гибридных энергоустановок на природном газе и продуктах газификации угля с эффективностью 60-70%, в том числе с возможностью улавливания CO₂.

Европейские программы развития ТОТЭ ориентированы преимущественно на первое из названных направлений, американские – на второе, а японские сочетают оба подхода.

Конечная цель европейских программ государственной поддержки ТОТЭ – широкое внедрение ТОТЭ в энергетику, особенно децентрализованную. Достижение этих целей обеспечивается рядом программ разработки ТОТЭ, объединяющих фирмы-производители и научные центры разных стран Евросоюза. Коммерческими разработками ТОТЭ малой мощности (5-20 кВт) в Европе занимается целый ряд небольших компаний и научных центров: Hexis, Staxera, Wärtsilä, Исследовательский центр Юлиха, и другие. Значения электрического КПД для таких элементов составляют 30-50%, плотности мощности – 0,3-0,4 Вт/см².

В США октябре 2001 г. был сформирован Solid State Energy Conversion Alliance (SECA) и принята крупнейшая национальная программа, целью которой является разработка ТОТЭ. Конечным итогом программы должны стать значительное уменьшение стоимости ТОТЭ и их крупномасштабный выход на рынок. Предполагается, что ТОТЭ будут работать на обычном топливе: природном газе, дизельном топливе и угле – с последующим переходом на водород. Сама программа была задумана как система мер, обеспечивающая переход к водородной экономике.

В 2005 году подразделение ископаемого топлива (Office Fossil Energy's) министерства энергетики США разработало новую программу разработки ТОТЭ, использующих уголь. Цель этой программы – продемонстрировать технологию ТОТЭ, отвечающую требованиям электростанций. В исследованиях предполагается использовать достижения программы SECA.

Один из проектов этой программы – FutureGen – направлен на сооружение электростанции на угле с практически нулевыми выбросами. Намечено создание станции мощностью 275 МВт, которая будет производить электроэнергию и водород из угля и станет крупномасштабной инженерной лабораторией для испытаний и оптимизации новых технологий экологически чистой электрогенерации, улавливания CO₂ и производства водорода из угля.

Программа SECA первоначально разрабатывалась шестью конкурирующими рабочими группами: Cummins-SOFCo, Delphi-Battelle, General Electric (GE), SiemensWestinghouse (SW), Acumentrics, и FuelCell Energy (FCE). В результате этих работ стоимость стека ТОТЭ была снижена с 1500\$/кВт в 2000 году до 175\$/кВт в 2010 году. К 2010 году для продолжения программы были выбраны фирмы FuelCell Energy и Siemens, элементы которых успешно прошли испытания в течении более 5000 часов,

продемонстрировав деградацию напряжения меньше 3% за 1000 часов. К 2015 году предполагается запуск модуля энергетической установки на базе ТОТЭ 250 кВт – 1 МВт, к 2020 – гибридной установки мощностью около 5 МВт эффективностью 60% с улавливанием 90% CO₂, к 2025 – гибридной установки с газификацией угля мощностью 250-500 МВт.

Государственная программа развития ТОТЭ в Японии предусматривает разработку ТОТЭ для децентрализованного энергоснабжения. Организация новых энергетических и промышленных разработок (the New Energy and Industrial Technology Development Organisation) при министерстве экономики, торговли и промышленности координирует фундаментальные и прикладные работы по процессам и технологиям ТОТЭ. Для демонстрационных испытаний был образован консорциум из пяти компаний, включая компанию Киосера (Kyocera), основного поставщика керамики, и компанию Nippon Oil. При этом ставится задача не расширения производства и коммерциализации ТОТЭ, но доведения технологии производства до «технической зрелости». В 2009 году было установлено 67 электрогенерирующие системы на ТОТЭ, в следующие годы предполагается вести сбор эксплуатационных данных при их непрерывной работе установок. Кроме того, в Японии реализуется долгосрочный проект EAGLE (Coal Energy Application for Gas, Liquid & Electricity), направленный на создание гибридных установок комбинированного цикла с ТОТЭ на продуктах газификации угля. Был разработан и испытан в течение 1000 часов газификатор на кислородном дутье, ведется разработка систем улавливания CO₂. В исследовательском институте Chigasaki (Chigasaki Research Institute) ведутся испытания гибридной установки на основе ТОТЭ мощностью около 150 кВт.

Крупнейшими мировыми лидерами в исследованиях и разработках гибридных установок являются компании Siemens, Fuel Cell Energy и Mitsubishi Heavy Industrie.

Исследования ТОТЭ, ведущиеся в компании Siemens, начались в 30-х годах прошлого века. В настоящее время ТОТЭ фирмы Siemens трубчатой конструкции являются непревзойденными в мире по характеристикам надежности: ресурс лучших образцов достигает 69 тысяч часов для элемента в лабораторных испытаниях и 37 тысяч часов для батареи (демонстрационная установка СНР100). Фирмой Siemens в 2000-2002 годах была испытана первая в мире гибридная установка. Испытания проводились в Национальном Исследовательском Центре Топливных Элементов (NFCRC) в Ирвине на

средства компаний Southern California Edison, Министерства Энергетики США и Калифорнийской Энергетической Комиссии. Энергоустановка мощностью 220 кВт включала в себя батарею ТОТЭ и микротурбину мощностью 75 кВт. В настоящее время фирма Siemens является одним из наиболее успешных участников программы SECA.

Компанией Fuel Cell Energy разработаны коммерческие энергетические установки на основе расплавкарбонатных топливных элементов (РКТЭ) мощностью 300, 1500 и 3000 кВт. К настоящему моменту во всем мире работают более восьмидесяти таких установок общей мощностью 182 мегаватта. Они применяются в качестве систем автономного энергоснабжения в гостиницах, больницах, тюрьмах, на предприятиях по очистке сточных вод, на пищевых производствах, в университетах, правительственных учреждениях, а также для бытового энергоснабжения. Решающими для потребителей преимуществами этих систем являются их надежность, бесшумность, отсутствие вредных выбросов, а также возможность работы на биогазе, который является побочным продуктом пищевых производств и процессов очистки сточных вод.

На основе РКТЭ компания Fuel Cell Energy разрабатывает для коммерческого применения гибридные установки. В 2001-2002 годах в Дэнбери (США, штат Монтана) на испытательной площадке компания успешно провела испытания гибридной энергоустановки мощностью 280 кВт, состоявшей из модуля DFC мощностью 250 кВт и микротурбины Capstone Simple Cycle Model 330. В этих испытаниях впервые в мире гибридная установка работала на электрическую сеть.

Для использования в гибридных установках на продуктах газификации угля Fuel Cell Energy разрабатывает также ТОТЭ. Эти исследования поддерживаются программой SECA. Конечная цель состоит в получении технологии производства ТОТЭ, способных работать на синтез-газе, полученном газификацией угля. В перспективе предполагается создание гибридных установок с ТОТЭ на продуктах газификации мощностью более 100 МВт, имеющих электрический КПД не менее 50% при улавливании как минимум 90% диоксида углерода и уменьшенном потреблении воды установкой по сравнению с современными тепловыми электростанциями.

Компания Mitsubishi Heavy Industry (MHI) начала исследования твердооксидных топливных элементов трубчатой конструкции в 1989 году. С 1992 года эти исследования поддерживаются организацией новых

энергетических и промышленных разработок. Разработка гибридных установок ведется МНІ с 2004 года. В 2007-2009 годах была разработана и испытана первая в мире гибридная установка, в которой ТОТЭ работал под давлением выше атмосферного. Это чрезвычайно важный для развития гибридных установок результат, поскольку именно такая их конфигурация обеспечивает достижение наибольшей энергетической эффективности. К 2012 году компания МНІ планирует вывести на рынок гибридную установку с ТОТЭ мощностью около 250 МВт для автономного снабжения электрической и тепловой энергией.

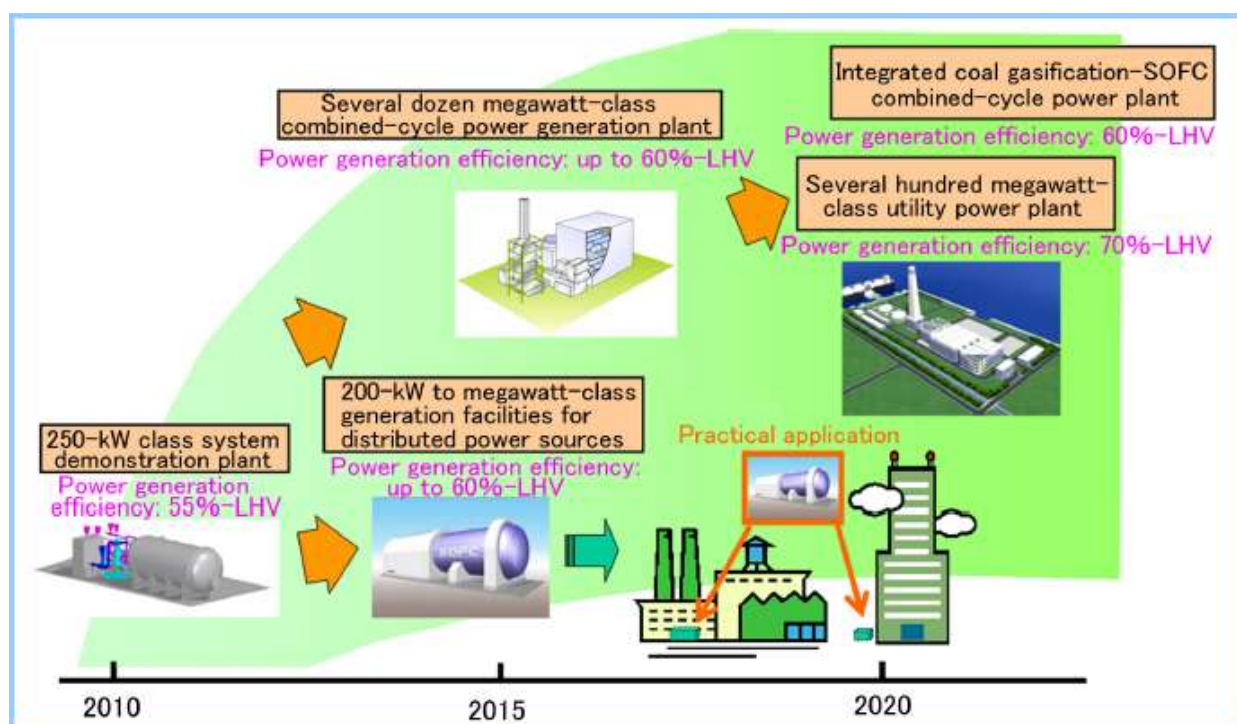


Рис. 3 «Дорожная карта» технологий гибридных установок МНІ

В дальнейшем планируется разработка гибридной установки, сочетающей модуль ТОТЭ с парогазовой установкой на природном газе мощностью 800 МВт эффективностью около 70%. Планируется также разработка гибридной установки на продуктах газификации с электрическим КПД не менее 60%. «Дорожная карта» технологий гибридных установок МНІ представлена на рис. 3.

Россия, обладавшая в 1960-70-х годах мировым приоритетом в разработках твердых электролитов, ключевой для создания ТОТЭ технологии, к настоящему моменту свое преимущество, в основном,

утратила. Несмотря существующую потребность повышения эффективности использования природного газа и развития децентрализованного энергоснабжения в энергодефицитных районах (север европейской части, Восточная Сибирь), в России отсутствует программа развития технологий высокотемпературных топливных элементов. Основной проблемой развития гибридных энергоустановок в России является отсутствие ТОТЭ собственной разработки мощностью более 1 кВт.

Наилучших результатов в разработке отечественных ТОТЭ достигли Институт высокотемпературной электрохимии Уральского отделения РАН и Всероссийский научно-исследовательский институт технической физики им. акад. Е.И. Забабахина

Начиная с 60-х гг. прошлого века Институт высокотемпературной электрохимии Уральского отделения РАН (ИВТЭ, г. Екатеринбург) занимался разработкой твердых электролитов, проводящих по ионам кислорода, а с начала 70-х гг. разработкой макетов электрохимических устройств на этих электролитах. Пиком работ стало изготовление в 1989 г. временным творческим коллективом под руководством А.С. Липилина ТОТЭ мощностью 1 кВт. ТОТЭ состоял из шести модулей по шестнадцать трубчатых элементов в виде пробирок длиной 210 мм, диаметром около 10 мм с толщиной стенки твердого электролита на основе диоксида циркония, стабилизированного смесью оксидов скандия и иттрия, около 0,4 мм. Топливный элемент имел при 950°C на метане в качестве топлива и воздухе в качестве окислителя удельную мощность около 200 мВт/см², КПД — 43%, коэффициент использования топлива при максимальной мощности — около 90%. Расположение элементов в модуле было запатентовано и стало прототипом для всех последующих батарей и энергосистем с трубчатым ТОТЭ, выполненным в виде пробирки.

Начиная с конца 80-х гг. прошлого века работы по разработке энергосистем на основе ТОТЭ в продолжение исследований ИВТЭ, практически инициативно, проводятся в Российском федеральном ядерном центре — Всероссийском научно-исследовательском институте технической физики им. акад. Е.И. Забабахина (ВНИИТФ, г. Снежинск). Разработчики, начав работы по всем конструктивным разновидностям ТОТЭ (трубчатая, планарная, блочная), остановили свой выбор на трубчатой конструкции элемента. В последние годы работа увенчалась успешными испытаниями энергосистем мощностью 1–2,5 кВт (рис. 4).

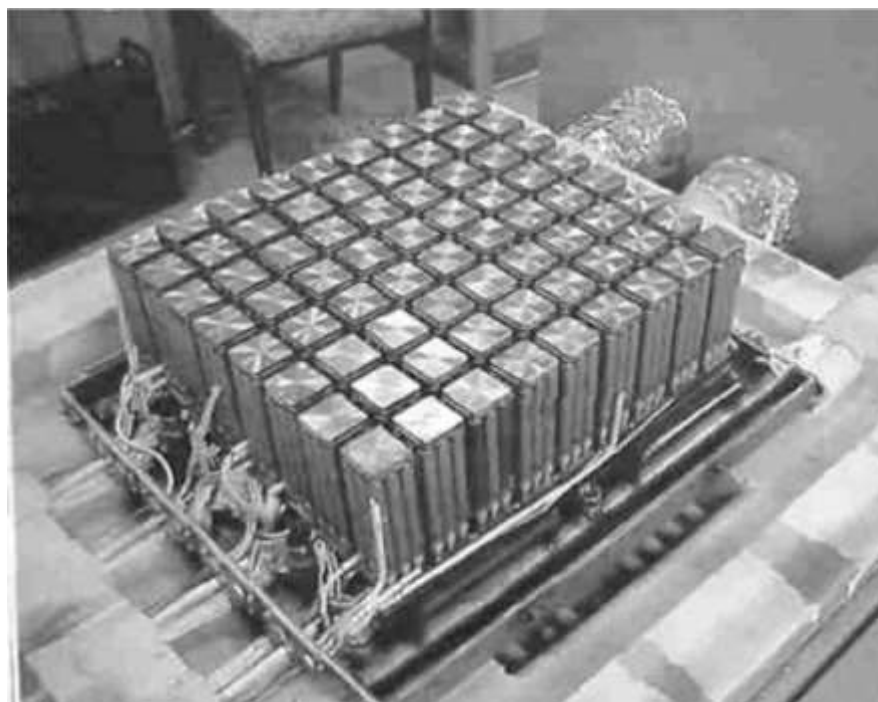


Рис. 4 Электрохимическая часть демонстрационной энергоустановки (ВНИИТФ г. Снежинск). Модуль батарей мощностью 2,5 кВт

В основе батарей лежат элементы с несущим электролитом трубчатой конструкции (пробирки из YSZ электролита длиной около 120–160 мм, диаметром около 10 мм с толщиной стенки менее 0,8 мм). Все материалы и компоненты ТОТЭ изготовлены на предприятиях РФ. Распределенный многоточечный токосъем с анода и катода позволил уменьшить внутреннее сопротивление элементов и достичь удельной мощности единичного элемента 350 мВт/см^2 , а в составе энергосистемы получено около 150 мВт/см^2 . Энергосистемы предназначены для использования на трубопроводах «Газпрома» в холодных климатических условиях.

В России существует много научных коллективов, занимающихся ионикой твердого тела. Однако их деятельность практически не координируется. Кроме названных научных центров, твердые электролиты и электродно-электролитные сборки разрабатывают ИМХФ, МГУ, Институт сильноточной электроники СО РАН, Томский политехнический университет, Институт катализа им. Г.К. Борескова СО РАН, Уральский государственный университет, Институт физики твердого тела (Черноголовка) и др.

Технология 4 Технологии экологически чистого использования твердого топлива и газоочистки, обеспечивающие близкие к нулевым выбросы SO_2 , NO_x и золовых частиц и других ингредиентов, включая улавливание из цикла CO_2 .

Обязательным условием работы котельных установок, использующих органическое топливо, является ограничение выбросов в атмосферу токсичных газов (SO_2 и NO_x), а также твердых частиц-зола уноса. Особенно острой эта проблема является для мощных угольных энергоблоков: в соответствии с Директивами Европейского Союза новые котлы тепловой мощностью 500 МВт и более (паропроизводительностью 615 т/ч и более) должны иметь концентрацию SO_2 в дымовых газа за котлом не более 200 мг/м³ (в пересчете на 3% O_2) или 167 мг/м³ (в пересчете на принятую в России концентрацию $\text{O}_2 = 6\%$). Такие же жесткие нормы приняты и для оксидов азота (NO_x), и для твердых частиц.

Приведенные цифры свидетельствуют о том, что практически все угольные котлы для энергоблоков мощностью 210 МВт и выше должны быть оборудованы не только высокоэффективными электрофильтрами, но также устройствами для очистки дымовых газов от SO_2 и в большинстве случаев – для очистки или связывания оксидов азота.

Энергомашиностроительные компании в Европе и Северной Америке освоили производство наиболее эффективных установок мокро-известковой и мокро-известняковой сероочистки, а также установок селективного каталитического восстановления NO_x . Обе эти технологии обеспечивают выполнение как европейских, так и американских норм по допустимым выбросам в атмосферу при сжигании любых марок углей. В России пока что отсутствует опыт изготовления оборудования для реализации этих технологий. На одной из ТЭЦ ОАО «Мосэнерго» установлено оборудование СКВ, однако опыт эксплуатации этой установки на угле в России отсутствует (ТЭЦ-27 работает на газе).

Российскими специалистами делается ставка на двухступенчатую технологию селективного некаталитического восстановления оксидов азота. Некоторый опыт использования этого метода, не требующего катализатора, имеется на Тольяттинской ТЭЦ (с использованием аммиака) и на блоке №3 Каширской ГРЭС (с применением карбамида).

Мокро-известняковая технология сероочистки освоена только на полупромышленной установке (Губкинская ТЭЦ). Значительные успехи были достигнуты специалистами ОАО «ВТИ» при разработке технологии аммиачно-сульфатной сероочистки. Первичную проверку эта технология прошла на Дорогобужской ТЭЦ при сжигании высокосернистого бурого угля Подмосковского месторождения. Технология может обеспечить степень сероочистки 99,5% и продуктом сероочистки является сульфат аммония, который является эффективным сельскохозяйственным удобрением и сырьем для производства кормовых дрожжей.

Достаточно остро стоит вопрос о выбросах в атмосферу золowych частиц. В ближайшем будущем потребуется обеспечить очистку дымовых газов от этих частиц до остаточной запыленности 30-50 мг/м³, а, следовательно, увеличить эффективность золоулавливающих установок до 99,95% и более.

В России на сегодняшний день отсутствуют технические решения по золоулавливающей установке для мощных энергоблоков, позволяющей очищать до такого уровня продукты сгорания высокосольных углей (таких как экибастузский, кузнецкий) от летучей золы. Особенно сложно улавливание наиболее вредных тонко-дисперсных частиц, размером менее 10 мкм.

К современным золоуловителям предъявляются следующие основные требования:

возможность очистки больших объемов газов; компактность; умеренное гидравлическое сопротивление; обеспечение высокой степени очистки дымовых газов при переменных режимах работы (нагрузках) котлоагрегата.

Для выполнения этих требований наиболее перспективной и коммерчески целесообразной является технология двухступенчатой сухой комбинированной очистки методом электростатического осаждения с последующей фильтрацией. Она позволяет не только обеспечить очистку дымовых газов угольных энергоблоков от летучей золы (включая частицы субмикронных размеров) до остаточной запыленности на уровне 30 мг/м³, но и дает возможность улавливания соединений тяжелых металлов, в первую очередь ртути.

В основу технологии заложена идея объединения двух различных золоуловителей (электрофильтра и рукавного фильтра) в одно устройство, с

целью сочетания в нем достоинств этих аппаратов. Такое сочетание позволяет интенсифицировать процессы очистки в обеих ступенях и сократить габариты оборудования. Эффект достигается при увеличении скорости движения газов и, соответственно, скорости фильтрации в ступени окончательной очистки из-за формирования на фильтрующем материале более рыхлого слоя за счет зарядки частиц в предварительной ступени очистки.

Аппараты с комбинированной очисткой (по сравнению с электрофильтрами) позволят значительно снизить выбросы тонких частиц, исключат проскок частиц и вторичный унос, эффективно будут улавливать золы с высоким удельным электрическим сопротивлением (УЭС) и иметь меньшие габаритные размеры. Эффективность улавливания частиц размером 0,01–50 мкм составит 99,99%.

Стоимость аппарата с комбинированной очисткой дымовых газов от летучей золы до остаточной запыленности 30 мг/м³ будет примерно на 30% ниже стоимости электрофильтра с такой же степенью очистки.

Технология очистки дымовых газов от твердых частиц методом фильтрации с их предварительной зарядкой особенно может быть востребована при реконструкции действующих российских ТЭС ввиду отсутствия необходимой площади для размещения электрофильтров требуемых размеров, а также в случае, когда неблагоприятные электрофизические свойства золы вынуждают устанавливать электрофильтры из 7 и более электрополей.

В 2005 г. вступил в силу Киотский протокол, согласно которому развитые страны принимают на себя обязательства по сокращению антропогенной эмиссии парниковых газов с целью предотвращения глобальных изменений климата. Как принято сейчас полагать, наблюдаемое в настоящее время потепление климата вызвано именно антропогенной эмиссией этих газов (главным образом CO₂).

Примерно треть глобальной антропогенной эмиссии диоксида углерода связана с централизованным производством энергии из органического топлива. ТЭС являются мощными точечными источниками углекислого газа и поэтому представляют большой интерес с точки зрения организации улавливания на них CO₂.

Меры по повышению эффективности энергопроизводства и потребления, переход на сжигание газа вместо угля или мазута, разведение и

восстановление лесов в краткосрочной перспективе являются основным способом снижения антропогенной эмиссии CO_2 . Кроме того, возможно повысить долю использования АЭС и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в общем балансе, хотя рассчитывать в ближайшее время на эти источники энергии, как на основные, не приходится.

Очевидно, что реализации первичных мер (энергосбережение, переход на сжигание газа и т.п.) недостаточно для стабилизации атмосферной концентрации диоксида углерода на безопасном для человечества уровне.

В связи с этим в последние несколько лет в развитых странах, а также рядом международных организаций и крупнейших корпораций развернуты программы исследований возможностей снижения эмиссии CO_2 за счет более дорогостоящих мер, принятие которых рассчитано на средне- и долгосрочную перспективу: сжигание топлив с пониженным содержанием углерода, улавливание диоксида углерода из дымовых газов и его последующее захоронение (или утилизация), а также ряд других. Очевидно, однако, что принятие такого рода мер в масштабах национальной экономики неминуемо приведет к заметному снижению эффективности энергопроизводства и повышению его стоимости. Именно поэтому в развитых странах большое внимание уделяется исследованию проблем, связанных с потеплением климата, и вопросам снижения затрат на борьбу с ним. Так, например, в последние годы XX века ежегодные расходы США на исследования в области изменения климата составляли примерно \$1,6 млрд. (доля расходов на исследования в области собственно улавливания и захоронения CO_2 пока относительно невелика). Наибольший вклад в эти исследования сделан к настоящему моменту Японией. Начиная с 1990 г., за неполное десятилетие на эти цели было израсходовано более \$350 млн.

Существуют три основных способа удаления CO_2 при сжигании органического топлива на ТЭС:

- улавливание из дымовых газов после сжигания топлива;
- удаление углекислого газа до сжигания топлива;
- технологии, исключаящие азот из процесса сжигания топлива – сжигание в смеси кислорода и CO_2 и сжигание в химическом цикле.

При реализации первого способа CO_2 улавливается из дымовых газов, как правило, с помощью установок химической абсорбции, после чего

отгоняется из раствора абсорбента, осушается, ожижается и направляется на захоронение.

Удаление CO_2 до сжигания может быть осуществлено в процессе газификации. После проведения риформинга и шифт-реакции газовая смесь содержит главным образом водород и углекислый газ. Водород направляется на сжигание в газовую турбину, а CO_2 с помощью аппаратов физической абсорбции, или с помощью аминов, удаляется и направляется на ожижение и захоронение.

Для исключения азота из цикла сжигания из воздуха в специальном сепарационном блоке извлекают кислород, после чего сжигание топлива осуществляют в смеси O_2 и добавляемого с помощью рециркуляции CO_2 . Дымовые газы в этом случае состоят из смеси углекислоты и водяных паров, после конденсации которых жидкий CO_2 направляется на захоронение.

В настоящее время все эти технологии могут быть реализованы с использованием уже существующего оборудования. Однако это оборудование должно быть усовершенствовано и модифицировано, причем в большинстве случаев необходимо соответствующее увеличение масштабов. Даже при использовании наиболее эффективных на сегодняшний день методов улавливания CO_2 энергозатраты оцениваются в 8-13% для угольных ТЭС (из них 3-4% идет на сжатие углекислого газа до давления порядка 10 МПа и в 9-12% для газовых (2-3% на сжатие). В стоимостном выражении организация улавливания CO_2 оценивается величиной €10-50 за МВт.ч. Стоимость производства энергии на блоках с улавливанием CO_2 для парогазовых установок (ПГУ) на природном газе (9,74 ц/кВтч), затем идут блоки ПГУ с внутрицикловой газификацией (ВЦГ) (10,29-11,04 ц/кВтч) и, наконец, самая высокая стоимость на угольных блоках с факельным сжиганием – 11,48-11,88 ц/кВтч. В относительных величинах увеличение стоимости электроэнергии за счет улавливания CO_2 для ПГУ на природном газе составляет 42-45%, для ПГУ с ВЦГ – около 35% и для блоков с факельным сжиганием угля – 75-80%.

Таким образом, в настоящее время дешевых технологий снижения эмиссии CO_2 нет, правовые и экономические механизмы трансграничного транспорта уловленной углекислоты и ее захоронения в недрах не разработаны, вопросы безопасности и надежности геологического захоронения не решены. В результате выполнение обязательств в энергетическом секторе может быть реально обеспечено только за счет повышения доли природного газа в европейском топливном балансе, за счет

увеличения сжигания биомассы или за счет выкупа части неиспользованной квоты у тех стран, где она есть.

Российская Федерация производит около 8% от всех мировых выбросов CO₂ и находится на пятом месте по этим выбросам в мире. При этом на энергетику и транспорт приходится 84% от всех выбросов CO₂.

Комбинированная выработка электроэнергии и тепла в России снижает потребление топлива в стране на 20 млн. т. у. т. в год. Повышение экономичности угольных энергоблоков и ТЭЦ может сократить расходы топлива и выбросы CO₂ на 20% и более.

В долгосрочной перспективе для стабилизации или даже снижения выбросов CO₂ необходимо будет использовать технологический процесс секвестра углекислоты, который состоит из трёх основных звеньев: улавливания, транспортировки и захоронения. Вопросы транспорта CO₂ изучены довольно хорошо, в то время как улавливание – наиболее затратная часть процесса секвестрации – и захоронение исследованы в значительно меньшей степени.

ОАО «ВТИ» еще с 2005 года начал разработки в области улавливания и захоронения CO₂. В 2006-2007 гг. были выполнены исследования в рамках международного проекта «Calcium cycle for efficient and low cost CO₂ capture using fluidized bed systems» по договору с Университетом г. Штутгарт (Германия) - проведены исследования по улавливанию CO₂ известью. Были определены оптимальные режимы работы технологии, коэффициент массопередачи в зависимости от технологических параметров и скорость кальцинации реагента. Работа была принята Европейским Сообществом и доложена на международной конференции.

Другие работы включали в себя исследования установок с внутрицикловой газификацией и очисткой от CO₂, использования технологий сжигания в химических циклах и исследования по применению топливных элементов, работы по подземному захоронению или закачке CO₂ в нефтяные скважины. Все эти работы финансировались Федеральным агентством по науке и инновациям и РАО «ЕЭС» России. Также разрабатывались технические решения по использованию сжигания в среде кислорода с рециркуляцией CO₂.

В последнее время в ОАО «ВТИ» в рамках Государственных контрактов, финансируемых Минобрнаукой РФ, осуществлялись следующие работы:

- совместное сжигание биомассы и угля по теме «Разработка и научное обоснование технических решений и технологических основ совершенствования теплотехнического оборудования угольных ТЭЦ»,
- изучение процессов, протекающих в твердооксидных топливных элементах по теме «Разработка гибридных энергоустановок с топливными элементами на продуктах газификации угля с возможностью улавливания CO₂».

Технология 5 «Высокоэффективные модульные теплофикационные парогазовые установки единичной мощностью 100 и 170 МВт для строительства новых и реконструкции действующих ТЭЦ и перспективные технологические комплексы на их основе с применением теплонасосных установок, обеспечивающие коэффициент использования тепла топлива, близкий к 95–98 % с учётом использования источников низкопотенциального тепла»

Поручениями Президента Российской Федерации от 29 марта 2010 г. Пр-839, перед электроэнергетикой поставлен ряд задач, касающихся повышения эффективности отрасли, и, в частности, определения сроков обязательного перехода на парогазовый цикл в соответствующих секторах генерации (п. 2з); разработки комплекса мер по стимулированию производства высокоэффективного энергетического оборудования, прежде всего такого, как парогазовые установки (п. 2г); максимального использования потенциала когенерации и модернизации систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований (п. 5).

Настоящий проект направлен на создание условий технологического обеспечения при реализации поставленных задач. В соответствии с докладом Минэнерго России Правительству Российской Федерации принят срок до 2030 г., в течение которого должен быть обеспечен обязательный перевод на парогазовый цикл действующих КЭС и ТЭЦ России, работающих на природном газе.

Переход на парогазовый цикл, как правило, будет сопровождаться увеличением мощности электростанций и высокоэффективным производством на них электроэнергии, что потребует проведения

дополнительных балансовых проработок, учитывающих постанционные эффекты на интервалах 2011–2030 гг.

Одновременно необходимо учитывать изменение (уменьшение) в балансах тепловой мощности доли теплофикационных отборов турбин в составе ПГУ-ТЭЦ, степень которого должна быть нормативно обоснована (показатель альфа-ТЭЦ), а дефицит скомпенсирован эффективными источниками тепла, например, тепловыми насосами и пиковыми котельными.

Наиболее сложной и масштабной представляется задача реконструкции и перевода на ПГУ оборудования ТЭЦ, использующих природный газ, в составе 875 агрегатов с параметрами пара на давление 12,8–9,0 МПа и ниже. В то же время, как показывают предварительные оценки, перевод на ПГУ позволит на тех же площадках получить дополнительно до 80 ГВт эффективной мощности с выработкой на тепловом потреблении до 300 ГВт·ч электроэнергии.

Столь же масштабной является проблема наращивания когенерации. Из 132 городов с численностью населения от 100 тыс. чел. до 500 тыс. чел. только в 65 городах теплоснабжение покрывается как от ТЭЦ, так и от котельных. В 67 городах потребители получают тепло только от муниципальных и ведомственных котельных, теплоэлектроцентрали территориальных генерирующих компаний в этих городах отсутствуют.

Масштаб этих проблем и временные рамки их решения требуют обеспечения высоких темпов реконструкции действующих и строительства новых ТЭЦ при экономии капиталовложений, высокой надёжности и экономической эффективности оборудования, минимизации эксплуатационных затрат.

Важным фактором при этом является стеснённость территории реконструируемых ТЭЦ, расположенных, как правило, в черте городской застройки, которая предъявляет жёсткие требования к компактности оборудования, оптимальному его размещению и минимальному воздействию на окружающую среду.

В этих условиях от отечественного энергомашиностроения требуется максимальная унификация и высокий технический уровень оборудования, модульный принцип его заводского изготовления и поставки, высокая степень типизации проектно-технических решений.

Предлагаемая в настоящем проекте разработка и освоение модульных теплофикационных парогазовых установок средней мощности 100 и 170 МВт

на базе отечественных газовых турбин 65-110 МВт позволяет обеспечить выполнение вышеуказанных требований и задач как при реконструкции действующих, так при строительстве новых ТЭЦ. Эти два типоразмера закрывают значительную нишу потребности в эффективных современных теплофикационных ПГУ средней мощности и будут широко востребованы генерирующими компаниями.

Реализация проекта позволит также преодолеть значительное отставание отечественного энергомашиностроения в создании эффективных конденсационных и теплофикационных ПГУ средней мощности.

Основной целью является создание, освоение и широкое тиражирование перспективной отечественной теплофикационной ПГУ-170(160) нового поколения с использованием научно-технического потенциала и развития энергомашиностроительного и электроэнергетического комплексов промышленности Российской Федерации.

Для достижения этих целей необходимо решить следующие задачи:

- осуществить доводку и совершенствование конструкции газовой турбины ГТД-110;
- определить площадку для строительства демонстрационной (пилотной) теплофикационной ПГУ-170(160);
- выполнить научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы для обоснования принимаемых технических решений;
- разработать типовой рабочий проект теплофикационной ПГУ-170(160) с привязкой к выбранной площадке;
- разработать и изготовить основное оборудование теплофикационной ПГУ-170(160);
- осуществить строительство и освоение головной теплофикационной ПГУ-170(160);
- уточнить по итогам освоения конструктивные и проектные решения;
- обеспечить развитие производства предприятий энергомашиностроения в целях широкого тиражирования теплофикационных ПГУ-170(160);
- осуществить крупномасштабное использование теплофикационных ПГУ-170(160) при реконструкции действующих и строительстве новых ТЭЦ.

Технология 6 «Всерезимные тригенерационные парогазовые установки единичной мощностью 20 – 30 МВт с электрическим КПД в конденсационном режиме более 50 % для распределённой энергетики».

Одной из важных задач для отечественной энергетики является высокоэффективное электро- и теплоснабжение небольших и средних городов и модернизация многочисленных коммунальных паросиловых электростанций.

Наиболее совершенным методом производства электроэнергии и тепла, обеспечивающим минимальный расход топлива, является теплофикация – комбинированная выработка электрической и тепловой энергии в одной энергетической установке (когенерация) в сочетании с централизованным теплоснабжением. В России ТЭЦ, которые в теплофикационном режиме вырабатывают как тепловую, так и электрическую энергию, стали основой централизованного теплоснабжения. Доминирующая роль теплофикации будет сохраняться и в дальнейшем.

При известных преимуществах централизованной комбинированной выработки теплоэлектроэнергии на крупных ТЭЦ она имеет ряд существенных недостатков:

- необходимость сооружения в городах крупных ТЭЦ, которые потребляют большое количество топлива и воды, выбрасывают в атмосферу газы, вызывающие тепличный эффект;
- значительные начальные инвестиции на сооружение, а затем высокие затраты на эксплуатацию городских инженерных сетей - водяных тепловых сетей;
- недостаточно надёжное теплоснабжение в зимний период, перерывы в подаче горячей воды летом из-за необходимости проведения плановых ремонтов тепловых сетей и т.п.;
- большие потери тепловой энергии при её транспорте и особенно при распределении (по разным оценкам они составляют от 15 до 30 %).

После либерализации экономики и реструктуризации РАО ЕЭС России резко сократился объём средств, выделяемых на ремонт и реконструкцию

ТЭЦ и тепловых сетей. Государство не в состоянии обеспечить бюджетное финансирование долгосрочных программ реконструкции крупных ТЭЦ и протяжённых теплосетей. Однако переход к рыночным отношениям между производителями и потребителями энергии в условиях практически монопольного её производства, а также многократное увеличение тарифов на отпускаемую энергию стимулирует потребителей к развитию собственных мощностей для комбинированного производства тепловой и электрической энергии, т. е., к децентрализованной инновационной политике в тепловой электроэнергетике, в том числе и главным образом на основе сооружения малых ТЭЦ (преимущественно электрической мощностью менее 50 МВт).

Разумность такого подхода к энергосбережению определяется рядом факторов, важнейшими из которых являются:

- сокращение государственного финансирования развития электроэнергетики;
- стремление потребителей сбалансировать внутреннее производство и потребление электроэнергии и тепла при максимально возможном ограничении их производства на своей территории;
- обеспечение прав потребителей на выбор способа энергоснабжения в условиях резкого роста тарифов при монопольном производстве энергии;
- стремление к сокращению продолжительности строительства вводимых мощностей;
- ужесточение экологических требований.

При выборе малых теплофикационных установок в настоящее время предпочтение отдаётся газотурбинным, парогазовым и дизельным электростанциям. Одним из важных преимуществ подобных электростанций является возможность их блочной поставки и быстрого ввода в эксплуатацию. Главным недостатком современных объектов энергетики является более низкая по сравнению с крупными ТЭЦ энергетическая эффективность и более высокая удельная стоимость установленной мощности.

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года определила развитие распределённой энергетики в качестве важнейшего направления развития энергетического сектора. Поставлена задача в ближайшие 7-10 лет в

несколько раз увеличить суммарную установленную мощность объектов малой генерации (сегодня она составляет 12 ГВт), увеличить производство электроэнергии на них (сегодня – 24 млрд. кВтч) и обеспечить надёжное энергоснабжение потребителей.

Вопросы развития распределённой малой энергетики нашли своё отражение в Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2030 г., которая предусматривает ввод в РФ в целом 3100 МВт мощностей распределённой энергетики на базе когенерации в базовом варианте и 5896 МВт - в максимальном варианте. Развитие распределённой энергетики не является альтернативой централизованной единой энергосистеме, а её дополнением с соблюдением разумного баланса. Назначение распределённой энергетики – в повышении устойчивости, эффективности функционирования всей энергетики, сдерживании роста цен на электроэнергию и, в конечном счете, лучшем удовлетворении потребностей потребителей в электроэнергии.

Распределённая энергетика в настоящее время начинает этап формирования в самостоятельную подотрасль энергетики, что является стратегической тенденцией развития отрасли на основе многообразия способов и форм энергообеспечения. 18 ноября 2010 года учреждена технологическая платформа «Малая распределённая энергетика», основной целью которой является инновационно-технологическое обеспечение структурного реформирования российской энергетической отрасли путём перехода к разнообразию типов и форм развития энергетики в соответствии с особенностями спроса конкретных потребителей, конкретных локальных условий развития и требованиями государственной политики по повышению энергетической эффективности российской экономики. Технической единицей распределённой энергетики являются локальные энергосистемы, которые могут быть представлены различным сочетанием генерирующих, сетевых объектов и иных установок и оборудования. Такие энергосистемы могут быть изолированными энергетическими «островами», либо иметь электрические связи с ЕЭС и взаимодействовать с ней.

Всерезимная опытно-промышленная ПГУ мощностью 20-30 МВт для электротеплоснабжения небольших и средних городов и городских районов является объектом распределённой энергетики и предназначена для снижения затрат на производство электроэнергии и тепла за счет резкого

увеличения эффективности использования топлива при умеренной удельной стоимости установленной мощности. Выбор парогазовой технологии производства электроэнергии и тепла обусловлен следующими соображениями, основанными на опыте использования газотурбинных установок в тепловой энергетике:

1. Небольшие и средние города, многие городские районы крупных городов получают электроэнергию из энергосистем, а тепло от отопительных котельных.
2. Модернизация отопительных котельных посредством их надстройки газовыми турбинами мало эффективна по следующим причинам:
 - ГТУ-ТЭЦ эксплуатируется по графику отпуска необходимого количества тепла, которое изменяется в зависимости от температуры наружного воздуха;
 - ГТУ-ТЭЦ не может эксплуатироваться при отсутствии тепловой нагрузки, т.е. в неотопительный период ГТУ-ТЭЦ останавливается в резерв.
3. Всережимная ПГУ-ТЭЦ свободна от этих недостатков, т.к. может эксплуатироваться в теплофикационном и конденсационном режимах. В пиковых режимах по отпуску тепла ПГУ-ТЭЦ может переводиться в режим ГТУ-ТЭЦ. Кроме того, для увеличения отпуска тепла может применяться дополнительное сжигание топлива в котле-утилизаторе. В летнее время отборы пара паровой турбины могут переключаться на выработку холода.
4. Отсутствие жесткой связи между отпуском тепла и электроэнергией допускает участие ПГУ-ТЭЦ в регулировании частоты и мощности в энергосистеме при реализации специальных технических решений в тепловой схеме и конструкции оборудования ПГУ-ТЭЦ.
5. Технические решения по паросиловой части ПГУ обеспечат её независимость от наличия источника охлаждающей воды.
6. Блочная поставка оборудования и систем ПГУ обеспечит короткие сроки сооружения и ввода эксплуатации и снизит капитальные затраты.

Отсутствие жесткой связи между выработкой электроэнергии и тепла позволяет сбалансировать у потребителя, как потребляемую электрическую

мощность, так и потребляемую тепловую энергию или холод. Эта ситуация крайне важна, если речь идет о локальной или выделенной энергосистеме.

В РФ до недавнего времени не было каких-либо реальных попыток применения специальных всережимных высокотехнологичных генерирующих энергоустановок для ТЭЦ на базе парогазовых технологий. В мировой практике ведущих стран, использующих парогазовые технологии, роль теплофикации в энергобалансе относительно невелика и проблемы, поставленные в предлагаемой работе, не прорабатывались.

Раздел 2. Прогноз развития рынков и технологий в сфере деятельности платформы.

Главным направлением в борьбе за конкурентоспособность разрабатываемых технологий и оборудования, реализующего эти технологии, является, безусловно, повышение технико-экономических показателей этого оборудования: его надёжности, величины эксплуатационных затрат, ремонтпригодности, компактности и экологических характеристик. Для достижения этих задач крупные поставщики энергетического оборудования должны иметь в своём распоряжении не только конструкторские бюро, но и Технологические Центры с экспериментальной базой. Проверка основных технических решений на полупромышленной установке могла бы гарантировать успешную работу полномасштабного изделия при его широком внедрении.

В этом случае котлостроительная компания получает заказ на серию мощных угольных котлов, которые будут работать на новом угольном месторождении. Зная характеристики угля, конструкторы разработают пылеугольную горелку (основываясь на имеющемся у них опыте использования углей такого же типа). Пуск первого же котла с такими горелками покажет их недостатки, что потребует длительного останова котла и замены уже изготовленных горелок. При наличии огневого стенда в Технологическом Центре компании можно было бы проверить разработанную конструкцию горелки и тем самым избежать дополнительных затрат и срыва сроков сдачи в эксплуатацию энергоблока с новыми горелками.

России нужно не любое, а передовое, коммерчески выгодное энергомашиностроение.

Например, целью реструктуризации должно быть не удовлетворение потребности, а создание экономически эффективного (высокоприбыльного) производства конкурентоспособного энергетического оборудования для обеспечения отечественных нужд и экспорта.

Важнейшим условием для достижения этой цели при рыночной экономике является конкуренция. Совершенно недопустима монополия предприятий на рынке в интересах их нынешних частных владельцев. Надо иметь

по крайней мере двух-трех полноценных поставщиков каждого вида продукции и возможность выбора их на конкурсной основе.

Конкуренция и соперничество не исключают сотрудничества для решения общих задач. В России нет опыта такого сотрудничества и целесообразно уделить внимание его организации. Сегодня одной из труднейших проблем многих энергомашиностроительных предприятий является чрезмерная инфраструктура, содержание которой ложится на небольшой объем продукции.

Конкретные пути преодоления возникающих вследствие этого трудностей неясны и в «стратегии» не рассмотрены. Вопрос требует внимательного изучения на примере нескольких предприятий и выработки рекомендаций, которыми в действительности можно будет воспользоваться.

Важное значение имеет ценообразование на энергомашиностроительную продукцию. Есть случаи, когда отечественные предприятия называют цены, более высокие, чем зарубежные фирмы.

Целесообразно предусмотреть развитие типизации, комплектной поставки оборудования блоками заводского изготовления, сервисного обслуживания на объектах.

Важно более четко сформулировать новые требования, которым должны удовлетворять энергомашиностроительные предприятия, например:

- разработка и выпуск конкурентоспособной продукции;
- ответственность (финансовая) за результат;
- комплектная поставка в крупных блоках заводской готовности;
- разработка и реализация при продаже схем их финансирования;
- осуществление технического обслуживания, гарантии поставок и т.д.

Необходимо учесть особенности инвестиционного цикла в энергомашиностроении и энергетике. Обязательным этапом разработки новой техники является длительная и дорогостоящая ее демонстрация (отработка головных образцов). Для нее надо искать источники средств, в частности, государственные.

Важным звеном реализаций передовых технологий заключение ответственного соглашения между государством и бизнесом с четкими обязательствами обеих сторон и сроками их исполнения. Такое соглашение должно включать программу конкретных работ и механизм их выполнения под руководством государства.

Технология 1 Отечественные ПГУ единичной мощностью до 1000 МВт с КПД до 60 % и перспективные технологии с использованием топливных элементов, обеспечивающие КПД до 70 %

Проект 1 Отечественные ПГУ единичной мощностью до 1000МВт с КПД до 60 %

Общее число энергетических ГТУ мощностью более 1 МВт, заказанных в течение 2010г, составило 687, их общая мощность около 33 млн. кВт. 338 ГТУ или 49 % предназначались для работы на природном газе, 207 (30 %) – на газе и жидком топливе. Больше по сравнению с другими регионами ГТУ заказано для Дальнего (24 % по числу) и Среднего (15 %) Востока. В Северную Америку заказано 10 %, в Восточную Европу и Россию – 51 агрегат (7,4 %) ГТУ.

Прогнозируется, что к 2020 г. 40 % электроэнергии в мире будет вырабатываться с помощью газотурбинных и парогазовых установок, а продажи ГТУ будут увеличиваться на 2,5–3 % каждый год.

В 2011–2020 гг. прогнозируется выпуск 12575 ГТУ общей стоимостью 150 млрд. долл. США. Стоимость ГТУ единичной мощностью более 180 МВт составит 42 % этой суммы.

Внутри страны рынком для мощной перспективной ГТУ являются:

- мощные газомазутные электростанции с паровыми энергоблоками 200, 300 и 800 МВт (техническое перевооружение);
- новое строительство электростанций на природном газе.

Суммарная потребность в ГТУ мощностью 375–400 МВт 80–100 шт.

Кроме них возможен экспорт на традиционные российские рынки и рынки наших партнеров отдельных видов оборудования: котлов-утилизаторов, паровых турбин, электрогенераторов и др.

В платформе устанавливаются технические требования к головной серии ПГУ.

Планируется, что по мере накопления опыта производства и эксплуатации технико-экономические показатели ПГУ: тепловая эффективность, маневренность, экологичность будут улучшаться, а издержки производства, строительства и ввода в действие – уменьшаться.

По мере развития работы до организации серийного производства оборудования и освоения ПГУ в эксплуатации потребуется увеличение числа занятого в проекте персонала организаций-участников платформы.

Проект 2 Перспективные технологии с использованием топливных элементов, обеспечивающие КПД до 70 %

Целью исследований, активно проводимых за рубежом, является широкое внедрение энергетических установок на основе ТОТЭ в децентрализованную энергетику, а также разработка мощных гибридных установок на природном газе и продуктах газификации угля с КПД 60-70% и возможностью улавливания CO₂. В результате к настоящему моменту в результате получены обнадеживающие результаты по снижению стоимости технологий производства ТОТЭ, улучшению стабильности их характеристик, а также по возможности их работы на монооксиде углерода и продуктах газификации угля. Кроме того, продемонстрирована успешная работа гибридных установок разных типов и разных производителей.

В краткосрочной перспективе можно прогнозировать расширение доли ТОТЭ в децентрализованной энергетике, в среднесрочной перспективе – испытания гибридных установок мощностью до нескольких мегаватт на природном газе и продуктах газификации угля, а в долгосрочной – ввод в эксплуатацию гибридных установок с улавливанием CO₂ и КПД 60-70%.

В настоящий момент для разработки гибридных установок в настоящее время актуальны следующие направления исследований:

- физика и химия твердых электролитов, технологические процессы производства нанодисперсных порошков и формирования электродно-электролитной сборки;
- гидродинамика и теплообмен в стеках и батареях ТОТЭ;
- исследования схемных решений гибридных установок.

В краткосрочной перспективе в России возможно создание гибридных установок на основе импортных высокотемпературных топливных элементов. В среднесрочной перспективе Россия обладает достаточным потенциалом для разработки собственных ТОТЭ достаточной для гибридных установок мощности.

Технология 2 Угольные энергоблоки на суперкритические параметры пара единичной мощностью 330-660-800 МВт с КПД 44-46%, перспективные технологии на ультрасверхкритические параметры пара (35 МПа, 700/720 °С), обеспечивающие КПД 51-53 % и угольные ТЭЦ нового поколения единичной мощностью 100-200-300 МВт с использованием различных технологий сжигания топлива

Проект 1 Угольные энергоблоки на суперсверхкритические параметры пара единичной мощности 330-600-800 МВт с КПД 44-46 %, перспективные технологии на ультрасверхкритические параметры пара (35 МПа, 700/720 °С), обеспечивающие КПД 51-53 %

Дальнейшее развитие угольных ТЭС с учетом возрастания потребления угля в электроэнергетике и требований сокращения выбросов CO₂ делает актуальным повышение КПД паросиловых энергоблоков. Энергетиками западных стран еще в 1994 году был поднят вопрос о дальнейшем возможном повышении параметров пара с использованием материалов на основе никеля в оборудовании паросиловых энергоблоков, разработанных для высокотемпературных реакторов и газовых турбин, что позволяет поднять параметры пара до 35 МПа и 700 °С. С 1998 года по решению комиссии Евросоюза начата работа по созданию блока, проект которого получил название АД700. В проекте принимают участие 40 различных компаний – коммерческие предприятия, промышленные и научные организации, представляющие европейскую энергетическую отрасль.

Во ВТИ проводится подготовка по организации работ для создания отечественного блока на ультракритические параметры пара. Это касается разработки котельного агрегата на отечественных каменных углях с учетом специфики ограждающих топку экранных поверхностей нагрева, обеспечения отсутствия шлакования экранов, а также обеспечения предотвращения наружной коррозии труб экранов при применении технологических методов подавления оксидов азота, что может быть вызвано относительно высокой температурой наружной поверхности экранных труб. С этой целью может потребоваться нанесение на наружную поверхность труб

защитного покрытия с помощью нанотехнологии. При инвертной или горизонтальной компоновке котельного агрегата для сокращения длины высокотемпературных дорогих паропроводов потребуется разработка соответствующей тепловой и гидравлической схемы пароводяного тракта.

Проект 2 Угольные ТЭЦ нового поколения единичной мощностью 100-200-300 МВт с использованием различных технологий сжигания топлив

Работа выполняется с целью реализации энергетической стратегии России на период до 2020 года (утверждена распоряжением правительства РФ от 13.11.2009 №1717-Р), разрабатываемой Минпромторгом РФ стратегии развития энергетического машиностроения, в соответствие с приоритетными направлениями развития науки, технологий и техники в Российской Федерации (направление энергетика и энергосбережение) и перечнем критических технологий (технологии производства топлив и энергии из органического сырья технологии новых и возобновляемых источников энергии; технологии создания энергосберегающих систем транспортировки, распределения и потребления тепла и электроэнергии), утвержденных приказом президента Российской Федерации №843 от 21.05.2006 .

В России энергоснабжение городов и промышленных узлов ориентируется на мощные теплофикационные системы централизованного теплоснабжения, где источниками тепла являются крупные ТЭЦ, оборудованные теплофикационными турбинами различных мощностей и параметров пара. Нарращивание электроэнергетических мощностей на базе экономичного оборудования на ТЭЦ сократит потребности в инвестициях для сооружения новых или увеличения мощности действующих электростанций. Создание высокоэффективного оборудования для эксплуатирующихся ТЭЦ при сжигании твердых топлив отражает перспективные общественные потребности в надежном снабжении потребителей теплом и электроэнергией при минимальных издержках производства и вредных выбросах.

Технология 3 Производство электроэнергии и тепла с использованием ПГУ с внутрицикловой газификацией твердого топлива единичной мощностью 200-400 МВт с КПД до 50 % и перспективные технологии с использованием топливных элементов, обеспечивающие КПД до 60 %.

Возможности повышения эффективности ПГУ с газификацией заключаются в совершенствовании процессов (мембранное разделение воздуха, высокотемпературная сероочистка, малоэмиссионное сжигание синтез-газа без разбавления его азотом или паром и др.) и оборудования (более мощные и экономичные ГТУ, увеличение межремонтных компаний газификатора и высокотемпературных теплообменников и т.д.).

Существенное упрощение и повышение экономичности ПГУ с газификацией возможно при использовании воздушного дутья. По наиболее оптимистическим оценкам возможно повышение их КПД до 50-52 % которое оправдывает дальнейшие разработки таких ПГУ.

Мощность действующих в российской энергетике ТЭЦ, использующих в качестве топлива уголь, составляет более 20 млн кВт, в том числе с долей угля более 50 % - свыше 16 млн кВт.

В основном это ТЭЦ мощностью 250-500 МВт с морально устаревшим малоэкономичным оборудованием и высокой себестоимостью вырабатываемых электроэнергии и тепла. При любых соотношениях цен они в перспективе будут проигрывать конкуренцию более совершенным энергоисточникам. С учетом этого целесообразна замена оборудования этих ТЭЦ с укрупнением единичной мощности. На некоторых ТЭЦ, оснащенных современным оборудованием, паровые турбины могут использоваться (после восстановления ресурса) в перспективных схемах.

Целесообразно техническое перевооружение ТЭЦ, с повышением экономичности и уменьшением негативного воздействия на окружающую среду путем интегрированной с энергопроизводством газификации угля. Возможности развития перспективных технологий с использованием топливных элементов были представлены в разделе 2.1.2.

Технология 4 Технологии экологически чистого использования твердого топлива и газоочистки, обеспечивающие минимальные выбросы SO_2 , NO_x , золовых частиц и др. ингредиентов, включая улавливание из цикла, компримирование и последующее захоронение CO_2 .

Проект 1 Технологии экологически чистого использования твердого топлива и газоочистки, обеспечивающие минимальные выбросы SO_2 , NO_x , золовых частиц

При фактическом отсутствии на ТЭС установок очистки газов от оксидов и тяжелых металлов, а также отсутствии отечественного производства установок серо- и азотоочистки в условиях дефицита финансирования природоохранных мероприятий в РФ и планируемого ужесточения экологического законодательства, в российской тепловой энергетике складываются уникальные условия, позволяющие учесть зарубежный опыт и избежать излишних затрат при последовательном оснащении ТЭС отдельными системами газоочистки. Это, в свою очередь, даст возможность преодолеть технологическое отставание в производстве современного газоочистного оборудования и кардинально решить проблему сокращения выбросов тепловыми электростанциями в атмосферу всех загрязняющих веществ с минимальными финансовыми издержками.

Обязательным требованием к современной комплексной технологии очистки дымовых газов является не только ее безотходность, но и производство товарной продукции из продуктов улавливания.

Предлагаемая комплексная технология основана на последовательном постадийном применении электрофизического и электрокаталитического воздействия на очищаемые дымовые газы пылеугольных ТЭС.

Основное преимущество комплексной технологии заключается в высокой эффективности очистки до 99,99% от твердых частиц, включая субмикронные, и до 95% от оксидов серы и до 90% от оксидов азота, а также получение побочных продуктов в виде ценных минеральных удобрений для сельскохозяйственной деятельности.

Разработанная технология и оборудование комплексной газоочистки позволит снизить затраты в 1,5-2 раза на оснащение генерирующих

мощностей установками газоочистки, обеспечивающими перспективные нормативные требования по выбросам загрязняющих веществ.

Проект 2 Технологии улавливания из цикла и захоронения CO₂

В 2005г. вступил в силу Киотский протокол, согласно которому развитые страны принимают на себя обязательства по сокращению антропогенной эмиссии парниковых газов с целью предотвращения глобальных изменений климата. Как принято сейчас полагать, наблюдаемое в настоящее время потепление климата вызвано именно антропогенной эмиссией этих газов (главным образом CO₂).

Примерно треть глобальной антропогенной эмиссии диоксида углерода связана с централизованным производством энергии из органического топлива. ТЭС являются мощными точечными источниками углекислого газа и поэтому представляют большой интерес с точки зрения организации улавливания на них CO₂.

Меры по повышению эффективности энергопроизводства и потребления, переход на сжигание газа вместо угля или мазута, разведение и восстановление лесов в краткосрочной перспективе являются основным способом снижения антропогенной эмиссии CO₂. Кроме того, возможно повысить долю использования АЭС и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в общем балансе, хотя рассчитывать в ближайшее время на эти источники энергии, как на основные, не приходится.

Очевидно, что реализации первичных мер (энергосбережение, переход на сжигание газа и т.п.) недостаточно для стабилизации атмосферной концентрации диоксида углерода на безопасном для человечества уровне.

В связи с этим в последние несколько лет в развитых странах, а также рядом международных организаций и крупнейших корпораций развернуты программы исследований возможностей снижения эмиссии CO₂ за счет более дорогостоящих мер, принятие которых рассчитано на средне- и долгосрочную перспективу: сжигание топлив с пониженным содержанием углерода, улавливание диоксида углерода из дымовых газов и его последующее захоронение (или утилизация) а также ряд других. Очевидно, однако, что принятие такого рода мер в масштабах национальной экономики неминуемо приведет к заметному снижению эффективности энергопроизводства и повышению его стоимости. Именно поэтому в

развитых странах большое внимание уделяется исследованию проблем, связанных с потеплением климата, и вопросам снижения затрат на борьбу с ним. Так, например, в последние годы XX века ежегодные расходы США на исследования в области изменения климата составляли примерно \$1,6 млрд. (доля расходов на исследования в области собственно улавливания и захоронения CO₂ пока относительно невелика). Наибольший вклад в эти исследования сделан к настоящему моменту Японией. Начиная с 1990г., за неполное десятилетие на эти цели было израсходовано более \$350 млн.

Существуют три основных способа удаления CO₂ при сжигании органического топлива на ТЭС:

- улавливание из дымовых газов после сжигания топлива;
- удаление углекислого газа до сжигания топлива;
- технологии, исключающие азот из процесса сжигания топлива – сжигание в смеси кислорода и CO₂ и сжигание в химическом цикле.

При реализации первого способа CO₂ улавливается из дымовых газов, как правило, с помощью установок химической абсорбции, после чего отгоняется из раствора абсорбента, осушается, ожижается и направляется на захоронение.

Удаление CO₂ до сжигания может быть осуществлено в процессе газификации. После проведения риформинга и шифт-реакции газовая смесь содержит главным образом водород и углекислый газ. Водород направляется на сжигание в газовую турбину, а CO₂ с помощью аппаратов физической абсорбции, или с помощью аминов, удаляется и направляется на ожижение и захоронение.

Для исключения азота из цикла сжигания из воздуха в специальном сепарационном блоке извлекают кислород, после чего сжигание топлива осуществляют в смеси O₂ и добавляемого с помощью рециркуляции CO₂. Дымовые газы в этом случае состоят из смеси углекислоты и водяных паров, после конденсации которых жидкий CO₂ направляется на захоронение.

Технология 5 **Высокоэффективные модульные теплофикационные парогазовые установки единичной мощностью 100 и 170 МВт для строительства новых и реконструкции действующих ТЭЦ и перспективные технологические комплексы на их основе с применением теплонасосных установок, обеспечивающие коэффициент использования тепла топлива, близкий к 95–98 % с учётом использования источников низкопотенциального тепла»**

Проект 1 ***Высокоэффективные модульные теплофикационные парогазовые установки единичной мощностью 100 и 170 МВт для строительства новых и реконструкции действующих ТЭЦ***

Переход на парогазовый цикл, как правило, будет сопровождаться увеличением мощности электростанций и высокоэффективным производством на них электроэнергии, что потребует проведения дополнительных балансовых проработок, учитывающих постанционные эффекты на интервалах 2011–2030г.г.

Одновременно необходимо учитывать изменение (уменьшение) в балансах тепловой мощности доли теплофикационных отборов турбин в составе ПГУ-ТЭЦ, степень которого должна быть нормативно обоснована (показатель альфа-ТЭЦ), а дефицит скомпенсирован эффективными источниками тепла, например, тепловыми насосами и пиковыми котельными.

Наиболее сложной и масштабной представляется задача реконструкции и перевода на ПГУ оборудования ТЭЦ, использующих природный газ, в составе 875 агрегатов с параметрами пара на давление 12,8–9,0 МПа и ниже. В то же время, как показывают предварительные оценки, перевод на ПГУ позволит на тех же площадках получить дополнительно до 80 ГВт эффективной мощности с выработкой на тепловом потреблении до 300 ГВт·ч электроэнергии.

Столь же масштабной является проблема наращивания когенерации. Из 132 городов с численностью населения от 100 тыс. чел. до 500 тыс. чел. только в 65 городах теплоснабжение покрывается как от ТЭЦ, так и от котельных. В 67 городах потребители получают тепло только от

муниципальных и ведомственных котельных, теплоэлектроцентрали территориальных генерирующих компаний в этих городах отсутствуют.

Масштаб этих проблем и временные рамки их решения требуют обеспечения высоких темпов реконструкции действующих и строительства новых ТЭЦ при экономии капиталовложений, высокой надёжности и экономической эффективности оборудования, минимизации эксплуатационных затрат.

Важным фактором при этом является стеснённость территории реконструируемых ТЭЦ, расположенных, как правило, в черте городской застройки, которая предъявляет жёсткие требования к компактности оборудования, оптимальному его размещению и минимальному воздействию на окружающую среду.

В этих условиях от отечественного энергомашиностроения требуется максимальная унификация и высокий технический уровень оборудования, модульный принцип его заводского изготовления и поставки, высокая степень типизации проектно-технических решений.

Проект 2 Перспективные технологические комплексы на основе теплофикационных ПГУ-170 и ПГУ-100 с применением теплонасосных установок, обеспечивающие коэффициент использования тепла топлива, близкий к 95–98 % с учётом использования источников низкопотенциального тепла

Для эффективной компенсации дефицита тепла целесообразно применение в технологическом комплексе ПГУ-ТЭЦ тепловых насосов (ТН) на базе возобновляемых источников низкопотенциального тепла с коэффициентами преобразования 4–5 и отнесением потребляемой электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ.

Источниками низкопотенциального тепла могут быть обратная сетевая вода, циркуляционная вода систем охлаждения конденсаторов турбин, канализационные стоки, вентиляционные выбросы котельных и турбинных отделений главных корпусов ТЭЦ, тепло земли и другие.

В настоящее время наметилась тенденция расширения использования тепловых насосов в крупных городах, ведётся разработка новых принципов работы ТН, начата реализация планов комплексного теплоснабжения с применением тепловых насосов.

Уникальные термодинамические и теплофизические свойства диоксида углерода (CO_2 , R744) в качестве рабочего вещества позволяют создать ТН большой тепловой мощности, существенно превосходящие традиционные по энергетической эффективности и массогабаритным характеристикам. В России имеется производственная база для выпуска ТН большой мощности с центробежными компрессорами. Разработаны технические решения для таких ТН тепловой мощностью 20 и 50 МВт, построен действующий пилотный образец ТНСО₂-20 с тепловой мощностью 20 кВт для теплоснабжения и горячего водоснабжения индивидуального дома.

При всех позитивных качествах тепловых насосов их применение оказывается экономически целесообразным лишь при больших значениях коэффициента преобразования, которые достижимы при сравнительно малых разностях температур кипения и конденсации хладонов. Для их эффективного использования в России необходимы отопительные системы, позволяющие снижать температуру теплоносителя на входе в систему, увеличивать поверхность конвекторов и коэффициент их теплоотдачи, применять воздушное отопление.

Технологический комплекс, в котором компенсация дефицита тепла осуществляется за счёт использования тепловых насосов, может стать энергетически и экономически эффективным благодаря значительному увеличению коэффициента использования тепла топлива, как показывают оценки до 95-98 %, и применению для ТН льготных тарифов на электроэнергию как для потребителей собственных нужд ТЭЦ.

Технология 6 «Всережимные тригенерационные парогазовые установки единичной мощностью 20 – 30 МВт с электрическим КПД в конденсационном режиме более 50 % для распределённой энергетики».

Проект 1 *Всережимная когенерационная парогазовая установка единичной мощностью 20/25 МВт с электрическим КПД в конденсационном режиме более 50 % для электро- и теплоснабжения небольших городов и городских районов как объектов распределённой энергетики.*

Анализ состояния оборудования стареющих коммунальных ТЭЦ привёл к выводу, что почти 40% турбин типов П, Т, ПТ и ПР мощностью 5-50 МВт на сегодняшний день преодолело 50-летний возраст, практически половина из них составляет оборудование мощностью 25 и 30 МВт.



Рисунок 6 - Распределение наиболее распространенных турбин типов П, Т, ПТ и ПР по износу оборудования (шт.; %).

Примерно 75% теплофикационных турбин небольшой мощности имеют возраст более 25 лет. Данный факт свидетельствует о необходимости проведения масштабной модернизации существующих ТЭЦ и, как следствие, о наличии перспективных площадок для внедрения когенерационных ПГУ.

В связи с наличием энергодефицитных регионов, в которых установлено 46% рассматриваемого оборудования, в них целесообразно замещать выбывающую вследствие износа мощность и создавать прирост мощности посредством внедрения ПГУ. В результате такого переоснащения в энергодефицитных регионах требуется к вводу 360 установок, которые обеспечат прирост электрической мощности 7,2 ГВт.

В энергодостаточных регионах, прирост электрической мощности нецелесообразен, поэтому ввод нового оборудования должен обеспечивать лишь замещение выбывающего оборудования. В результате, в таких регионах, при условии замены всего изношенного оборудования до 2059 года потребуется ввести 244 когенерационные ПГУ мощностью 20-30 МВт.

Таким образом, необходимый ввод установок мощностью 20-25 МВт для замещения выбывающего оборудования до 2059 года составит 724 экз. или в среднем 15 ед. в год (см. рисунки 7, 8).

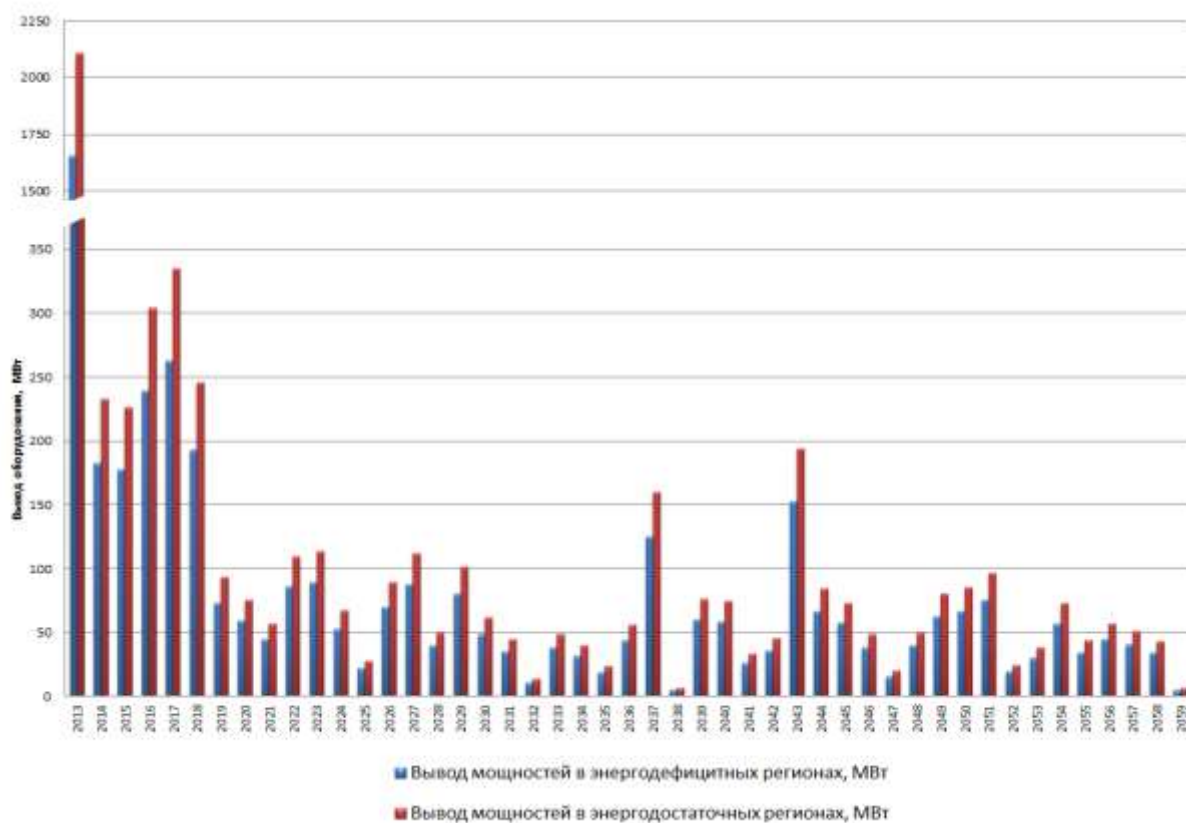


Рисунок 7 - График выводов из эксплуатации рассматриваемых мощностей



Рисунок 8 - Необходимый ввод установок до 2059 года

Проект 2 Всережимная тригенерационная парогазовая установка единичной мощностью 20/25 МВт с электрическим КПД в

конденсационном режиме более 50 % для электро- и теплоснабжения небольших городов и городских районов как объектов распределённой энергетики.

Тригенерационная парогазовая установка является логическим развитием когенерационной парогазовой установки малой мощности для удовлетворения потребности населения и промышленных предприятий в умеренном холоде. Оснащение когенерационной парогазовой установки системой выработки умеренного холода дополнительно увеличивает коэффициент использования теплоты топлива.

Раздел 3. Направления исследований и разработок, наиболее перспективные для развития в рамках платформы.

Технология 1 Отечественные ПГУ единичной мощностью до 1000 МВт с КПД до 60% и перспективные технологии с использованием топливных элементов, обеспечивающие КПД до 70%

Проект 1 Отечественные ПГУ единичной мощностью 1000 МВт с $\eta_{эл} \geq 60\%$

1. Направления исследований и разработок на доконкурентной стадии

Важнейшими направлениями по данному проекту являются:

- исследования и оптимизация цикла и схемы перспективной ПГУ;
- экспериментальные исследования характеристик действующих ПГУ и их оборудования при работе на номинальном и переменных режимах;
- расчетные и экспериментальные исследования пуско-остановочных режимов ПГУ и их оборудования;
- разработка и использование при исследованиях и проектировании математических моделей ПГУ и их оборудования;
- исследование аэродинамики, температурного состояния и прочности паровых турбин;
- исследование теплообмена и аэрогидродинамики в трактах котлов-утилизаторов, внутрикотловых процессов и температурного состояния узлов на стационарных и переходных режимах;
- совершенствование конструкции турбин и котлов-утилизаторов для повышения технологичности, экономичности, надежности и маневренности. Поузловые испытания и исследования новых конструктивных узлов;
- разработка для обоснования типовых и унифицированных решений для проектов энергоблоков ПГУ и предложений по актуализации нормативно-технических документов.

2. Приоритеты развития по направления кооперации участников платформы. Цели и задачи.

Выполнение работ требует объединения усилий отраслевых и академических НИИ, технологических и конструкторских служб поставщиков оборудования, электрогенерирующих компаний и холдингов под руководством Минэнерго РФ.

Одним из результатов проекта должны быть технологические и экономические требования к типовому оборудованию (паровой турбине, котлу-утилизатору, электрическому генератору и т.д.) и парогазовому энергоблоку в целом, в рамках которых будет осуществляться конкуренция поставщиков при реализации проекта.

3. Направления собственных научных исследований и заимствование зарубежных разработок

При выполнении технологической платформы будут созданы условия для комплектования сооружаемых в РФ мощных перспективных ПГУ основным оборудованием отечественной разработки и изготовления, а также для экспорта этого оборудования на традиционные и новые зарубежные рынки.

Возможностями разработки и поставки основного оборудования современного уровня для мощных перспективных ПГУ располагают:

- по паровым турбинам – Ленинградский Металлический завод (ЛМЗ - ОАО «Силовые машины»), Уральский турбинный завод (УТЗ).

Для решения задач проекта им необходимо разработать турбины на повышенные параметры пара (температура перегрева до 600°C), с повышенными КПД проточной части:

- по котлам-утилизаторам – ОАО «ЭМАльянс», РЭМКО, Подольский машиностроительный завод.

Для решения задач проекта им необходимо разработать котлы на повышенные параметры пара, с прямоточной частью высокого давления (вариант) и недогревом пара до температуры газов на входе в котел на уровне 20–25°C.

Конструкция турбин и котлов должна обеспечивать возможность быстро пускаться после останова на ночь и работать в маневренном режиме без снижения ресурса.

- по электрическим генераторам – «Электросила» (ОАО «Силовые машины»);

- по ГТУ – совместное предприятие Siemens - ОАО «Силовые машины»;
- проектирование энергоблока ПГУ – ОАО «Институт Теплоэлектропроект», ТЭП-инжиниринг (Москва);
- исследования и испытания – ОАО «ВТИ», ОАО «НПО ЦКТИ», ОАО НПО «ЦНИИТМАШ», Инженерные центры, институты РАН, ВУЗы.

Проект 2 Гибридные энергоустановки с топливными элементами на природном газе и продуктах газификации углей

Для развития отечественных технологий ТОТЭ целесообразна кооперация организаций (например, Институт высокотемпературной электрохимии Уральского отделения РАН), занимающихся разработкой твердых электролитов и организаций, специализирующихся на исследованиях теплообмена и гидродинамики (ОАО «ВТИ», ОИВТ РАН). Целесообразность разработки собственного ТОТЭ связана с тем, что в мире технологии ТОТЭ рассматриваются как стратегические и важные для национальной энергетической безопасности. Поэтому при попытке импортировать эти технологии возможны трудности некоммерческого характера.

Другим перспективным направлением разработок является исследование тепловых схем гибридных установок. Работы по использованию твердооксидных топливных элементов в энергетике ведутся в ВТИ с 2000 года и были поддержаны ОАО «РАО ЕЭС России». В качестве начального этапа развития отечественных гибридных энергоустановок разработан проект опытно-промышленной энергоустановки (ОПУ) мощностью ~ 200 кВт на основе твердооксидного топливного элемента SFC-200 фирмы Сименс и отечественной ГТУ. Расчетный КПД установки составил 63 %. Развитая инфраструктура испытательного комплекса позволяет снизить затраты на ввод энергоустановки в эксплуатацию при ее размещении на территории экспериментальной ТЭЦ (ЭТЭЦ) ВТИ. Кроме того, опыт, накопленный ОАО «ВТИ» в области парогазовых, газотурбинных технологий и при проведенных ранее работах по анализу схем энергоустановок на основе топливных элементов, позволяет выполнить весь комплекс работ связанных с адаптацией тепловой схемы энергоустановки

под характеристики конкретного ТОТЭ, определением состава оборудования и проведением эксплуатационных испытаний.

Создание такой установки позволило бы изучить особенности эксплуатации и режимов работы, оценить ресурсы основного и вспомогательного оборудования, создать основу для разработки и совершенствования более мощных систем такого типа и перейти в течение трех лет от проблемно-ориентированных поисковых исследований к опытно-конструкторским работам.

Были проведены расчеты и оптимизация тепловой схемы этой установки при различных условиях работы ТОТЭ и турбины. В ходе проведенных теоретических работ была предложена тепловая схема гибридной установки, которая обсуждалась с представителями фирмы Сименс. В ходе переговоров были достигнуты предварительные соглашения о совместной работе над реализацией проекта по созданию опытно-промышленной установки на ЭТЭЦ ВТИ с использованием элемента SFC-200. Кроме того, были выполнены расчеты вспомогательного оборудования установки и определены его поставщики.

Проект «Создание опытно-промышленной гибридной энергетической установки мощностью 165 кВт на ЭТЭЦ ВТИ» был включен в федеральную целевую программу "Повышение эффективности энергопотребления в Российской Федерации" (на 2008-2010 годы и на перспективу до 2015 года), разработанную по поручению Президента РФ № ПР-1141. Однако, в связи с экономическим кризисом проект так и не был реализован.

В 2008 году в ОАО «ВТИ» были исследованы тепловые схемы гибридных ЭУ на природном газе с ТОТЭ с выведением CO_2 из цикла. Была разработана схема с выносным дожигателем анодного газа в кислородной среде. Такая конструкция энергоустановки позволяет избежать смешения потоков топлива и окислителя, выходящих из топливного элемента. Расчет схемы выполнен для температуры окружающего воздуха $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$. Результаты расчетов приведены в таблице 3. Полученные результаты соответствуют результатам аналогичных исследований других авторов.

Работы ОАО «ВТИ» по исследованию схем гибридных установок и созданию опытно-промышленной установки были одобрены на совместном заседании Научного Совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем в энергетике, Научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС» и НТС ОАО «Инженерный центр ЕЭС» 10 декабря 2008 года. В настоящее

время исследования тепловых схем гибридных установок в ВТИ продолжаются при поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации.

Технология 2 Угольные энергоблоки на суперсверхкритические параметры пара единичной мощностью 330–660–800 МВт с КПД 44–46%, перспективные технологии на ультрасверхкритические параметры пара (35 МПа, 700/720 °С), обеспечивающие КПД 51–53% и угольные ТЭЦ нового поколения единичной мощностью 100–200–300 МВт с использованием различных технологий сжигания топлива.

Проект 1 *Угольные энергоблоки на суперсверхкритические параметры пара единичной мощностью 330–660–800 МВт с КПД 44–46%*

1. *Направления исследований и разработок на доконкурентной стадии*

Повышение энергетической эффективности отрасли, за счет строительства новых и техперевооружение действующих угольных электростанций на базе энергоемких, экологичных и технологически эффективных угольных энергоблоков нового поколения мощностью 380–660–800 МВт.

Создание современного отечественного энергоблока с высокими экономическими и экологическими показателями.

Радикальное повышение эффективности снабжения энергией и теплом национальной экономики и населения страны выраженное в увеличении ВВП.

Развитие и использование научно-технологического потенциала энергомашиностроительного комплекса промышленности Российской Федерации, в интересах диверсификации и роста конкурентоспособности российской экономики и энергетики.

Восстановление потенциала и конкурентно способности отечественного энергомашиностроения, замещения импорта перспективного энергооборудования и создания возможностей его экспорта, развитие науки и техники обеспечивающей выпуск наукоемкой продукции.

2. Приоритеты развития по направления кооперации участников платформы. Цели и задачи.

Сооружение пилотного (головного) энергоблока мощностью 660 МВт на суперкритические параметры пара создаст условия для существенного повышения экономичности при расширении и техперевооружении прежде всего угольных электростанций.

Повышение технической эффективности отечественной электроэнергетики остро необходимо. Основы для него создают успехи в создании новых материалов и совершенствовании энергооборудования, рост цен на органическое топливо, стремление сократить негативное воздействие на окружающую среду, в т.ч. выбросы CO₂.

Повышение КПД такого блока по сравнению с угольными энергоблоками на стандартные сверхкритические параметры пара определяется не только повышением параметров, но и повышением эффективности элементов основного оборудования (в первую очередь котельной и турбинной установок), а также совершенствованием тепловой схемы. Повышение КПД энергоблоков является наименее затратным мероприятием по снижению выбросов парниковых газов (CO₂).

Создание перспективного отечественного энергоблока, в России производство оборудования для него и замещения им импорта зарубежного оборудования избавит страну от финансовых потерь и создаст условия для дальнейшего развития отечественной науки и техники, технологий производства наукоемкой продукции и энергетического машиностроения в целом. Оно укрепит также позиции отечественных заказчиков в переговорах с зарубежными поставщиками энергооборудования.

Основные целевые индикаторы и показатели:

- создание пилотного угольного энергоблока с удельным потреблением топлива на выработку электроэнергии на 20 процентов ниже существующего,

- снижение себестоимости электроэнергии производимой пилотным энергоблоком на 15 процентов по сравнению с показателями действующих угольных энергоблоков на 2008 год,

- сокращение выбросов парниковых газов в атмосферу пилотным энергоблоком на 20-30% по сравнению с показателями действующих угольных энергоблоков на 2008 год,

– соответствие пилотного энергоблока перспективным экологическим требованиям по выбросам и сбросам вредных веществ в окружающую среду.

Капитальные вложения при сооружении серийного угольного энергоблока на суперкритические параметры не должны превысить капитальные вложения в строительство энергоблоков на сверхкритические параметры более чем на 10-15 процентов.

Основными целями Программы являются создание и освоение перспективного угольного энергоблока нового поколения с использованием научно-технического потенциала и развития энергомашиностроительного и электроэнергетического комплексов промышленности Российской Федерации, а также техпереворужение угольных блоков 300 МВт с использованием оборудования на суперсверхкритические параметры пара.

Для достижения этих целей необходимо решить следующие технические задачи:

- Выбор пилотной площадки для строительства энергоблока.
- Проведение научно-изыскательских и опытно-конструкторских работ по созданию оборудования энергоблока 660 МВт на СКП.
- Подготовка заводами-изготовителями основного и вспомогательного оборудования технико-коммерческих предложений и исходных данных для выполнения проекта блока 660 МВт на СКП.
- Разработка проектной документации на строительство энергоблока 660 МВт на СКП.
- Разработка и изготовление основного оборудования для угольного энергоблока 660 МВт на суперкритические параметры пара.
- Строительство пилотного угольного энергоблока мощностью 660 МВт на суперкритические параметры пара.
- Освоение в эксплуатации головного блока.
- Уточнение конструктивных и проектных решений.

Расширение и техпереворужение угольных электростанций на базе освоенных экономичных и надежных энергоблоков.

3. Направления собственных научных исследований и заимствование зарубежных разработок

На рубеже 90-х годов прошлого века в развитых странах активизировались работы по совершенствованию энергоблоков со значительным повышением КПД, в том числе путем перехода на

суперкритические параметры пара. Этому способствовали рост цен на топливо, повышенные требования по снижению выбросов токсичных газов (NO_x , SO_2) и золы.

В результате за рубежом были созданы и с 90-х годов введены в строй десятки угольных энергоблоков повышенной эффективности (КПД до 45%) мощностью от 400 до 1000 МВт с параметрами острого пара до 30 МПа и перегревом до 600°C/620°C.

В России были созданы около половины мирового парка энергоблоков на стандартные сверхкритические параметры пара и получен опыт эксплуатации на уникальных опытно-промышленных установках на суперкритические параметры пара (первый в мире котел на ТЭЦ ВТИ на параметры 30 МПа, 650°C и блок СКР-100 на Каширской ГРЭС на те же параметры).

Из изложенного вытекает необходимость и возможность ликвидировать отставание от современного уровня мировой энергетики по внедрению угольных энергоблоков на суперкритические параметры пара. Для реализации этого в последние годы в России начаты работы по созданию энергоблока на суперкритические параметры пара.

При выборе оборудования следует отдавать предпочтение отечественным производителям. Там, где длительные, связанные с большими затратами и риском разработки, целесообразно совместно с инофирмами производство или прямая закупка необходимых видов оборудования и ноу-хау.

Проект 2 Разработка угольных ТЭЦ нового поколения единичной мощностью 100–200–300 МВт с использованием различных технологий сжигания топлива

1. Направления исследований и разработок на доконкурентной стадии

Основными направлениями исследований в обоснование технических решений по созданию угольных ТЭЦ нового поколения, по которым участники платформы будут координировать свою деятельность и осуществлять кооперацию на доконкурентной стадии являются:

- проведение анализа научно-технических достижений, которые могут быть использованы для: совершенствования замещающего оборудования,

схем и технологии эксплуатации; уменьшения характерных потерь при производстве электроэнергии и тепла; снижения вредных выбросов;

- определение наиболее приемлемого уровня параметров пара и мощности новых блоков для ТЭЦ;
- выбор основных технических решений по повышению эффективности замещающего оборудования ТЭЦ;
- оценка влияния перспективных экологических требований и вовлечения в топливный баланс местных топлив на энергоэффективность ТЭЦ;
- расчетные и экспериментальные обоснования технических решения по котельным и паротурбинным установкам;
- разработки по совершенствованию тепловых схем блоков ТЭЦ;
- разработки развернутых технических заданий на основное и вспомогательное оборудование типовых ТЭЦ нового поколения;
- проведение маркетинговых исследований и разработка предварительного технико-экономического обоснования внедрения типовых блоков ТЭЦ нового поколения;

2. Приоритеты развития по направлениям кооперации участников платформы. Цели и задачи.

Работа выполняется в теснейшей кооперации ведущих энергомашиностроительных заводов, научно-исследовательских и проектных организаций с привлечением ВУЗов. Краткосрочными приоритетами развития кооперации участников платформы являются согласованные разработки основных технических решений по оборудованию и схемам угольных ТЭЦ нового поколения, базирующиеся на опыте участников и новых результатах новых исследований. Очевидно, что на первых стадиях работы (разработка технических решений, расчетные и экспериментальные исследования) основная роль должна принадлежать НИИ (ОАО «ВТИ», ОАО «НПО ЦКТИ», «НПО ЦНИИТМАШ» и другие) и ВУЗам (МЭИ, ЛПИ, УГТУ и другие).

В среднесрочном плане приоритетными являются разработки обоснования инвестиций для типовых проектов и разработка конкретных технических проектов основного оборудования и ТЭЦ в целом. При разработке технических и рабочих проектов наиболее важно участие энергомашиностроительных заводов (ОАО «ЭМАльянс», ОАО

«Сибэнергомаш», ОАО «Силовые машины», ОАО УТМЗ и другие), а также проектным организациям (ОАО «ТЭП» и другие).

В долгосрочном плане приоритетным является разработка рабочих проектов, изготовление и монтаж оборудования, пуско-наладочные работы и гарантийные испытания. Конечным итогом должно явиться широкое внедрение угольных ТЭЦ нового поколения.

Целью работы по направлению «Разработка угольных ТЭЦ нового поколения» является научное обоснование, разработка технических решений и внедрение их на ТЭЦ для повышения экономичности и снижения вредных выбросов. Основной задачей является обеспечения надежного тепло- и электроснабжения, повышения КПД угольной ТЭЦ, выработки электроэнергии на тепловом потреблении и улучшения экологических показателей.

3. Направления собственных научных исследований и заимствование зарубежных разработок

Направления собственных научных исследований и разработок связаны с комплексом исследований с целью повышения эффективности паровых котлов и турбин, оптимизации тепловых схем блоков, резкое снижение вредных выбросов от угольных ТЭЦ, вовлечение местных топлив и отходов в энергетический баланс. Эти разработки позволят производителям энергетического оборудования быть конкурентоспособными не только на внутреннем, но и на внешнем рынках. Кооперация с зарубежными компаниями вполне возможна и в ряде необходима. Это касается некоторого вспомогательного оборудования, оборудования средств очистки дымовых газов, технологий совместного сжигания угля и биомассы в котлах с ЦКС и других вопросах.

Технология 3 Производство электроэнергии и тепла с использованием ПГУ с внутрицикловой газификацией твердого топлива единичной мощностью 200–400 МВт с КПД до 50% и перспективные технологии с использованием топливных элементов, обеспечивающие КПД до 60%.

1. *Направления исследований и разработок на доконкурентной стадии*

Направление исследований и разработок, по которым участники платформы заинтересованы координировать свои действия и/или осуществлять кооперацию друг с другом на доконкурентной стадии, могут быть следующие

- Выбор площадок для размещения пилотных и серийных установок.
- Выбор наиболее перспективных видов и месторождений твердых топлив для использования в рассматриваемой технологии, с учетом их основных физических и химических свойств, общих запасов, плеча доставки.
- Выбор оптимальной с точки зрения энергетической эффективности и экономической целесообразности схемы подготовки и транспорта твердого топлива.
- Разработка схем утилизации тепла отводимого от основного оборудования, генераторного газа и продуктов его сжигания, выбор и расчет паросилового и теплообменного оборудования.
- Разработка и расчет принципиальной, тепловой и пусковой схем ПГУ с ВЦГ.
- Разработка технологии утилизации золошлаковых отходов.
- Разработка проектной документации для создания пилотной установки и головного полноразмерного образца.
- Разработка проекта модернизации ГТУ для опытно-промышленной установки.
- Разработка проекта перевода турбины ГТЭ-110 на генераторный газ.
- Разработка стандартных общестанционных систем (водоснабжение, отопление, кондиционирование, канализация, освещение, пожаробезопасность и т.п.)

2. Приоритеты развития по направления кооперации участников платформы. Цели и задачи.

Краткосрочным приоритетом развития обладает направление по организации работы связанной с кооперацией основных исполнителей, которая включает заключение договоров о сотрудничестве, создание рабочих групп, разработка и утверждение технических заданий, выбор основных площадок и объектов внедрения пилотных и полномасштабных установок, оценка возможности отечественной промышленности удовлетворить спрос на оборудование при серийной реализации разрабатываемой технологии, выбор основных поставщиков импортного оборудования.

Среднесрочными приоритетами развития обладают направления связанные непосредственно с разработкой технологии и ее аппаратного оформления, а именно:

- выбор основных видов твердых, пригодных для использования в разрабатываемой технологии
- разработка схем подготовки и подачи топлива, утилизации тепла,
- разработка и расчет принципиальной, тепловой и пусковой схем,
- разработка проекта модернизации ГТУ для пилотной установки,
- разработка проектной документации проектов пилотной установки и головного полноразмерного образца.

Долгосрочными приоритетами развития обладают направления связанные с реализацией технологии и доводки второстепенны систем, включающих:

- модернизация ГТУ для пилотной, опытно-промышленной установки,
- разработка проекта перевода турбины ГТЭ-110 на генераторный газ,
- разработка технологии утилизации золошлаковых отходов,
- разработка стандартных общестанционных систем.

Цель технологической платформы - создание условий для сооружения типовых надежных, экологически чистых ПГУ с ВЦГ высокой экономичности.

Задача технологической платформы - разработка оборудования ПГУ с ВЦГ, которое после промышленного освоения и доводки обеспечит на крупных серийных образцах достижение экономических и экологических показателей, не уступающих лучшим зарубежным действующим аналогам при значительно более низкой удельной стоимости.

3. Направления собственных научных исследований и заимствование зарубежных разработок

Направления собственных (российских) научных исследований и разработок следующие:

- разработка технических решений по системам подготовки и подачи топлива, газификации, очистки генераторного газа от пыли и соединений серы, утилизации тепла. Разработка, расчет и оптимизация тепловых схем. Разработка технических заданий на проектирование. Авторский надзор за проектированием, изготовлением, монтажом и пуском оборудования головных образцов.
 - разработка технических проектов пилотной установки и головного полноразмерного образца.
 - разработка рабочих чертежей и изготовление основного оборудования.
 - разработка и выполнение модернизации ГТУ для пилотной, опытно-промышленной установки. Проведение пуско-наладочных работ на ГТУ.
 - разработка проекта перевода турбины ГТЭ-110 на генераторный газ.
- Привлечение импортных технологий не требуется.

Технология 4 Технологии экологически чистого использования твердого топлива и газоочистки, обеспечивающие минимальные выбросы SO_2 , NO_x , золовых частиц и др. ингредиентов, включая улавливание из цикла, компримирование и последующее захоронение CO_2 .

Проект 1 Технологии экологически чистого использования твердого топлива и газоочистки, обеспечивающие близкие к нулевым выбросам SO_2 , NO_x , золовых частиц

Электроэнергетика России – одна из ключевых отраслей промышленности страны, и ей принадлежит определяющая роль в организации надежного энергообеспечения различных отраслей экономики, предприятий и организаций бюджетной сферы и населения. При этом ее функционирование не должно приводить к недопустимой деградации окружающей среды в зоне влияния энергопредприятий. Электроэнергетика должна развиваться опережающими темпами для безусловного обеспечения роста экономики при минимизации ее вредного влияния на окружающую

среду. Указанное влияние обусловлено технологическими особенностями энергетического производства и не может быть полностью исключено, однако уменьшение негативного влияния энергообъектов на окружающую среду является настоящей задачей.

В тепловой энергетике России функционирует 247 энергетических блоков мощностью более 150 МВт, из них 89 блоков в качестве основного топлива используют уголь. В настоящее время на тепловых электростанциях России существует целый комплекс экологических проблем.

К нормируемым в РФ основным загрязняющим веществам, выбрасываемым в атмосферу угольными ТЭС, относятся твердые частицы, оксиды серы и азота.

Несмотря на отдельные успехи в природоохранной деятельности в России не нашли широкого промышленного применения стандартные за рубежом для защиты окружающей среды установки очистки дымовых газов котлов от оксидов серы и азота.

Установленные для золоулавливания электрофильтры, в подавляющем большинстве построенные во второй половине прошлого века, недостаточно эффективны. В среднем по России в настоящее время степень очистки в электрофильтрах на ТЭС составляет около 95% при необходимой по современным экологическим нормам – 99%.

На котлах производительностью до 640 т/ч широко используются еще менее эффективные циклоны и мокрые аппараты (скрубберы Вентури).

При планируемом в «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» повышении выработки энергии и увеличении доли сжигаемого угля для минимизации воздействия объектов теплоэнергетики на окружающую среду необходимо внедрение на электростанциях перспективных технологий и оборудования, обеспечивающих выполнение установленных этой стратегией *индикаторов экологической безопасности*, которые приведены ниже.

Индикаторы экологической безопасности энергетики

Снижение удельных показателей выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, сброса загрязняющих сточных вод в водоемы, образования отходов предприятиями энергетического сектора (в процентах к 2005 году)		
1-й этап	2-й этап	3-й этап
не менее 25%	не менее 40%	не менее 50%
Обеспечение уровня эмиссии парниковых газов (в процентах к 2005 году)		
не более 83%	не более 90%	не более 105%

Введение в ближайшее время технологических нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ, которые устанавливаются для стационарных источников с применением технологических показателей наилучших доступных технологий (НДТ), потребует от энергопредприятий доведения экологических показателей вновь вводимого оборудования до уровня, принятого законодательно в странах ЕС: зола – 30 мг/м³; NO_x – 200 мг/м³; SO₂ – 200 мг/м³.

В связи с этим для энергетики России остро встает вопрос о разработке систем газоочистки, обеспечивающих выбросы SO₂, NO_x и золы, близкие к нулевым. Перспективными в этой области являются следующие направления:

- Разработка комбинированного золоуловителя для крупных пылеугольных блоков, сжигающих экибастузские и кузнецкие угли;
- Разработка двухступенчатой технологии селективного некаталитического восстановления оксидов азота;
- Разработка технологии аммиачно-сульфатной сероочистки;
- Разработка комплексной технологии газоочистки.

1. Разработка комбинированного золоуловителя для крупных пылеугольных блоков, сжигающих экибастузские и кузнецкие угли

В ближайшем будущем потребуется обеспечить очистку дымовых газов от твердых частиц до остаточной запыленности 30-50 мг/м³, а, следовательно, увеличить эффективность золоулавливающих установок до 99,95% и более.

В России на сегодняшний день отсутствуют технические решения по золоулавливающей установке для мощных энергоблоков, позволяющей очищать до уровня этих перспективных требований продукты сгорания высокочемических углей (таких как экибастузский, кузнецкий) от твердых частиц летучей золы. Особенно сложно улавливание наиболее вредных тонко-дисперсных частиц, размером менее 10 мкм.

К современным золоуловителям и предъявляются следующие основные требования:

- возможность очистки больших объемов газов;
- компактность;
- умеренное гидравлическое сопротивление.
- обеспечение высокой степени очистки дымовых газов при переменных режимах работы (нагрузках) котлоагрегата.

Для выполнения этих требований наиболее перспективной и коммерчески целесообразной является технология двухступенчатой сухой комбинированной очистки методом электростатического осаждения с последующей фильтрацией. Она позволяет не только обеспечить очистку дымовых газов мощных угольных энергоблоков от летучей золы (включая частицы субмикронных размеров) до остаточной запыленности на уровне 30 мг/м³, но и дает возможность улавливания соединений тяжелых металлов, в первую очередь ртути.

В основу технологии заложена идея объединения двух различных золоуловителей (электрофилтра и рукавного филтра) в одно устройство, с целью сочетания в нем достоинств этих аппаратов. Такое сочетание позволяет интенсифицировать процессы очистки в обеих ступенях и сократить габариты оборудования. Эффект достигается при увеличении скорости движения газов и, соответственно, скорости фильтрации в ступени окончательной очистки из-за формирования на фильтрующем материале более рыхлого слоя за счет зарядки частиц в предварительной ступени очистки.

Аппараты с комбинированной очисткой (по сравнению с электрофилтрами) позволят значительно снизить выбросы тонких частиц, исключат проскок частиц и вторичный унос, эффективно будут улавливать золы с высоким УЭС и иметь меньшие габаритные размеры. Эффективность улавливания частиц размером 0,01–50 мкм составит 99,99%.

Стоимость аппарата с комбинированной очисткой дымовых газов от летучей золы до остаточной запыленности 30 мг/м^3 будет примерно на 30% ниже стоимости электрофильтра с такой же степенью очистки.

Разработка технологии двухступенчатой сухой комбинированной очистки методом электростатического осаждения с последующей фильтрацией позволит создать современный высокоэффективный золоуловитель с характеристиками мирового уровня. В табл. 1 приведены показатели комбинированного золоуловителя в сравнении с эксплуатируемыми электрофильтрами.

Характеристики комбинированного золоуловителя

Таблица 1.

Показатели	Комбинированный золоуловитель	Электрофильтр
Очистка больших объемов дымовых газов	да	да
Максимальная входная запыленность, г/м^3	до 100	до 60
Степень очистки, %	до 99,99	до 99,95
Зависимость степени очистки от УЭС золы	нет	да
Габаритные размеры по отношению к электрофильтру	0,7	1
Капитальные затраты по отношению к электрофильтру	0,7	1
Эффективное улавливание субмикронных частиц	да	нет
Возможность улавливания соединений ртути и др. тяжелых металлов	до 90%	до 15%

Технология очистки дымовых газов от твердых частиц методом фильтрации с их предварительной зарядкой особенно может быть востребована при реконструкции действующих российских ТЭС ввиду отсутствия необходимой площади для размещения электрофильтров требуемых размеров, а также в случае, когда неблагоприятные электрофизические свойства золы вынуждают устанавливать электрофильтры из 7 и более электрополей.

2. Разработка двухступенчатой технологии селективного некаталитического восстановления оксидов азота

В мировой практике для очистки дымовых газов от оксидов азота используются, в основном, дорогостоящие каталитические методы. Технология очистки дымовых газов от оксидов азота путем их некаталитического восстановления (СНКВ) реализована в настоящее время на 2-х котлах ТП-87 Тольяттинской ТЭЦ с использованием аммиачной воды и на блоке 330 МВт Каширской ГРЭС с применением карбамида.

Отсутствие катализатора и оборудования для его размещения в 5-8 раз уменьшает инвестиции в строительство таких установок по сравнению с каталитическими. Эффективность восстановления NO_x в установках СНКВ составляет около 50% и может значительно изменяться в зависимости от режима работы котла.

Целью работы является обоснование и промышленная апробация на энергетическом котле при сжигании различных видов топлива технологии некаталитической очистки дымовых газов от оксидов азота, обеспечивающей высокую (на уровне 90 %) эффективность независимо от режима работы котла. Результаты разработки могут быть использованы не только на энергетических котлах, но и на других крупных загрязнителях атмосферы оксидами азота: мусоросжигательных котлах, технологических печах в нефтепереработке, химии, металлургии и др.

Основой для разработки технологии универсальной некаталитической очистки дымовых газов от оксидов азота являются исследования ВТИ по традиционной технологии СНКВ и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина по высокотемпературному и низкотемпературному некаталитическому восстановлению оксидов азота карбамидом. В низкотемпературной области процесс восстановления активизируется путем добавок к карбамиду специальных кислородсодержащих соединений. Эффективность очистки достигает 90-95%. Технология может применяться при сжигании различных органических топлив в тепловых агрегатах разной конструкции и назначения. Применение карбамида в качестве восстановителя вместо аммиачной воды облегчает размещение на территории объекта аммиачного хозяйства, повышает надежность и безопасность эксплуатации установки СНКВ.

Преимуществами предлагаемой технологии по сравнению с установками селективного каталитического восстановления оксидов азота

(СКВ), которые в настоящее время используются в более чем 90% случаев, являются:

- снижение инвестиций в строительство установок при сопоставимой эффективности очистки;
- возможность сооружения при реконструкции действующих энергетических установок;
- значительно меньшие площади для размещения оборудования;
- уменьшение сроков сооружения и объемов строительно-монтажных работ;
- опыт российских организаций в проектировании и наладке оборудования установок СНКВ в энергетике, азотной промышленности и на мусоросжигающих заводах;
- повышение пожаро-взрывобезопасности на объекте при использовании карбамида вместо аммиачной воды.

3. Разработка аммиачно-сульфатной сероочистки

В связи с планируемым ужесточением отечественной нормативной базы по охране атмосферного воздуха требуется глубокая очистка продуктов сгорания практически всех сортов сернистого топлива. Это относится, в первую очередь, к вновь сооружаемым энергетическим установкам, а для большинства промышленных регионов – и к действующим энергетическим установкам. Одним из путей снижения выбросов диоксида серы является аммиачно-сульфатная технология сероочистки. Сравнительная технико-экономическая оценка аммиачно-сульфатной технологии с наиболее распространённой в мировой практике известняковой технологией показала, что в первом случае капитальные вложения будут в 2-2,5 раза меньше (сейчас при современных европейских ценах – в 4,5-5 раз). При этом получаемый продукт – сульфат аммония, является ценным товарным продуктом: эффективным сельскохозяйственным удобрением и сырьём для производства кормовых дрожжей. Поэтому данная технология особенно применима в промышленных районах, где имеется производство аммиака и концентрация диоксида серы в воздухе превышает нормативы предельно допустимых выбросов (ПДВ).

Высокоэффективная аммиачно-сульфатная технология очистки дымовых газов от диоксида серы SO_2 обеспечивает нормативы выбросов, установленные европейской Директивой 2001/80/ЕС.

Основная цель технологии – снижение концентрации диоксида серы в уходящих дымовых газах до 200 мг/м^3 и ниже. При этом данная технология позволит наряду с оксидами серы снизить на 30-35% выброс оксидов азота и тонких частиц летучей золы. Продажа сульфата аммония позволит за короткое время окупить капитальные вложения в сероочистку: для высокосернистого топлива (донецкие каменные угли) – за 1,5-2 года; для малосернистого топлива (кузнецкие каменные угли) – за 5,5-6,5 лет.

Задачей работы является совершенствование технологии сероочистки путем интенсификации процессов массообмена, что позволит снизить размеры и стоимость абсорбера – основного технологического узла сероочистных систем. После отработки и исследования интенсифицированной технологии она будет использована на отечественных ТЭС и может быть также применена в металлургической и химической промышленности.

Технология обеспечит получение показателей, приведенных в таблице 2.

Основные показатели технологии аммиачно-сульфатной сероочистки

Таблица 2

Достижимая степень сероочистки, %	99,5 и более
Достижимая конечная концентрация SO_2 , мг/м^3	200 и менее
Увеличение расхода энергии на собственные нужды, %	1,4-1,5
Качество получаемого продукта сероочистки	Сульфат аммония, товарный продукт
Удельные капитальные вложения, \$/кВт	35-65

Технология прошла первичную проверку в промышленных условиях на Дорогобужской ТЭЦ при сжигании высокосернистого подмосковного бурого угля.

Практически все технологическое оборудование такой сероочистки может быть изготовлено отечественной промышленностью без закупки дорогостоящих узлов за границей.

4. Разработка комплексной технологии газоочистки

В настоящее время в развитых странах ТЭС, как правило, оснащены тремя отдельными системами очистки:

- сухими электрофильтрами или тканевыми фильтрами для очистки от твердых частиц;
- мокрыми сероочистками (основная технология мокрая известняковая очистка);
- установками селективного каталитического восстановления (СКВ) оксидов азота с использованием аммиака.

По мере ужесточения существующих нормативов и появления новых происходит структурные изменения в производстве газоочистного оборудования, так например в США введение нормативов по выбросу тонких твердых частиц (PM 2,5 и PM 10) привело к переходу от производства электрофильтров к рукавным фильтрам. Введение требований по сокращению выбросов ртути угольными ТЭС потребовало модернизации существующих установок азото- и сероочисток или дооснащения ТЭС новыми системами улавливания ртути. Зарубежный опыт показывает, что процесс модернизации существующего газоочистного оборудования в условиях действующих ТЭС и дооснащения его новыми системами приводит не только к избыточным затратам, но и приводит к ошибкам в выборе оптимальной технологической схемы газоочистки.

Практика развитых стран показывает, что оснащение угольных ТЭС полным комплектом трех отдельных системами газоочистки требует увеличения капитальных вложений на 25-30% и увеличению стоимости электроэнергии на 15-20%. Кроме того, для сооружения отдельных систем газоочистки необходимы существенные площади. В условиях действующих ТЭС задача их оснащения современными отдельными системами газоочистки является во многих случаях неразрешимой. В связи с этим активно ведутся исследования по разработке комплексных систем газоочистки от всех загрязняющих веществ.

В настоящее время на угольных ТЭС России отсутствуют установки очистки дымовых газов от оксидов азота и серы, обеспечивающие их необходимое снижение до уровня современных нормативных требований. Установленные на этих ТЭС золоулавливающие аппараты, как правило, также не могут обеспечить выполнение современных нормативов, особенно по тонким частицам.

Планируемое вступление России во Всемирную торговую организацию и интеграция в общеевропейское пространство неизбежно приведет к гармонизации российского экологического законодательства с законодательством стран Европейского союза, в частности, к переходу на более жесткие удельные нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. Это потребует оснащения как эксплуатируемых, так и вновь сооружаемых ТЭС, соответствующими дорогостоящими установками газоочистки.

При фактическом отсутствии на ТЭС установок очистки газов от оксидов и тяжелых металлов, а также отсутствии отечественного производства установок серо- и азотоочистки в условиях дефицита финансирования природоохранных мероприятий в РФ и планируемого ужесточения экологического законодательства, в российской тепловой энергетике складываются уникальные условия, позволяющие учесть зарубежный опыт и избежать излишних затрат при последовательном оснащении ТЭС отдельными системами газоочистки. Это, в свою очередь, даст возможность преодолеть технологическое отставание в производстве современного газоочистного оборудования и кардинально решить проблему сокращения выбросов тепловыми электростанциями в атмосферу всех загрязняющих веществ с минимальными финансовыми издержками.

Обязательным требованием к современной комплексной технологии очистки дымовых газов является не только ее безотходность, но и производство товарной продукции из продуктов улавливания.

Предлагаемая комплексная технология основана на последовательном постадийном применении электрофизического и электрокаталитического воздействия на очищаемые дымовые газы пылеугольных ТЭС. На рис. 5 представлена принципиальная схема опытно-промышленной установки.

На первой стадии запыленные дымовые газы поступают в ступень сухой электростатической очистки от твердых частиц с применением

знакопеременного электропитания. Уловленная сухая зола отпускается потребителю, а невостребованная ее часть складывается на золоотвале.

На второй стадии дымовые газы поступают в электрокаталитический реактор представляющий из себя электроразрядную камеру с использованием импульсного барьерного разряда. Применение импульсного барьерного разряда приводит к созданию низкотемпературной плазмы с наработкой электронов энергией 5-10 эВ и в дальнейшем химически активных радикалов (O , OH , OH_2 , H_2O_2 и др.), которые в конечном счете доокисляют низшие оксиды серы и азота в высшие. Для снижения энергозатрат и связывания полученных высших оксидов серы и азота в реактор вводится аммиак.

На третьей стадии осуществляется улавливание полученных в виде аэрозолей солей сульфатов и нитратов аммония в мокром электрофилтре с предварительным охлаждением газов распыленной водой. Полученный жидкий раствор солей может быть использован в виде готового удобрения, либо использован для производства сухих удобрений. Высокая степень очистки дымовых газов от загрязняющих веществ позволяет направлять их не в дымовую трубу, а в охладительные градирни, что дает дополнительный экономический эффект.

Основное преимущество комплексной технологии заключается в высокой эффективности очистки до 99,99% от твердых частиц, включая субмикронные, и до 95% от оксидов серы и до 90% от оксидов азота, а также получение побочных продуктов в виде ценных минеральных удобрений для сельскохозяйственной деятельности.

Разработанная технология и оборудование комплексной газоочистки позволит снизить затраты в 1,5-2 раза на оснащение генерирующих мощностей установками газоочистки, обеспечивающими перспективные нормативные требования по выбросам загрязняющих веществ.

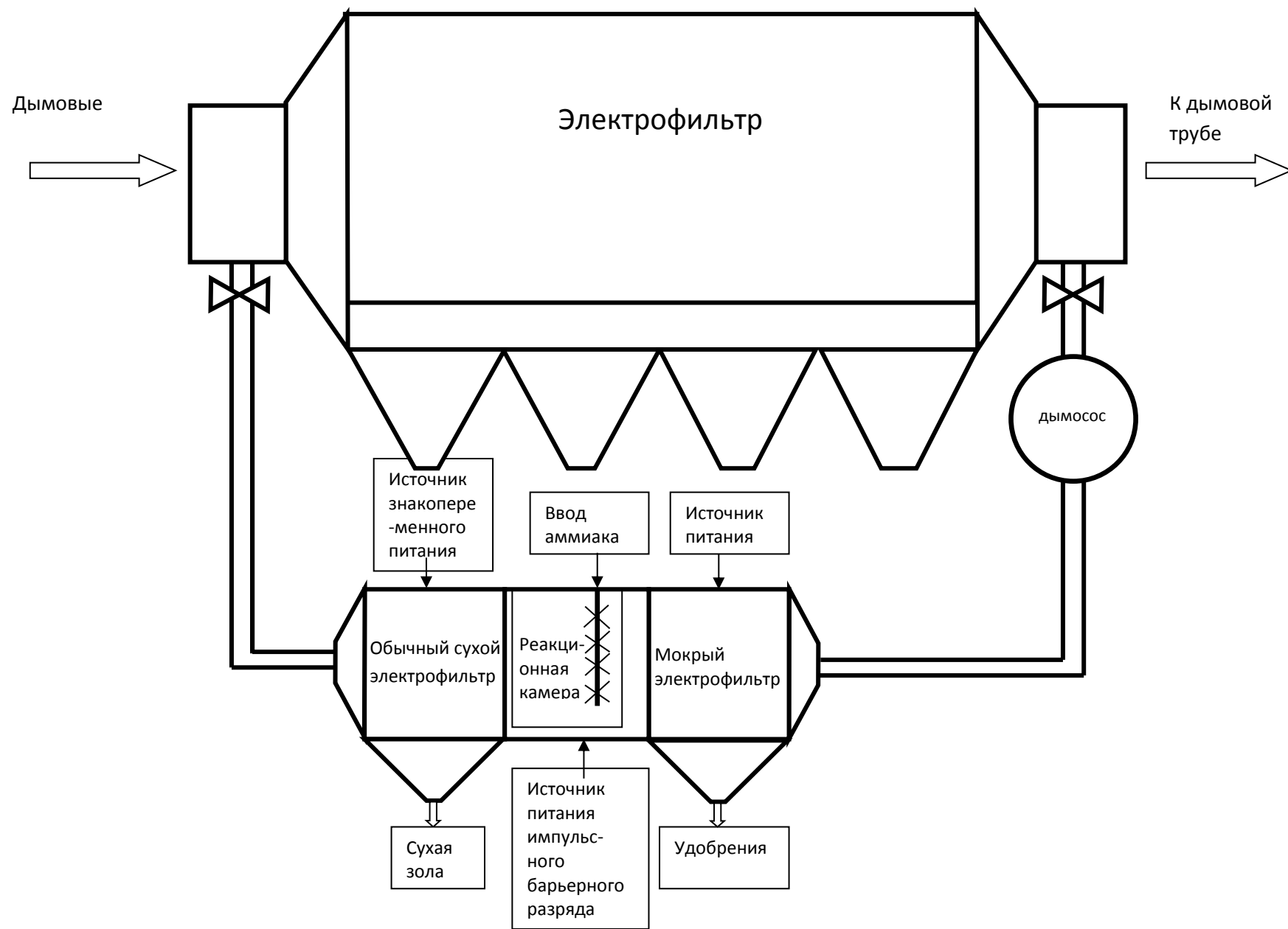


Рис. 5. Принципиальная схема опытно-промышленной установки

Проект 2 Технологии улавливания из цикла и захоронения CO₂

Для реализации долгосрочных задач по улавливанию и захоронению CO₂ предлагается следующий перечень работ:

а) проведение работ по уменьшению эмиссии диоксида углерода от энергетических установок с использованием всех возможностей имеющегося оборудования.

б) проведение работ в области выведения диоксида углерода за счёт новых технологий сжигания газа и угля.

в) проведение работ, снижающих эмиссию диоксида углерода для действующих ТЭС путём его направленного вывода из газов.

г) проведение работ, снижающих эмиссию диоксида углерода для новых технологий переработки газа и угля, таких как парогазовые установки (ПГУ) и ПГУ с внутрицикловой газификацией угля.

д) исследования в области современных методов получения и использования водорода, получаемого из синтез-газа, таких как безреагентное разделение газа на мембранах и применение топливных элементов.

е) исследования в области конверсии полученного диоксида углерода и закачки его в нефтяные скважины, выработанные шахты и др.

В области оценки и выбора технологий по выведению CO₂ из энергетических циклов.

- Разработка программы снижения выбросов парниковых газов от ТЭС за счёт повышения экономичности существующего оборудования и повышения параметров пара.

- Технико-экономический анализ и расчётно-теоретическая оценка по выбору различных реагентных и безреагентных способов выведения CO₂ из энергетических циклов с оценкой капитальных и эксплуатационных затрат и степени увеличения себестоимости электроэнергии.

В области изучения параметров новых способов сжигания топлив:

- Проведение исследований условий сжигания топлив в среде кислорода с рециркуляцией CO₂ на экспериментальных установках. Расчетный анализ и разработка предложений по реконструкции существующих и разработке новых котлов.

- Исследование технологий сжигания, газификации и очистки дымовых газов в химических циклах. Исследования проводятся на

существующих и новых лабораторных установках с целью создания основ их проектирования и эксплуатации, получения исходных данных для создания демонстрационных объектов.

В области изучения параметров удаления CO_2 из дымовых и генераторных газов реагентными и безреагентными способами:

- Исследование процесса выделения и получения концентрированного CO_2 при газификации среднезольных и высокозольных твёрдых топлив.
- Проведение расчётных и экспериментальных исследований по гибридным установкам с твёрдооксидными топливными элементами с выделением CO_2 до топливного элемента и после него.
- Проведение расчётных и экспериментальных исследований безреагентного мембранного метода разделения газов газификации с получением концентрированного CO_2 под давлением.
- Исследования и разработки с использованием установок очистки дымовых газов от CO_2 на действующих ТЭС. Проведение расчётных и экспериментальных исследований по улавливанию диоксида углерода растворами соды с получением бикарбоната натрия с последующим разложением последнего. Разработка профиля мощного угольного блока с очисткой дымовых газов от CO_2 .

В области изучения параметров транспортировки и захоронения выведенного из цикла CO_2 :

- Оценка возможностей транспортировки CO_2 и его подземного захоронения, в том числе с закачкой в нефтяные скважины.
- Оценка возможностей конверсии CO_2 с использованием методов искусственного фотосинтеза для регенерацией кислорода с использованием различных видов зелёной массы.

Общие работы, проводимые после завершения исследований по выведению CO_2 из энергетических циклов:

- Разработка технических предложений по созданию демонстрационной установки с улавливанием и захоронением CO_2 в вариантах различных технологий улавливания и захоронения с выбором двух-трёх оптимальных вариантов.
- Разработка проектов (для двух – трёх оптимальных вариантов) демонстрационных установок.

- Реализация демонстрационных проектов. Срок 2015-2017 гг.

Наиболее целесообразно, по нашему мнению, осуществление работ по разделению топлива на углеродную и водородную составляющие до их сжигания. Такую технологию можно реализовать следующим образом. При использовании природного газа последний подвергается паровой конверсии с образованием водорода H_2 и монооксида углерода CO . При использовании газов газификации получается синтез-газ, содержащий водород и углеродсодержащие компоненты (CO , CO_2 , CH_4). В мембранном устройстве водород отделяется от углеродсодержащего газа, так что чистота водорода достигает 99,9% и более. Затем монооксид углерода или смесь углеродсодержащих компонентов сжигают в среде кислорода с получением диоксида углерода CO_2 , а водород сжигают в воздухе с получением водяного пара H_2O и остаточного азота. Потоки сжигают или в специальных камерах сгорания, или с использованием топливного элемента. В последнем случае будет обеспечена дополнительная выработка электроэнергии при реакции окисления водорода. Газовая турбина, работающая на углеродсодержащих газах, выпускает CO_2 , под давлением, отличным от атмосферного, что резко уменьшает затраты на его последующее сжатие и транспортировку. Для полной утилизации тепла горючих газов используются стандартные паровые турбины.

Полученный концентрированный CO_2 можно частично использовать для интенсификации фотосинтеза с увеличением урожайности сельскохозяйственных культур прямо пропорционально содержанию этого газа, а частично захоранивать известным способом.

В области улавливания CO_2 из дымовых газов целесообразно использование соды как реагента с получением бикарбоната натрия и его последующей регенерацией.

Технология 5 **Высокоэффективные модульные теплофикационные парогазовые установки единичной мощностью 100 и 170 МВт для строительства новых и реконструкции действующих ТЭЦ и перспективные технологические комплексы на их основе с применением теплонасосных установок, обеспечивающие коэффициент использования тепла топлива, близкий к 95–98 % с учётом использования источников низкопотенциального тепла**

Проект 1 ***Высокоэффективные модульные теплофикационные парогазовые установки единичной мощностью 100 и 170 МВт для строительства новых и реконструкции действующих ТЭЦ***

В процессе реализации данного проекта будут проведены:

- выбор и согласование места размещения теплофикационной ПГУ-170(160);
- испытания головного образца ГТЭ-65 на ТЭЦ-9;
- модернизация ГТЭ-65 для условий работы в схеме;
- доводка и совершенствование конструкции газовой турбины ГТД-110;
- разработка технического проекта и обоснование инвестиций в строительство (ОИС) теплофикационной ПГУ-170(160), включая разработку сметной документации, проектов организации строительно-монтажных работ и оценку воздействия на окружающую среду (ОВОС);
- НИОКР по оптимизации тепловой схемы ПГУ;
- разработка технических условий на поставку основного и вспомогательного оборудования теплофикационной ПГУ-170(160);
- разработка рабочего проекта основного и вспомогательного оборудования теплофикационной ПГУ-170(160);
- техническая подготовка, изготовление и поставка основного и вспомогательного оборудования теплофикационной ПГУ-170(160);

- строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и ввод в эксплуатацию демонстрационной теплофикационной ПГУ-170(160);
- освоение и эксплуатация демонстрационной теплофикационной ПГУ-170 (160);

Проект 2 Перспективные технологические комплексы на основе теплофикационных ПГУ-170 и ПГУ-100 с применением теплонасосных установок, обеспечивающие коэффициент использования тепла топлива, близкий к 95–98 % с учётом использования источников низкопотенциального тепла

Разработка перспективных технологических комплексов на основе теплофикационных ПГУ-170 и ПГУ-100 с применением теплонасосных установок, и других источников низкопотенциального тепла осуществляется при выполнении следующих работ:

- выбор тепловой мощности и согласование места размещения ТН большой мощности применительно к теплофикационным ПГУ;
- НИОКР по оптимизации тепловой схемы ПГУ с включением в неё теплового насоса большой мощности и других источников низкопотенциального тепла;
- разработка технического проекта, обоснование инвестиций в строительство теплонасосной установки большой мощности и других источников в комплексе с теплофикационной ПГУ, включая оценку воздействия на окружающую среду;
- разработка технических условий на поставку оборудования и разработка рабочего проекта теплонасосной установки большой мощности и других источников;
- строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и ввод в эксплуатацию демонстрационной теплонасосной установки большой мощности;
- испытания, освоение и эксплуатация теплонасосной установки большой мощности в едином технологическом комплексе с ПГУ.

Технология 6 «Всережимные тригенерационные парогазовые установки единичной мощностью 20 – 30 МВт с электрическим КПД в конденсационном режиме более 50 % для распределённой энергетики».

Проект 1 Всережимная когенерационная парогазовая установка единичной мощностью 20/25 МВт с электрическим КПД в конденсационном режиме более 50 % для электро- и теплоснабжения небольших городов и городских районов как объектов распределённой энергетики.

Реализация этого проекта начата в 2012 году при финансовой поддержке Минобрнауки РФ и Фонда «Энергия без границ» по двум направлениям:

- Создание головного образца всережимной когенерационной ПГУ электрической мощностью 20/25 МВт на территории ОАО «ВТИ»;
- Разработка проектной документации для серийной всережимной когенерационной ПГУ электрической мощностью 20/25 МВт для применения в любом регионе РФ с соответствующей привязкой к местным условиям.

По состоянию на декабрь 2014 г. выполнены следующие работы:

- Изготовлены фрагменты и сами опытные образцы, проведены их основные испытания для получения заявленных целевых индикаторов. К ним относятся:
 - Полномасштабный сегмент малотоксичной камеры сгорания для оснащения ею газотурбинной установки мощностью 16 МВт, изготавливаемой ОАО «Авиадвигатель»;
 - Полномасштабные секции горелочных устройств для оснащения ими котла-утилизатора;
 - Полномасштабная деаэрационная головка вакуумного деаэратора;
 - Опытная секция воздушного конденсационного устройства для паровой турбины, исключающего заледенение конденсата внутри трубок при отрицательных температурах атмосферного воздуха.
- Разработаны проекты основного оборудования - котла-утилизатора и паровой турбины.
- На стадии «П» (проект) разработаны проекты головной ПГУ на территории ОАО «ВТИ», по которой начата процедура получения разрешения на строительство, и проект серийной ПГУ без

привязки к земельному участку, водному источнику и климатическим условиям.

Целью настоящего проекта является создание головного (демонстрационного) образца всережимной когенерационной парогазовой установки единичной мощностью 20/25 МВт с электрическим КПД в конденсационном режиме более 50 % на территории ОАО «ВТИ» для объектов распределённой энергетики.

В процессе реализации проекта, кроме уже выполненных работ, будут проведены:

- Завершающие НИОКР для разработки или корректировки методик расчёта и конструирования элементов и оборудования, опытные образцы которых были испытаны в 2012-2013 г.г.;
- Рабочее проектирование инновационного оборудования и блока ПГУ в целом;
- Изготовление инновационного и приобретение вспомогательного оборудования ПГУ;
- Строительно-монтажные работы;
- Освоение и опытно-промышленная эксплуатация
- Испытания оборудования и ПГУ в целом при различных условиях и режимах эксплуатации;
- Корректировка рабочей документации и технических условий на поставку оборудования для серийного производства ПГУ.

Проект 2 Всережимная тригенерационная парогазовая установка единичной мощностью 20/25 МВт с электрическим КПД в конденсационном режиме более 50 % для электро- и теплоснабжения небольших городов и городских районов как объектов распределённой энергетики.

Логичным продолжением Проекта 1 является Проект 2, в процессе реализации которого будут выполнены:

- НИОКР с целью интегрирования новых или адаптации существующих систем для выработки умеренного холода в тригенерационной ПГУ;
- Проектирование системы для выработки умеренного холода и компоновка её с когенерационной ПГУ;
- Изготовление оборудования для системы выработки умеренного холода;

- Строительно-монтажные работы
- Сдача в опытно-промышленную эксплуатацию, приёмочные и гарантийные испытания

Раздел 4. Тематический план работ и проектов платформы в сфере исследований и разработок.

Технология 1 Отечественные ПГУ единичной мощностью до 1000 МВт с КПД до 60% и перспективные технологии с использованием топливных элементов, обеспечивающие КПД до 70%.

Проект 1 Отечественные ПГУ единичной мощностью до 1000 МВт с КПД до 60%

№ п/п	Наименование и содержание работы	Срок выполнения	Организации исполнители	Источники финансирования
0	Организация проекта. Определение участков. Согласование существа и распределения работ. Составление сметы, определение источников финансирования. Организация руководства.	2014 г.	1; 2; 3; 21; 20; 25	
1	Разработка: • технических требований (заданий на проектирование) ПГУ и её основного оборудования; • принципиальной тепловой схемы ПГУ; • проектов основного оборудования ПГУ Выбор: • вспомогательного оборудования ПГУ; • площадки для сооружения головной ПГУ	2015 г. (1-й год с открытия финансирования, ОФ)	3; 13; 17; 12; 22; 24; 18; 15; 4	
2	Разработка: • проекта головной ПГУ для выбранной площадки с унификацией проектных решений, типизацией оборудования, организации строительства и ввода в действие • алгоритмов автоматического управления и АСУ ТП ПГУ с обеспечением оптимизации режимов, требуемых статических и динамических характеристик, диагностики. Заказ оборудования	2016 г. (2-й год с ОФ)	24; 3; 13; 18; 2; 4	
3	Изготовление оборудования и строительных конструкций, подготовка площадки, начало строительных работ	2017 г. (3-й год с ОФ)	17; 12; 22; 23; 26	

№ п/п	Наименование и содержание работы	Срок выполнения	Организации исполнители	Источники финанси- рования
4	Проведение научных исследований для обоснования технических и технологических решений, поузловых испытаний, моделирования режимов и схем	2015–2017 гг. (1–3-й годы после ОФ)	3; 13; 15; 8; 6; 17; 12; 22; 23; 9	
5	Завершение строительства и ввод в действие ПГУ	2018 г. (4-й год после ОФ)	26; 27; 2; 4; 3; 17; 12; 22; 23; 24	
6	Проведение всесторонних испытаний и исследований энергоблока ПГУ и его оборудования. Разработка рекомендаций для совершенствования проекта ПГУ, конструкций и технологий производства. Корректировка проектной, конструкторской и технологической документации	2018–2020 гг. (4–6-й годы после ОФ)	3; 13; 17; 12; 22; 23; 24; 18	
7	Выбор площадок для серийных энергоблоков ПГУ, проектирование, заказ, производство и поставки оборудования серийных ПГУ	2019–2020 г. (5-й год после ОФ)	2; 4; 17; 12; 22; 23; 18; 24	
8	Строительство и ввод в действие серийных ПГУ	2020–2022 гг. (6–8-й годы после ОФ)	2; 4; 26; 27; 3; 17; 12; 22; 23; 24	

**Список участников разработки
«Отечественные ГТУ и ПГУ на их основе
мощностью 1000 МВт с $\eta_{эл} \geq 60\%$ »**

1. Министерство энергетики Российской Федерации
2. ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»
3. ОАО «Всероссийский теплотехнический научно-исследовательский институт» (ОАО «ВТИ»)
4. ООО «Газпром энергохолдинг»
5. «Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский электротехнический институт им. В.И. Ленина» (ФГУП ВЭИ)
6. ФГБОУ ВПО «Научно-исследовательский Университет Московский энергетический институт» (НИУ «МЭИ»)
7. Научно-исследовательский центр «Курчатовский Институт» (НИЦ «Курчатовский Институт»)
8. Объединенный институт высоких температур РАН (ОИВТ РАН)

9. ФГБОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет» (СПбГПУ)
10. ОАО «РАО Энергетические системы Востока»
11. Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского ОАО «ЭНИН»
12. ОАО «ЭМАльянс»
13. ОАО «НПО ЦКТИ»
14. ОАО «НИИТеплоприбор»
15. Государственный научный центр РФ-ОАО Научно-производственное объединение «Центральный научно-исследовательский институт технологии машиностроения» (ГНЦ РФ ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»)
16. ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» (ЗАО «АПБЭ»)
17. ОАО «Силовые машины»
18. ЗАО «Интеравтоматика»
19. НП «Национальное углеродное соглашение»
20. НП «Центр инновационных энергетических технологий» (НП «ЦИЭТ»)
21. Минпромторг России
22. РЭМКО
23. ОАО «Подольский машиностроительный завод» - ОАО «ЗиО»
24. ОАО «Институт Теплоэлектропроект»
25. АНО ИЦЭМ
26. Строительная фирма
27. Монтажная фирма

Проект 2 Гибридные энергоустановки с топливными элементами на природном газе и продуктах газификации углей

№	Наименование и содержание работы	Организации — возможные соисполнители	Срок выполнения работы	Предполагаемые источники финансирования ¹
Разработка отечественных твердооксидных топливных элементов				
1	Разработка технологий формирования электродно-электролитной сборки для	ИВТЭ УрРАН; ВНИИТФ (г. Снежинск), ЦВТ	2015-2016	

№	Наименование и содержание работы	Организации — возможные соисполнители	Срок выполнения работы	Предполагаемые источники финансирования ¹
	промышленного применения	при ИМаш РАН		
2	Испытания единичных ТОТЭ, изготовленных по новой технологии, и ее доработка	ИВТЭ УрРАН; ВНИИТФ (г. Снежинск) ЦВТ при ИМаш РАН	2015-2016	
3	ОКР по разработке модуля ТОТЭ мощностью 100 Вт	ИВТЭ УрРАН; ВНИИТФ (г. Снежинск) ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ»	2015-2017	
4	Математическое моделирование теплообмена и гидродинамики в модуле ТОТЭ.	ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ»	2015-2017	
5	Изготовление и эксплуатационные испытания модуля мощностью 100 Вт.	ИВТЭ УрРАН; ВНИИТФ (г. Снежинск) ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ», организации-производители энергетического оборудования и машиностроительные предприятия	2016-2017	
6	НИР по разработке основных технических решений для батареи ТОТЭ киловаттной мощности	ИВТЭ УрРАН; ВНИИТФ (г. Снежинск) ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ»	2017-2018	
7	ОКР по разработке батареи ТОТЭ киловаттной мощности	ИВТЭ УрРАН; ВНИИТФ (г. Снежинск) ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ»	2017-2018	
8	Испытания батареи ТОТЭ киловаттной мощности; доработка установки, ресурсные испытания, разработка стратегии регулирования и испытания на переменных режимах.	ИВТЭ УрРАН; ВНИИТФ (г. Снежинск) ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ»	2018-2019	
9	НИР, направленная на повышение эффективности и ресурса батареи	ИВТЭ УрРАН; ВНИИТФ (г. Снежинск) ОАО	2019-2020	

№	Наименование и содержание работы	Организации — возможные соисполнители	Срок выполнения работы	Предполагаемые источники финансирования
	ТОТЭ мощностью ~100 кВт	«ВТИ», НИУ «МЭИ»		
10	ОКР по разработке проекта батареи ТОТЭ мощностью ~100 кВт	ИВТЭ УрРАН; ВНИИТФ (г. Снежинск) ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ»	2020	
11	Изготовление основного и вспомогательного оборудования батареи ТОТЭ мощностью ~100 кВт	ИВТЭ УрРАН; ВНИИТФ (г. Снежинск) ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ», организации-производители энергетического оборудования и машиностроительные предприятия	2020-2021	
12	Испытания модуля ТОТЭ мощностью ~100 кВт, выявление эксплуатационных проблем, доработка основных технических решений	ИВТЭ УрРАН; ВНИИТФ (г. Снежинск) ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ», организации-производители энергетического оборудования и машиностроительные предприятия	2021-2022	
Гибридные установки на природном газе				
1.	Выбор типа топливного элемента для гибридной установки	ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ»	2015	
2.	НИР по разработке и оптимизации тепловой схемы гибридной установки под конкретный топливный элемент	ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ»	2016-2017	
3.	ОКР по разработке гибридной установки на природном газе	ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ»	2017-2018	
4.	Изготовление основного и вспомогательного оборудования гибридной установки	ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ», организации-производители энергетического	2018-2019	

№	Наименование и содержание работы	Организации — возможные соисполнители	Срок выполнения работы	Предполагаемые источники финансирования ¹
		оборудования и машиностроительные предприятия		
5.	Строительно-монтажные работы по сооружению гибридной установки.	ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ»	2019-2020	
6.	Испытания гибридной установки	ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ»	2021-2022	
7.	Проведение маркетинговых исследований.	ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ»	2022	
8.	Разработка проекта коммерческой гибридной энергоустановки.	ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ»	2022-2023	
Гибридные установки на продуктах газификации угля				
1.	Разработка технологии получения генераторного газа из угля для использования в гибридной установке с топливными элементами.	ОАО «ВТИ»	2015-2016	
2.	НИР по исследованию инновационных технологий пыле- и сероочистки.	ОАО «ВТИ»	2015-2016	
3.	ОКР по созданию газификатора для гибридной установки.	ОАО «ВТИ»	2016-2017	
4.	ОКР по созданию системы подготовки топлива для модуля топливных элементов гибридной установки на продуктах газификации угля.	ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ»	2017-2018	
5.	Выбор высокотемпературного топливного элемента для гибридной установки на продуктах газификации угля.	ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ»	2018	
6.	Разработка тепловой схемы гибридной установки с топливными элементами на продуктах газификации угля.	ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ»	2018-2019	
7.	Разработка проекта гибридной установки с топливными элементами на продуктах газификации угля	ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ»	2019	

№	Наименование и содержание работы	Организации — возможные соисполнители	Срок выполнения работы	Предполагаемые источники финансирования¹
8.	Изготовление основного и вспомогательного оборудования для гибридной установки с топливными элементами на продуктах газификации угля, строительство установки	ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ», производители энергетического оборудования и машиностроительные предприятия	2020-2021	
9.	Испытания демонстрационной гибридной установки с топливными элементами на продуктах газификации угля	ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ»	2021-2022	
10.	Уточнение основных решений и доработка проекта гибридной установки с топливными элементами на продуктах газификации угля	ОАО «ВТИ», НИУ «МЭИ»	2022	

Технология 2 Угольные энергоблоки на суперсверхкритические параметры пара единичной мощностью 330–660–800 МВт с КПД 44–46%, перспективные технологии на ультрасверхкритические параметры пара (35 МПа, 700/720 °С), обеспечивающие КПД 51–53% и угольные ТЭЦ нового поколения единичной мощностью 100–200–300 МВт с использованием различных технологий сжигания топлива.

Проект 1 Угольные энергоблоки на суперсверхкритические параметры пара единичной мощностью 330–660–800 МВт с КПД 44–46%

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения работы	Предполагаемые источники финансирования
Разработка угольных ТЭЦ нового поколения на ССКП				
1	I этап. Проектно-изыскательские работы, изготовление, строительство и монтаж пилотного угольного энергоблока	АНО «ИЦЭМ», ОАО «ВТИ», ЗАО «АПБЭ», ОАО «ЭМАльянс», НПО ЦКТИ, ОАО «Силовые машины», ОАО НПО "ЦНИИТМАШ", ОАО «Институт ТЭП», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «СУЭК», ОАО «РОСНАНО»	2014-2015	-
2	Выбор и согласование места размещения объекта. Проведение научно-изыскательских и опытно-конструкторских работ по созданию оборудования для энергоблока на ССП. (см. табл. Тематический план проведения НИР и ОКР при создании и техперевооружении угольных блоков на ССКП)	АНО «ИЦЭМ», ОАО «ВТИ», ЗАО «АПБЭ», ОАО «ЭМАльянс», НПО ЦКТИ, ОАО «Силовые машины», ОАО НПО "ЦНИИТМАШ", ОАО «Институт ТЭП», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «СУЭК», ОАО	2014-2015	бюджетные средства (50%)

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения работы	Предполагаемые источники финансирования
		«РОСНАНО»		
3	Подготовка заводами-изготовителями оборудования технико-коммерческих предложений и исходных данных для выполнения проекта энергоблока на СКП, указав сроки по согласованию с заводами-изготовителями.	ОАО «ВТИ», ОАО «ЭМАльянс», ОАО «Силовые машины», ОАО НПО "ЦНИИТМАШ"	2014	бюджетные средства (50%)
4	Разработка и выбор материалов и технологий для основных элементов оборудования.	АНО «ИЦЭМ», ОАО «ВТИ», ОАО «ЭМАльянс», ОАО «Силовые машины», ОАО НПО "ЦНИИТМАШ", ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «РОСНАНО»	2014-2017	бюджетные средства (60%)
5	Разработка проектной документации на строительство энергоблока на СКП. Этот этап должен быть разработан в соответствии с постановлением Правительства РФ от 16 февраля 2008 г. № 87 и по времени должен предусматривать утверждение в Главэкспертизе России, а также подготовку приказа о новом строительстве.	АНО «ИЦЭМ», ОАО «ВТИ», ОАО «ЭМАльянс», НПО ЦКТИ, ОАО «Силовые машины», ОАО «Институт ТЭП», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «СУЭК», ОАО «РОСНАНО»	2014-2015	бюджетные средства (50%)
6	Техническая подготовка, производство и изготовление основного оборудования энергоблока на СКП.	ОАО «ВТИ», ОАО «ЭМАльянс», НПО ЦКТИ, ОАО «Силовые машины», ОАО НПО "ЦНИИТМАШ", ОАО «Институт ТЭП», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «СУЭК», ОАО «РОСНАНО»	2014-2017	бюджетные средства (20%)
7	Поставка основного и вспомогательного оборудования	ОАО «ВТИ», ОАО	2017-2018	бюджетные средства

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения работы	Предполагаемые источники финансирования
	угольного энергоблока на СКП.	«ЭМАльянс», ОАО «Силовые машины», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «СУЭК», ОАО «РОСНАНО»		(10%)
8	Строительные работы и монтаж оборудования.	ОАО «ЭМАльянс», ОАО «Силовые машины», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «СУЭК»	2015-2018	бюджетные средства (10%)
9	II этап. Освоение и эксплуатация угольного энергоблока	ОАО «ВТИ», ОАО «ЭМАльянс», ОАО «Силовые машины», ОАО НПО "ЦНИИТМАШ", ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «СУЭК»,	2018-2019	-
10	Пуско-наладочные работы по энергоблоку.	ОАО «ВТИ», ОАО «ЭМАльянс», ОАО «Силовые машины», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «СУЭК»	2018	бюджетные средства (50%)
11	Освоение в эксплуатации.	ОАО «ВТИ», ОАО «ЭМАльянс», ОАО «Силовые машины», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «СУЭК»,	2019	бюджетные средства (50%)

**Тематический план проведения НИР и ОКР
при создании и техперевооружении угольных блоков на ССКП**

П/п	Наименование проекта, этапы реализации	Наименование работ	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения работы	Предполагаемые источники финансирования
1.1	Разработка Концепции создания пилотного угольного блока на ССКП Технико-экономическое обоснование размещения энергоблока на конкретной площадке	Разработка Концепции создания пилотного угольного блока на ССКП	ОАО «ВТИ», ЗАО «АПБЭ», ОАО «ЭМАльянс», НПО ЦКТИ, ОАО «Силовые машины», ОАО НПО "ЦНИИТМАШ", ОАО «Институт ТЭП», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «СУЭК»	4 мес.	бюджетные средства (50%)
		Технико-экономическое обоснование размещения энергоблока на конкретной площадке	ОАО «ВТИ», ЗАО «АПБЭ», ОАО «ЭМАльянс», ОАО «Силовые машины», ОАО «Институт ТЭП», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «СУЭК»	3 мес.	
1.2	Выполнение НИР и ОКР по обоснованию (материалы, включая новые материалы, полученные с применением технологии ЭШП; проектные решения, в том числе с использованием материалов, получаемых с применением технологии ЭШП), проектирование энергоблока, его основного оборудования и природоохранных	Проведение НИР и ОКР по котельной установке для пилотного блока ССКП для сжигания выбранного вида твердого топлива	ОАО «ВТИ» ОАО «ЭМАльянс», ОАО «Институт ТЭП», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «СУЭК»	13 мес.	бюджетные средства (50%)
		Проведение НИР и ОКР по турбоустановке для пилотного блока ССКП	ОАО «ВТИ», НПО ЦКТИ, ОАО «Силовые машины», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «СУЭК», ОАО «РОСНАНО»	13 мес.	
		Решение общеплочных проблем (НИОКР)	ОАО «ВТИ», ЗАО «АПБЭ», ОАО «ЭМАльянс», ОАО «Силовые машины», ОАО	12 мес.	

П/п	Наименование проекта, этапы реализации	Наименование работ	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения работы	Предполагаемые источники финансирования
	систем		ОАО «Институт ТЭП», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «СУЭК»		
		Разработка и выбор материалов и технологий для основных элементов оборудования	ОАО «ВТИ», ОАО «ЭМАльянс», ОАО «Силовые машины», ОАО НПО "ЦНИИТМАШ", ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «СУЭК», ОАО «РОСНАНО»	60 мес.	
1.3	Технологическая подготовка производства, изготовление и поставка оборудования (НИОКР)	Технологическая подготовка производства, изготовление и поставка оборудования (НИОКР)	ОАО «ВТИ», ОАО «ЭМАльянс», ОАО «Силовые машины», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «СУЭК»	26 мес.	бюджетные средства (50%)
1.4	Строительно-монтажные работы, наладка и комплексное опробование блока и сдача его в опытно-промышленную эксплуатацию. Освоение и опытно-промышленная эксплуатация (за пределами 2015 г.) (НИОКР)	Строительно-монтажные работы, наладка и комплексное опробование блока и сдача его в опытно-промышленную эксплуатацию. Освоение и опытно-промышленная эксплуатация (за пределами 2015 г.) (НИОКР)		12 мес.	бюджетные средства (50%)

Проект 2***Угольные ТЭЦ нового поколения единичной мощностью 100–200–300 МВт с использованием различных технологий сжигания топлива.***

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения работы	Предполагаемые источники финансирования
1	Анализ научно-технических достижений, которые могут быть использованы для: совершенствования замещающего оборудования, схем и технологии эксплуатации; уменьшения характерных потерь при производстве электроэнергии и тепла; снижения вредных выбросов	ОАО «ВТИ», ОАО «НПО ЦКТИ», ОАО НПО «ЦНИИТМАШ», МЭИ, СПбГПУ, УГТУ и другие	2014	ФЦП, внебюджетные средства (15%)
2	Выбор основных технических решений по повышению эффективности замещающего оборудования ТЭЦ	ОАО «ВТИ», ОАО «НПО ЦКТИ», ОАО НПО «ЦНИИТМАШ», МЭИ, СПбГПУ, УГТУ, ОАО «ТЭП»	2014-2015	ФЦП, внебюджетные средства (20%)
3	Расчетные и экспериментальные обоснования технических решения по котельным и паротурбинным установкам	ОАО «ВТИ», ОАО «НПО ЦКТИ», ОАО НПО «ЦНИИТМАШ», МЭИ, СПбГПУ, УГТУ и другие	2014-2015	ФЦП, внебюджетные средства (20%)
4	Оптимизация тепловых схем блоков ТЭЦ	ОАО «ВТИ», ОАО «НПО ЦКТИ», МЭИ	2014-2015	ФЦП, внебюджетные средства (20%)
5	Разработка развернутых технических заданий на основное и вспомогательное оборудование типовых ТЭЦ нового поколения	ОАО «ВТИ», ОАО «НПО ЦКТИ», ОАО НПО «ЦНИИТМАШ», МЭИ, СПбГПУ, УГТУ и другие	2015	ФЦП, внебюджетные средства (50%)
6	Проведение маркетинговых исследований и разработка предварительного технико-экономического обоснования внедрения типовых блоков ТЭЦ нового поколения	ОАО «ВТИ», ОАО «НПО ЦКТИ», ОАО «ТЭП»	2015-2016	ФЦП, внебюджетные средства (50%)
7	Разработка технических проектов	ОАО «ВТИ»,	2015-2016	ФЦП,

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения работы	Предполагаемые источники финансирования
	основного оборудования типовых угольных ТЭЦ нового поколения	ОАО «НПО ЦКТИ», ОАО «ТЭП», ОАО «ЭМАльянс», ОАО «Сибэнегомаш», ОАО «Силовые машины», ОАО УТМЗ		внебюджетные средства (70%)
8	Разработка ТЭО сооружения головного образца теплофикационного энергоблока для конкретной площадки	ОАО «ВТИ», ОАО «НПО ЦКТИ», ОАО «ТЭП»	2015-2016	ФЦП, внебюджетные средства (70%)

Технология 3 Производство электроэнергии и тепла с использованием ПГУ с внутрицикловой газификацией твердого топлива единичной мощностью 200–400 МВт с КПД до 50% и перспективные технологии с использованием топливных элементов, обеспечивающие КПД до 60%.

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения	Предполагаемый источник финансирования
1. Подготовка к разработке технологии				
1.1	Разработка общего и частных технических заданий, подготовка и заключение договоров, создание рабочих групп	ОАО "ВТИ"	2014-2015	
1.2	Выбор основных площадок и объектов внедрения пилотных и полномасштабных установок	ОАО "ВТИ" ОАО «Институт ТЭП» ЗАО «КЭС»	2014-2015	
1.3	Подготовка и подписание соглашения о сотрудничестве с основными поставщиками оборудования	ОАО "ВТИ"	2014-2015	
2. Разработка технологии				
2.1	Выбор наиболее перспективных видов и месторождений твердых топлив для использования в рассматриваемой технологии, с учетом их основных физических и химических свойств, общих запасов, плеча доставки.	ОАО "ВТИ", ОАО "Инженерный центр энергетики Урала" Филиал "УралВТИ"	2015-2016	
2.2	Разработка системам подготовки и подачи топлива.	ОАО "ВТИ", ОАО "Инженерный центр энергетики Урала" Филиал "УралВТИ"	2015-2016	
2.3	Разработка технологии внутрицикловой газификации твердого топлива с учетом его физических и теплотехнических свойств	ОАО "ВТИ"	2015-2016	
2.4	Разработка систем очистки генераторного газа от твердых частиц, соединений серы и аммиака и подготовки очищенного газа для подачи в камеру сжигания ГТУ	ОАО "ВТИ", ФГУП "ВИМС", ОАО "НИИОГАЗ"	2015-2017	
2.5	Разработка проекта модернизации ГТУ для пилотной установки	ОАО "Авиадвигатель"	2015-2017	

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения	Предполагаемый источник финансирования
2.6	Разработка, расчет и оптимизация принципиальных, тепловых и пусковых схем ПГУ с ВЦГ	ОАО "ВТИ", ОАО "ЭМАльянс", ОАО "Институт ТЭП"	2016-2018	
3. Внедрение технологии				
3.1	Разработка технического проекта пилотной установки.	ОАО "ВТИ", ОАО "ЭМАльянс", ОАО "Институт ТЭП"	2017-2018	
3.2	Размещение заказов на заводах-изготовителях, разработка и согласование технических заданий на выпуск оборудования пилотной установки.	ОАО "ВТИ", ОАО "ЭМАльянс"	2018	
3.3	Разработка рабочих чертежей и изготовление основного оборудования пилотной установки.	ОАО "ЭМАльянс" ОАО "Авиадвигатель", ОАО "Тяжмаш"	2018-2020	
3.4	Поставка, монтаж, пусковая наладка, ввод в эксплуатацию, режимная наладка оборудования пилотной установки	ОАО "ВТИ", ОАО "ЭМАльянс", ОАО "Авиадвигатель", ОАО "Тяжмаш"	2020-2022	
4. Подготовка серийного производства				
4.1	Разработка технологии утилизации золошлаковых отходов	ОАО "ВТИ", ОАО "Инженерный центр энергетики Урала" Филиал "УралВТИ"	2019-2021	
4.2	Разработка проекта перевода турбины ГТЭ-110 на генераторный газ	ОАО "НПО Сатурн"	2020-2021	
4.3	Разработка технического проекта серийной ГТУ с ВЦГ	ОАО "ВТИ", ОАО "ЭМАльянс", ОАО "Институт ТЭП" ОАО "НПО Сатурн"	2021-2022	

Технология 4 Технологии экологически чистого использования твердого топлива и газоочистки, обеспечивающие минимальные выбросы SO₂, NO_x, золовых частиц и др. ингредиентов, включая улавливание из цикла, компримирование и последующее захоронение CO₂.

Проект 1 Технологии экологически чистого использования твердого топлива и газоочистки, обеспечивающие близкие к нулевым выбросы SO₂, NO_x, золовых частиц

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения работы	Предполагаемые источники финансирования
1. Разработка комбинированного золоуловителя для крупных пылеугольных блоков, сжигающих экибастузские и кузнецкие угли				
1.1	Проведение НИР по повышению эффективности улавливания предварительно заряженных частиц золы экибастузских и кузнецких углей в рукавных фильтрах	Головной исполнитель – ОАО «ВТИ», заводы-изготовители оборудования	2014-2016	
1.2	Проведение ОКР по улавливанию предварительно заряженных частиц золы экибастузских и кузнецких углей в рукавных фильтрах		2014-2016	
1.3	Разработка технических требований и проектно-конструкторской документации на опытно-промышленную установку (ОПУ)		2015-2016	
1.4	Сооружение ОПУ, проведение пуско-наладочных работ		До 2017	
1.5	Разработка технических требований и проекта на промышленную установку		До 2017	
2. Разработка двухступенчатой технологии селективного некаталитического восстановления оксидов азота				
2.1	Разработка технического проекта опытно-промышленной установки по технологии двухступенчатого некаталитического восстановления оксидов азота для пылеугольного котла, в том числе: – разработка конструктивных решений ОПУ и ее составных частей; – разработка и обоснование технических решений,	Головной исполнитель – ОАО «ВТИ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина заводы-изготовители оборудования	2014	Бюджетные средства, ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «ОГК-1»

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения работы	Предполагаемые источники финансирования
	обеспечивающих проектные показатели; – выполнение расчетов нестандартного оборудования.			
2.2	Разработка рабочей конструкторской документации на ОПУ по технологии двухступенчатого некаталитического восстановления оксидов азота для пылеугольного котла		2014	
2.3	Исследование режимов работы высокотемпературной ступени установки СНКВ при различных режимах сжигания угля для обеспечения максимальной эффективности очистки газов от оксидов азота при использовании низкотемпературной ступени.		2014	
2.4	Сооружение ОПУ, проведение пуско-наладочных работ, разработка программы и методики предварительных испытаний, проведение испытаний		2015	
2.5	Корректировка режимов работы высокотемпературной ступени установки СНКВ при подаче активированного карбамида во 2-ю ступень очистки		2015	
2.6	Оптимизация режимов эксплуатации ОПУ при различных нагрузках котла		2015	
2.7	Корректировка РКД по результатам предварительных испытаний, разработка программы и методики приемочных испытаний, проведение испытаний		2015	
2.8	Проведение маркетинговых исследований и разработка бизнес-плана		2015	
2.9	Разработка проекта промышленной установки и распространение технологии в промышленности		2016-2017	
3. Разработка аммиачно-сульфатной сероочистки				
3.1	Проведение НИР по обоснованию технологической схемы и исследование режимов интенсификации процесса массообмена	Головной исполнитель – ОАО «ВТИ», Заводы-изготовители оборудования	До 2017	
3.2	Разработка проекта опытно-промышленной установки		До 2017	
3.3	Сооружение ОПУ, разработка		До 2017	

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения работы	Предполагаемые источники финансирования
	программы и методики испытаний			
3.4	Проведение пуско-наладочных работ, проведение испытаний		До 2017	
3.5	Проведение НИР по определению режимных и технологических параметров процесса		До 2017	
3.6	Разработка методики расчёта интенсифицированного абсорбера		До 2017	
3.7	Разработка проекта промышленной установки и распространение технологии в промышленности		До 2017	
4. Разработка комплексной технологии газоочистки				
4.1	Проведение НИОКР в области систем комплексной газоочистки, обеспечивающей выбросы оксидов азота, серы и твердых частиц близкие к нулевым	ОАО «ВТИ», ФГУП ВЭИ НИУ «МЭИ», Заводы-изготовители оборудования	2014-2016	
4.2	Разработка электрокаталитического реактора и источника питания для него		2015	
4.3	Разработка и создание опытно-промышленной установки газоочистки на 10000 м³/ч		2015-2016	
4.4	Проведение пуско-наладочных работ и сдача установки в опытно-промышленную эксплуатацию		2016	
4.5	Проведение исследований на ОПУ по оптимизации режимов работы установки комплексной газоочистки		2017	
4.6	Разработка технических требований и проектно-конструкторской документации на промышленную установку		2018	
4.7	Распространение установок комплексной газоочистки в промышленности		2019	

Проект 2

Технологии улавливания из цикла и захоронения CO₂

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения работы	Предполагаемые источники финансирования
---	----------------------------------	---------------------------------------	------------------------	---

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения работы	Предполагаемые источники финансирования
1.	Разработка программы снижения выбросов парниковых газов от ТЭС за счёт повышения экономичности существующего оборудования и повышения параметров пара.	ОАО «ВТИ», ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ООО «Газпром энергохолдинг»	2014-2015	Государственные средства
2.	Технико-экономический анализ и расчётно-теоретическая оценка по выбору различных реагентных и безреагентных способов выведения CO ₂ из энергетических циклов с оценкой капитальных и эксплуатационных затрат и степени увеличения себестоимости электроэнергии.	ОАО «ВТИ»	2014-2015	Государственные средства
3.	Проведение расчётных и экспериментальных исследований безреагентного мембранного метода разделения газов газификации с получением концентрированного CO ₂ под давлением.	Головной исполнитель – ОАО «ВТИ». Соисполнитель - Институт нефтехимического синтеза им. А.В.Топчиева РАН	2014-2016	Государственные средства
4.	Исследование процесса выделения и получения концентрированного CO ₂ при газификации среднетвёрдых и высокотвёрдых топлив.	ОАО «ВТИ»	2014-2016	Государственные средства
5.	Исследование технологий сжигания, газификации и очистки дымовых газов в химических циклах.	Головной исполнитель - ОАО «ВТИ» Соисполнитель - Физико-химический институт им. Л.Я. Карпова	2014-2016	Государственные средства
6.	Проведение расчётных и экспериментальных исследований по гибридным установкам с твердооксидными топливными элементами с выделением CO ₂ до топливного элемента и после него.	ОАО «ВТИ»	2014-2016	Государственные средства
7.	Проведение исследований условий сжигания топлив в среде кислорода с рециркуляцией CO ₂ на экспериментальных установках.	ОАО «ВТИ»	2014-2015	Государственные средства
8.	Проведение расчётных и экспериментальных исследований по	ОАО «ВТИ»	2015-2016	Государственные средства

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения работы	Предполагаемые источники финансирования
	улавливанию диоксида углерода растворами соды с получением бикарбоната натрия с последующим разложением последнего.			средства
9.	Разработка профиля мощного угольного блока с очисткой дымовых газов от CO ₂ .	ОАО «ВТИ»	2015-2016	Государственные средства
10.	Оценка возможностей конверсии CO ₂ с использованием методов искусственного фотосинтеза для регенерацией кислорода с использованием различных видов зелёной массы.	Головной исполнитель – ОАО «ВТИ». Соисполнители - Институт биохимической физики им. Н. М. Эмануэля РАН и МГУ имени М.В. Ломоносова	2015-2016	Государственные средства
11.	Оценка возможностей транспортировки CO ₂ и его подземного захоронения, в том числе с закачкой в нефтяные скважины.	Головной исполнитель – ОАО «ВТИ». Соисполнители - ОАО «ПОДЗЕМГАЗПРОМ» и ГУ нефти и газа им. Губкина.	2015-2016	Государственные средства
12.	Разработка технических предложений по созданию демонстрационной установки с улавливанием и захоронением CO ₂ в вариантах различных технологий улавливания и захоронения с выбором двух-трёх оптимальных вариантов.	ОАО «ВТИ», ОАО «Институт Теплоэлектропроект», заводы-изготовители	2015-2016	Государственные средства
13.	Разработка проектов демонстрационных установок.	ОАО «ВТИ», ОАО «Институт Теплоэлектропроект», заводы-изготовители	2016-2017	Государственные средства
14.	Реализация демонстрационных проектов	ОАО «ВТИ», ОАО «ИНТЕРРАО ЕЭС», ООО «Газпром энергохолдинг»	2017-2019	Государственные средства

Технология 5 **Высокоэффективные модульные теплофикационные парогазовые установки единичной мощностью 100 и 170 МВт для строительства новых и реконструкции действующих ТЭЦ и перспективные технологические комплексы на их основе с применением теплонасосных установок, обеспечивающие коэффициент использования тепла топлива, близкий к 95–98 % с учётом использования источников низкопотенциального тепла.**

Проект 1 **Высокоэффективные модульные теплофикационные парогазовые установки единичной мощностью 100 и 170 МВт для строительства новых и реконструкции действующих ТЭЦ**

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения	Предполагаемый источник финансирования
Разработка технологии				
1.	Разработка технического проекта и обоснование инвестиций в строительство (ОИС) теплофикационной ПГУ, включая разработку сметной документации, проектов организации строительно-монтажных работ и оценку воздействия на окружающую среду (ОВОС)	ОАО «ЭМАльянс»; ОАО «ВТИ»; НПО «ЦКТИ»; ОАО «Институт Теплоэлектропроект»	2014-2016	
2.	НИОКР по оптимизации тепловой схемы ПГУ	ОАО «ВТИ»; ОАО «Институт Теплоэлектропроект»	2014-2015	
3.	Разработка технических условий на поставку основного и вспомогательного оборудования теплофикационной ПГУ	ОАО «Силовые машины»; ОАО «Калужский турбинный завод»; ОАО «ВТИ»; ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»; НПО «ЦКТИ»; ЦИАМ	2014-2016	
4.	Разработка рабочего проекта основного и вспомогательного	ОАО «Силовые машины»; ОАО	2014-2016	

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения	Предполагаемый источник финансирования
	оборудования теплофикационной ПГУ	«ЭМАльянс»; ОАО «Калужский турбинный завод»; ОАО «ВТИ»; ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»; НПО «ЦКТИ»; ЦИАМ		
Внедрение технологии				
5.	Разработка паровой теплофикационной турбины КТЗ для ПГУ	ОАО «Калужский турбинный завод»; ОАО «ВТИ»; ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»; НПО «ЦКТИ»	2016-2017	
6.	Техническая подготовка, изготовление и поставка основного и вспомогательного оборудования теплофикационной ПГУ-100(90)	ОАО «Силовые машины»; ОАО «ЭМАльянс»; ОАО «Калужский турбинный завод»	2016-2017	
7.	Строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и ввод в эксплуатацию демонстрационной теплофикационной ПГУ-100(90)	ОАО «Силовые машины»; ОАО «ЭМАльянс»; ОАО «Калужский турбинный завод»; ОАО «ВТИ»; ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»; НПО «ЦКТИ»; ЦИАМ; ОАО «Институт Теплоэлектропроект», генерирующие компании	2017-2018	
Подготовка серийного производства				
8.	Испытания головной ПГУ на объекте эксплуатации	ОАО «Силовые машины»; ОАО «ЭМАльянс»; ОАО «Калужский турбинный завод»; ОАО «ВТИ»; ОАО НПО	2018	

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения	Предполагаемый источник финансирования
		«ЦНИИТМАШ»; НПО «ЦКТИ»; ЦИАМ; ОАО «Институт Теплоэлектропроект», генерирующие компании		
9.	Освоение и эксплуатация демонстрационной теплофикационной ПГУ-100(90)	ОАО «Силовые машины»; ОАО «ЭМАльянс»; ОАО «Калужский турбинный завод»; ОАО «ВТИ»; ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»; НПО «ЦКТИ»; ЦИАМ; ОАО «Институт Теплоэлектропроект», генерирующие компании	2019	

Проект 2 Перспективные технологические комплексы на основе теплофикационных ПГУ-170 и ПГУ-100 с применением теплонасосных установок, обеспечивающие коэффициент использования тепла топлива, близкий к 95–98 % с учётом использования источников низкопотенциального тепла

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения	Предполагаемый источник финансирования
1. Подготовка к разработке технологии				
1.1	Выбор тепловой мощности и согласование места размещения ТН большой мощности и других источников низкопотенциального тепла применительно к теплофикационным ПГУ	ОАО «ВТИ»; ОАО «Институт Теплоэлектропроект», генерирующие компании	2014-2016	
1.2	НИОКР по оптимизации тепловой	ОАО «ВТИ»;	2014-2016	

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения	Предполагаемый источник финансирования
	схемы ПГУ с включением в неё теплового насоса большой мощности и других источников	ОАО «Институт Теплоэлектропроект», НИУ «МЭИ», ОАО «НПО ЦКТИ»		
2. Разработка технологии				
2.1	Разработка технического проекта, обоснование инвестиций в строительство теплонасосной установки большой мощности и других источников в комплексе с теплофикационной ПГУ, включая оценку воздействия на окружающую среду	ОАО «ВТИ»; ОАО «Институт Теплоэлектропроект», ОАО «Силовые машины», ОАО «НПО ЦКТИ», ОАО «ЭМАльянс»	2014-2016	
2.2	Разработка технических условий на поставку оборудования и разработка рабочего проекта теплонасосной установки большой мощности	ИТ СО РАН; МГУИЭ; НПФ ЭКИП; СПбГУНТ и ПТ; ФГУП МНИИЭКО ТЭК (г. Пермь); ОАО «ВНИИХолодмаш-холдинг»; МЭИ; ОАО «Инсолар-инвест»; ОАО «ВТИ»; ОИВТ РАН; филиал ОАО «Инженерный Центр ЕЭС» «Институт Теплоэлектропроект»; ООО «ЭнергоПромИнвест».	2014-2016	
3. Внедрение технологии				
3.1	Техническая подготовка, разработка, изготовление и поставка оборудования теплонасосной установки большой мощности	ИТ СО РАН; МГУИЭ; НПФ ЭКИП; СПбГУНТ и ПТ; ФГУП МНИИЭКО ТЭК (г. Пермь); ОАО «ВНИИХолодмаш-холдинг»;	2016-2017	

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения	Предполагаемый источник финансирования
		МЭИ; ОАО «Инсолар-инвест»; ОАО «ВТИ»; ОИВТ РАН; филиал ОАО «Инженерный Центр ЕЭС» «Институт Теплоэлектропроект»; ООО «ЭнергоПромИнвест».		
3.2	Строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и ввод в эксплуатацию демонстрационной теплонасосной установки большой мощности	ИТ СО РАН; МГУИЭ; НПФ ЭКИП; СПбГУНТ и ПТ; ФГУП МНИИЭКО ТЭК (г. Пермь); ОАО «ВНИИХолодмаш-холдинг»; МЭИ; ОАО «Инсолар-инвест»; ОАО «ВТИ»; ОИВТ РАН; филиал ОАО «Инженерный Центр ЕЭС» «Институт Теплоэлектропроект»; ООО «ЭнергоПромИнвест».	2016-2017	
4. Подготовка серийного производства				
4.1	Испытания, освоение и эксплуатация теплонасосной установки большой мощности в едином технологическом комплексе с ПГУ	ИТ СО РАН; МГУИЭ; НПФ ЭКИП; СПбГУНТ и ПТ; ФГУП МНИИЭКО ТЭК (г. Пермь); ОАО «ВНИИХолодмаш-холдинг»; МЭИ; ОАО «Инсолар-	2017-2018	

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения	Предполагаемый источник финансирования
		инвест»; ОАО «ВТИ»; ОИВТ РАН; филиал ОАО «Инженерный Центр ЕЭС» «Институт Теплоэлектропроект»; ООО «ЭнергоПромИнвест».		

Технология 6 «Всережимные тригенерационные парогазовые установки единичной мощностью 20 – 30 МВт с электрическим КПД в конденсационном режиме более 50 % для распределённой энергетики».

Проект 1 *Всережимная когенерационная парогазовая установка единичной мощностью 20/25 МВт с электрическим КПД в конденсационном режиме более 50 % для электро- и теплоснабжения небольших городов и городских районов как объектов распределённой энергетики.*

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения	Предполагаемый источник финансирования
Разработка технологии				
1	НИОКР, создание фрагментов и полномасштабных образцов, разработка проектов оборудования. Разработка проектов головной и серийной всережимной когенерационной ПГУ мощностью 20/25 МВт.	ОАО «ВТИ», ЗАО «Энергоперспектива», ОАО «Авиадвигатель», ОАО «Калужский турбинный завод», ОАО «ЭМАльянс»	2012-2013	Минобрнауки РФ, Фонд «Энергия без границ», Работы выполнены

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения	Предполагаемый источник финансирования
2	Завершающие НИОКР. Разработка рабочей документации для строительства головной когенерационной ПГУ	ОАО «ВТИ», ЗАО «Энергоперспектива»	2014-2015	Фонд «Энергия без границ», Минпромторг РФ
3	Изготовление оборудования: ГТУ Паровой турбины Котла-утилизатора АСУ ТП Вспомогательного оборудования	ОАО «Авиадвигатель», ОАО «Калужский турбинный завод» По конкурсу ЗАО «Интеравтоматика» По конкурсам	2015-2016	Фонд «Энергия без границ», Минпромторг РФ, Объём финансирования недостаточен
4	Строительно-монтажные работы	ОАО «ВТИ»; ОАО ИНТЕР РАО ЕЭС, генподрядчик – по конкурсу	2015-2017	отсутствует
5	Сдача в опытно-промышленную эксплуатацию, приёмочные и гарантийные испытания	Генподрядчик, ОАО «ВТИ»; ОАО ИНТЕР РАО ЕЭС	2017	отсутствует
Внедрение технологии				
6	Инновационная газотурбинная установка с малотоксичной камерой сгорания мощностью 16 МВт	ОАО «Авиадвигатель»; ОАО «ВТИ», Фонд «Энергия без границ»	2016-2017	отсутствует
7	Котёл-утилизатор с двумя горелочными устройствами в газовом тракте	ОАО «ВТИ», изготовитель – по конкурсу, Фонд «Энергия без границ»	2016-2017	отсутствует
8	Паровая турбина с глубоким диапазоном изменения скользящих параметров пара	ОАО «ВТИ», ОАО «Калужский турбинный завод», Фонд «Энергия без границ»	2016-2017	отсутствует
9	Вакуумный деаэратор основного конденсата	ОАО «ВТИ», Фонд «Энергия без границ»	2016-2017	отсутствует

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения	Предполагаемый источник финансирования
10	Воздушное конденсационное устройство (как опция для серийной ПГУ)	ОАО «ВТИ», Фонд «Энергия без границ»	2016-2017	отсутствует
Подготовка серийного производства				
11	Испытания оборудования головной ПГУ и корректировка технических условий на поставку оборудования	ОАО «ВТИ»; ОАО ИНТЕР РАО ЕЭС, изготовители оборудования	2018	отсутствует

Проект 2 Всережимная тригенерационная парогазовая установка единичной мощностью 20/25 МВт с электрическим КПД в конденсационном режиме более 50 % для электро- и теплоснабжения небольших городов и городских районов как объектов распределённой энергетики.

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения	Предполагаемый источник финансирования
Разработка технологии				
1	НИОКР с целью интегрирования новых или адаптации существующих систем для выработки умеренного холода в тригенерационной ПГУ	ОАО «ВТИ», ОАО «ВНИИХолодмаш»	2015-2016	отсутствует
2	Проектирование системы для выработки умеренного холода и компоновка её с когенерационной ПГУ	ОАО «ВТИ», ЗАО «Энергоперспектива», ОАО «ВНИИХолодмаш»	2016	отсутствует
3	Изготовление оборудования для системы выработки умеренного холода	ОАО «ВНИИХолодмаш»	2016-2017	
4	Строительно-монтажные работы	ОАО «ВТИ»; ОАО ИНТЕР РАО ЕЭС, генподрядчик – по конкурсу	2017-2018	отсутствует
5	Сдача в опытно-промышленную	Генподрядчик,	2019	

№	Наименование и содержание работы	Организации – возможные соисполнители	Срок выполнения	Предполагаемый источник финансирования
	эксплуатацию, приёмочные и гарантийные испытания	ОАО «ВТИ»; ОАО ИНТЕР РАО ЕЭС		отсутствует
Внедрение технологии				
6	Инновационная система выработки умеренного холода в парогазовой установке	ОАО «ВТИ»	2016-2019	отсутствует
Подготовка серийного производства				
7	Испытания оборудования головной системы выработки умеренного холода и корректировка технических условий на поставку оборудования	ОАО «ВТИ»	2019	отсутствует

Раздел 5. Мероприятия в области создания результатов интеллектуальной деятельности и управления их распределением.

Вопросы интеллектуальной деятельности тесно связаны с инновационным развитием тех или иных технологий. Формирование системы инновационного управления играет важную роль в реализации мероприятий технологической платформы.

Ключевые направления в системе управления инновациями следующие: создание инновационных технологий, инфраструктура инновационной деятельности, стимулирование инновационной деятельности, управление инновационным процессом.

За рубежом создание новых инновационных технологий, как правило, осуществляется в результате выполнения комплексных научно-исследовательских работ, в которых электрогенерирующие компании активно участвуют, прежде всего, финансово. Крупные компании со значительной долей государственного капитала, имеющие собственные крупные научно-исследовательские центры, принимают непосредственное участие в исследованиях. Чаще всего эти исследования направлены на создание перспективных технологий повышения эффективности получения тепла и электроэнергии, а также снижения вредных выбросов. Движущей силой этих исследований является удорожание традиционных топлив; изменение законодательств, поощряющих *эффективное* использование топлив, возобновляемых источников энергии, снижения выбросов парниковых газов; ужесточение норм на традиционные вредные выбросы, а также, что особенно важно, создание положительного имиджа компаний. Большинство крупнейших европейских и американских комплексных проектов, в которых участвуют генерирующие компании, финансируются государствами или Евросоюзом.

В отечественной энергетике новые инновационные технологии предлагается развивать, в первую очередь, через покупку лучших зарубежных технологий, их адаптацию и локализацию производства на территории России. Собственные инновационные технологии предлагается разрабатывать совместно с ведущими профильными и отраслевыми организациями для модернизации существующих активов.

Важным элементом системы управления инновационным развитием является инфраструктура, которая обеспечивает реализацию конкретных проектов и мероприятий в тепловой энергетике. В качестве такой инфраструктуры предполагается создание совместных предприятий с носителями инновационных знаний и технологий, а также центров компетенций в области инжиниринга и энергоэффективности.

Стимулирование инновационной деятельности за рубежом осуществляется на законодательном уровне путем принятия директив, с одной стороны, и формирования целой системы поддержки инноваций, с другой.

Согласно имеющимся данным, управление инновациями в иностранных компаниях осуществляется в соответствии с Директивами, периодически выпускаемыми по отдельным направлениям энергетики. Директивы готовятся специальными Комитетами, создаваемыми из числа высококвалифицированных специалистов для решения той или иной проблемы. Одним из последних подобных нормативных документов является Директива Европейского Союза по мощным тепловым электростанциям LCPD (Large Combustion Plant Directive). В ней определены основные направления развития ТЭС на ближайшую перспективу, связанные в основном с защитой окружающей среды.

Для дополнительного стимулирования использования инновационных технологий в производстве энергии за рубежом используют различные схемы, разработанные с учетом специфики конкретной страны. Так, например, для развития возобновляемых источников энергии:

- Утверждены фиксированные тарифы на энергию ВИЭ или фиксированные надбавки к рыночным ценам на такую энергию (Дания, Германия и др.).
- Введена система обязательных квот на производство и/или потребление энергии ВИЭ (Великобритания, Швеция и др.).
- Практикуется тендерная система реализации проектов генерации на основе ВИЭ (Ирландия, Франция).
- Работает система специальных налоговых кредитов (tax credits), т. е. схема списания инвестиционных затрат на проекты в области ВИЭ за счет других проектов (США) и др.

Таким образом, за рубежом для развития инновационной деятельности на уровне государства разработан целый механизм. В России же это

стимулирование пока предполагается осуществлять путем принятия некоторых законов (например, Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации») и в какой-то мере через технологические платформы.

Стимулирование инновационной деятельности электрогенерирующих компаний предполагается также за счет развития кооперации с российскими вузами, научными организациями, малым и средним бизнесом (прежде всего, в рамках выполнения задач и реализации мероприятий технологических платформ).

Система управления инновационным процессом реализуется посредством выработки правил (локальных нормативных актов) формирования Программы инновационного развития, процедур контроля ее реализации и верификации выполнения ключевых показателей результативности и эффективности.

Для оценки уровня организации инновационной деятельности в качестве сопоставимого показателя эффективности деятельности компаний рассматривается показатель объема инвестиций в инновационную деятельность. В большинстве случаев доля инвестиций в НИОКР в объеме годовой выручки составляет в среднем 1-3 %.

Основные направления инновационного обновления отечественной тепловой энергетики следующие:

- модернизация, техническое перевооружение и реконструкция действующих электростанций, максимальное использование их площадок и инфраструктуры;
- применение новейших технологий, минимизация типоразмерного ряда оборудования, модульные поставки, типовое проектирование;
- переход на парогазовый цикл, вывод из эксплуатации и замещение паросиловых установок, использующих природный газ, высокоэффективными ПГУ с КПД до 60 %, рациональное использование и экономия природного газа;
- развитие угольной генерации на базе крупноблочных ТЭС с пылеугольными энергоблоками СКП мощностью 330-800 МВт на параметры пара 30 МПа, 600-620°C, угольными энергоблоками с котлами ЦКС, ПГУ с внутрицикловой газификацией (ВЦГ) мощностью до 500 МВт, увеличение на этой основе доли твердого топлива в топливном балансе ТЭС;

- интенсивное расширение потенциала когенерации в городах и муниципальных образованиях на базе высокоэффективных ПГУ-ТЭЦ, качественно новое развитие систем транспорта и распределения тепловой энергии. Указанные направления в целом соответствуют общемировым тенденциям развития тепловой энергетики.

Раздел 6. Меры в области подготовки и развития научных и инженерно-технических кадров.

1. Развитие образовательных и профессиональных стандартов в сфере деятельности платформы.

Федеральные государственные образовательные стандарты высшего профессионального образования (ФГОС ВПО), на базе которых разрабатывались основные образовательные программы (ООП) подготовки бакалавров и магистров, относящихся к сфере деятельности технологической платформы «Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности» утверждены приказами Минобрнауки России в 2009-2010 годах.

Участие в развитии профессиональных стандартов возможно при заинтересованности со стороны представителей бизнеса и госпредприятий.

2. Совершенствование действующих и разработка новых программ профессионального и дополнительного образования с учетом потребностей бизнеса в сфере деятельности платформы. Обеспечение их реализации на базе ведущих вузов в необходимых объемах.

Планируется развитие разработанных на базе ФГОС ВПО и ООП подготовки магистров, относящихся к сфере деятельности технологической платформы «Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности», за счет ежегодного анализа потребностей бизнеса и учета этих потребностей путем изменения содержания вариативной части учебного плана и/или содержания рабочих программ учебных дисциплин.

В случае, если разработанные ООП подготовки магистров не смогут обеспечить подготовку специалистов с заданными работодателем компетенциями, планируется разработка новой программы подготовки магистров при непосредственном участии представителей заинтересованных компаний и организаций.

Для обеспечения реализации ведущими вузами страны программы подготовки магистров, методические материалы в необходимом объеме, включающем дисциплинарную часть учебного плана и сборник рабочих программ учебных дисциплин, будут размещены на порталах вузов и в свободном доступе.

На базе многих организаций-участников платформы функционируют очные и заочные аспирантуры. Учебные планы и программы обучения аспирантов непрерывно совершенствуются, а в организациях создаются условия для привлечения кандидатов и докторов наук и их аспирантов к научным разработкам.

3. Совершенствование профильной и уровневой структуры подготовки специалистов с учетом потребностей бизнеса в сфере деятельности платформы, развитие механизмов непрерывного образования.

В настоящее время возможна реализация нескольких вариантов траекторий организации непрерывного образования. Получение профессионального образования различного уровня может чередоваться с трудовой деятельностью на основе полученных знаний. Затем трудовая деятельность может быть прервана и продолжено обучение на более высоком уровне. Учеба может также продолжаться без отрыва от производства.

Создание базовых кафедр в научных и научно-производственных компаниях и специализированные (выпускающие) кафедры в ведущих вузах призвано совершенствовать профильную и уровневую структуры подготовки кадров, в том числе механизм непрерывного образования.

Поэтому в рамках деятельности платформы предполагается совершенствование различных программ дополнительной профессиональной подготовки, переподготовки и повышения квалификации с учетом возникающих потребностей бизнеса и промышленности.

4. Содействие мобильности научных и инженерно-технических кадров и обмена кадрами между организациями – участниками технологической платформы.

Особое внимание в ходе реализации ТП уделяется мероприятиям по развитию мобильности научных, инженерно-технических кадров, а также молодых исследователей, что служит основой для создания конкурентного рынка труда, повышения квалификации специалистов, распространению передового опыта и созданию профессионального энергетического сообщества.

Мероприятия направлены на следующие целевые аудитории:

- ✓ профессиональные научные и инженерные кадры, в том числе ученые со степенью кандидата и доктора наук;
- ✓ студенты вузов, обучающиеся по программам высшего профессионального образования (бакалавр, магистр, специалист), а также программам послевузовского профессионального образования;
- ✓ преподаватели вузов, применяющие инновационные разработки в процессе подготовки кадров высшего профессионального образования;
- ✓ руководители и специалисты, обеспечивающие организацию связи науки, образования и бизнеса.

Значимую роль в развитии мобильности научных и инженерно-технических кадров играют проводимые с целью обмена передовым опытом и повышения квалификации российские и международные научно-технические мероприятия (конференции, семинары, выставки, заседания научно-технических советов).

Традиционные Конкурсы на право получения Гранта Президента Российской Федерации для молодых ученых – кандидатов наук и с 2012 года конкурс на право получения Стипендии Президента Российской Федерации для молодых ученых и аспирантов дает возможность выполнять научно-исследовательские работы по направлениям стратегической программы исследований технологической платформы. В дальнейшем такие работы могут быть основой для написания докторских и кандидатских диссертаций.

5. Содействие подготовке и повышению квалификации научных и инженерно-технических кадров

Создание современной технологической базы энергетики России возможно только при условии объединения усилий всех заинтересованных сторон, прежде всего с целью подготовки кадров, отвечающих современным требованиям отрасли и ориентированных на работу в отрасли по окончании вуза. Решить эту задачу помогают многочисленные Научно-образовательные центры (НОЦ). В процессе научно-образовательной деятельности НОЦ должно осуществляться:

- привлечение ведущих ученых и специалистов научных и научно-производственных компаний в учебный процесс (лекции в.ч. проблемные, установочные, руководство курсовым проектированием и выпускными работами бакалавров и магистров, участие в работе государственных аттестационных комиссий);

- организацию учебных, производственных и преддипломных практик на базе профильных предприятий;
- выполнение совместных НИР и НИОКР, в том числе с привлечением студентов;
- совместное использование ресурсов и экспериментальных баз;
- создание временных совместных научных коллективов для получения прорывных результатов в решении сложных научно-технических задач;
- организацию и проведение семинаров, курсов, школ для повышения квалификации и переподготовки по перспективным направлениям развития современной энергетики;
- совместную подготовку специалистов высшей квалификации (кандидатов и докторов наук).

Важным фактором является организация и курсов повышения квалификации и профессиональной переподготовки различных категорий слушателей.

На базе некоторых вузов существуют специализированные подразделения дополнительного образования. Эти факультеты позволяют получить второе высшее образование, пройти краткосрочную переподготовку по программам различного профиля. Программы второго высшего образования доступны для дипломированных специалистов и студентов старших курсов, желающих расширить область своей профессиональной подготовки.

Участники ТП планируют участвовать в различных программах повышения квалификации инженерных кадров, где обучение осуществляется по программам, разработанным российскими образовательными учреждениями по заказам и в сотрудничестве с профильными предприятиями и организациями реального сектора экономики.

Предусматривается участие студентов, аспирантов и молодых ученых в конкурсах различных уровня также способствует творческому и профессиональному росту.

В рамках ТП предполагается регулярное участие специалистов, в том числе и молодых, в научно-технических мероприятиях, таких как школы-семинары, научные школы под руководством академиков РАН, научные конференции.
