



ВТИ

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
“ВСЕРОССИЙСКИЙ ДВАЖДЫ ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ”
(ОАО “ВТИ”)



**ДОРОЖНАЯ КАРТА
ДОСТИЖЕНИЯ ЦЕЛЕЙ
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»

Содержание

1. ПРОГНОЗ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ В 2030 Г.....	3
2. СЦЕНАРИЙ РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В КОНТЕКСТЕ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ СТРАНЫ НА ДОЛГОСРОЧНУЮ ПЕРСПЕКТИВУ	6
3. ГЛАВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ И РАЗРАБОТОК, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ ПОСТАВЛЕННЫХ ЦЕЛЕЙ	14
4. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И ВОЗМОЖНОСТИ ШИРОКОГО ВНЕДРЕНИЯ ОЖИДАЕМЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ.....	20
5. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКЦИИ, ОЖИДАЕМОЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПЛАТФОРМЫ.....	23
6. ПЕРСПЕКТИВЫ ПОСТАВКИ РАЗРАБОТАННОЙ ПРОДУКЦИИ В СТРАНЫ СНГ И ДАЛЬНЕГО ЗАРУБЕЖЬЯ.....	109
7. МЕРЫ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ РАЗРАБОТАННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ПРОДУКТОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ИХ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ НА МИРОВОМ РЫНКЕ	111
8. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СТРАТЕГИЯМ РАЗРАБОТКИ И ВНЕДРЕНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ПРОДУКТОВО - ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В РАМКАХ ТП.....	114
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	147
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ПЛАН-ГРАФИК ОСНОВНЫХ ЭТАПОВ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ДОРОЖНОЙ КАРТЫ ДЛЯ ВСЕХ НАПРАВЛЕНИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПЛАТФОРМЫ.....	148

1. Прогноз тепловой энергетики Российской Федерации в 2030 г.

В соответствии с «Энергетической стратегией России на период до 2030 г.» электропотребление в России в 2030 г. составит 1860 млрд. кВт·ч (в максимальном варианте) или 1553 млрд. кВт·ч (в базовом варианте). Первый вариант прогноза электропотребления соответствует благоприятному варианту развития экономики, второй – энергоэффективному варианту инновационного сценария с ускоренным ростом энергоэффективности экономики и с экологической направленностью. Этот вариант предусматривает, в качестве промежуточного этапа, реализацию Государственной программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности на период до 2020 г.

Важно отметить, что электроэнергетический сектор обеспечит не только генерацию необходимого количества электроэнергии. Будут решены следующие стратегические задачи:

- обеспечение энергетической безопасности страны и отдельных регионов;
- удовлетворение потребностей экономики и населения страны в электрической энергии (мощности) по доступным конкурентоспособным ценам, обеспечивающим окупаемость инвестиций в электроэнергетику;
- обеспечение надёжной работы системы энергоснабжения не только в нормальных, но и в чрезвычайных ситуациях;
- обеспечение экологической эффективности производства и распределения электроэнергии, без ущерба для окружающей среды.

Структура электропотребления по видам экономической деятельности, как ожидается, будет близка существующим соотношениям: доля промышленного электропотребления сохранится на уровне 55%, доля обрабатывающих производств несколько увеличится за счёт интенсивного развития производства материалов с высоким уровнем передела, а также

углублённой переработки природных ресурсов. Также незначительно изменится в структуре электропотребления доля сферы услуг, что определяется насыщением электробытовыми приборами и активным проведением энергосберегающей политики.

Для достижения приведённых показателей по электропотреблению (при одновременном обеспечении надёжности и безопасности работы систем энергоснабжения) должны быть реализованы планы по развитию генерирующих мощностей. При этом необходимо учитывать и неизбежный вывод из эксплуатации морально устаревшего и физически изношенного оборудования, особенно это касается оборудования тепловых электростанций. Котлы и турбогенераторы ТЭС, сданные в эксплуатацию ещё в середине прошлого века, продолжают работать за счёт замены отдельных узлов. Однако экономически это мероприятие для ТЭС на угле и особенно – на газе, с учётом всё возрастающих цен на топливо, оказывается невыгодным. Замена отработавшего свой ресурс тепломеханического оборудования новыми агрегатами, соответствующими современному уровню развития энергомашиностроения и требованиям по защите окружающей среды, позволит реализовать провозглашённый МИРЭС принцип «Устойчивого развития»: удовлетворять потребности настоящего без нарушения возможности будущих поколений удовлетворять свои потребности.

Суммарный объём рекомендуемых вводов на ТЭС в период 2010-2030 гг. определён в размере 109 млн. кВт по базовому варианту энергопотребления или 142,2 млн. кВт – по максимальному варианту. Главная задача Технологической платформы состоит в том, чтобы созданное и установленное оборудование соответствовало требованиям XXI века по надёжности и экономичности, а также оказывало минимальное воздействие на окружающую среду и климат планеты.

2. Сценарий развития российской энергетики в контексте социально-экономического развития страны на долгосрочную перспективу

2.1. Существующее состояние энергетики России

Установленная мощность электростанций России в 2010г. составила 226 млн. кВт. В структуре генерирующих мощностей электростанций России преобладают тепловые электростанции, доля которых в установленной мощности составляет около 68,5 % (155 млн кВт), доля атомных электростанций - 10,5 % (23,7 млн кВт) и доля гидравлических станций 21 % (47,3 млн кВт). В процессе эксплуатации находится 61 электростанция мощностью 1000 МВт и более, в том числе 39 тепловых, 14 гидравлических и 8 атомных. На тепловых электростанциях отрасли широко используются крупные энергоблоки мощностью 150-1200 МВт. Общее количество таких энергоблоков более 230 с суммарной мощностью свыше 65100 МВт, в том числе 36 энергоблоков мощностью 150 МВт, 77 энергоблоков мощностью 200 МВт, 78 энергоблоков мощностью 300 МВт, 7 энергоблоков мощностью 500 МВт, 15 энергоблоков 800 МВт, 1 энергоблок мощностью 1200 МВт и 22 энергоблока с теплофикационными турбинами мощностью 250 МВт.

Значительную часть тепловых электростанций составляют ТЭЦ. Доля мощности теплофикационных турбин составляет порядка 50 % мощности тепловых электростанций.

В структуре топливоснабжения электростанций отрасли основную долю занимает газ (около 69,4 %), доля угля - 28,6 %, мазута – 2 %.

Существенно сократились вводы новых и замещающих генерирующих мощностей и электрических сетей. Ввод новых генерирующих мощностей на электростанциях России с 1992г. по 2009г. составил 25 тыс. МВт, что в среднем соответствует 1400 МВт в год и значительно, примерно в 5 раз, меньше вводов генерирующих мощностей в 60-80-х годах прошлого столетия.

Завершен первый этап процесса реформирования отрасли, в результате которого была создана единая генерирующая компания, владеющая и управляющая атомными электростанциями (ОАО «Концерн Энергоатом»); ликвидировано ОАО РАО «ЕЭС России» и на его базе образована группа независимых компаний, включая 6 оптовых генерирующих компаний (ОГК), 14 территориальных генерирующих компаний (ТГК), Федеральную сетевую компанию Единой энергетической системы (ОАО «ФСК ЕЭС»), гидрогенерирующую компанию (ОАО «РусГидро»), Системного оператора Единой энергетической системы (ОАО «СО ЕЭС»), ОАО «Холдинг МРСК» для управления распределительными электрическими сетями, ОАО «РАО Энергетические системы Востока» для управления электроэнергетикой Дальнего Востока, ОАО «Интер РАО ЕЭС» для осуществления экспорта-импорта электроэнергии, энергосбытовые компании, а также ряд научных, проектных, сервисных и ремонтных организаций.

Основными проблемами отрасли являются:

- лавинообразное нарастание процесса старения основного оборудования электростанций и электрических сетей. Доля устаревшего оборудования в электроэнергетике России составляет свыше 40 %. Для замены выбывающих мощностей должно вводиться 6-7 млн. кВт генерирующих мощностей в год. С учетом роста электропотребления в стране величина вводов генерирующих мощностей должна быть выше;
- крайне высокая зависимость электроэнергетики от природного газа;
- резкое сокращение научно-технического потенциала отрасли;
- серьезное отставание отечественного энергомашиностроения в сфере разработок, освоения и внедрения новых технологий производства, транспорта и распределения электроэнергии.

По своему техническому совершенству и экологическим показателям оборудование отечественных ТЭС значительно уступает современному зарубежному оборудованию. КПД производства электроэнергии на самых

лучших паросиловых энергоблоках мощностью 800 МВт и 1200 МВт, ($P_{\text{п}}=25$ МПа, $t_{\text{п}}=545/545$ °С), использующих газ, не превышает 40 %, а средний КПД газовых энергоблоков – около 37-37,5 %. Большое количество электростанций России работает с параметрами пара $P \approx 9,8$ МПа, $t_{\text{п}}=510$ °С; на ряде электростанций не выведено из эксплуатации оборудование, КПД которого не превышает 20-25 %.

В последние годы в стране началось внедрение парогазовых энергоблоков мощностью до 450 МВт. Строятся или намечены к строительству около 10 мощных ПГУ на базе зарубежных газовых турбин (SGT фирмы Сименс, GT-26 фирмы Альстом, F9A и B фирмы Дженерал Электрик, M701F4 фирмы Мицубиси). КПД этих ПГУ составляет 58 – 59 %. Целесообразно дальнейшее широкое внедрение парогазовых технологий в российскую энергетику, в особенности, в Европейской части.

В 2010 году всеми электростанциями Российской Федерации было выработано 1038 млрд кВт·ч электроэнергии. Согласно проведенным оценкам [4] к концу 2014 года с учетом прогнозируемых макроэкономических показателей развития экономики страны производство электроэнергии намечается в объеме 1134,7 млрд кВт·ч (109,3 % к 2010 году). При этом производство электроэнергии на ТЭС увеличится на 8,1 %, на АЭС – на 13,8 %, на ГЭС – на 9,7 %. В структуре производства электроэнергии доля ТЭС составит 66,5 %, АЭС – 17,1 %, ГЭС – 16 %. В 2011-2014 гг планируется ввод мощностей в объеме 29 млн кВт (в среднем по 7,25 млн кВт в год). Суммарные инвестиции в этот период прогнозируются в размере почти 4 трлн руб, в том числе на тепловую генерацию более 1,388 трлн руб (34,7 %).

В долгосрочной перспективе планируется к 2030г довести установленную мощность до 355-445 млн кВт, а годовое производство электроэнергии – до 1740-2164 млрд кВт·ч [1].

Однако в целом отечественная теплоэнергетика существенно уступает теплоэнергетике развитых стран в технологическом развитии. Основными причинами такого положения являются:

- отсталые энергетические технологии в теплоэнергетике, особенно при использовании природного газа;
- остающиеся в эксплуатации на ТЭС значительное количество энергоустановок с морально устаревшим и физически изношенным оборудованием, отработавшим более 40 лет;
- неудовлетворительные темпы обновления устаревшего оборудования и освоения новейших технологий производства энергии;
- существенное отставание в создании новых материалов, требующихся для создания прогрессивных высокоэффективных технологий;
- значительная утрата научно-технического, строительного-монтажного и производственного потенциалов отрасли;
- неудовлетворительная система управления отраслью, которая не обеспечивает организацию эффективного обновления тепловой энергетики.

2.2. Анализ передовых технологий в теплоэнергетике

Массовое строительство крупных отечественных электростанций на твердом топливе в последние 50-60 лет осуществлялось последовательно на параметры перегретого пара за котлом: давление $P_{пе}=10$ МПа, температура $t_{пе}=510^{\circ}\text{C}$ (высокие), $P_{пе}=13-8-16,6$ МПа, $t_{пе}=540-560^{\circ}\text{C}$ (сверхвысокие), $P_{пе}=25$ МПа и $t_{пе}=545^{\circ}\text{C}$ (сверхкритические). В середине 60-х годов прошлого столетия на Каширской ГРЭС был введен в опытную эксплуатацию котел ПК-37 паропроизводительностью 710 т/ч на параметры пара $P_{пе}\approx 30$ МПа и $t_{пе}=650^{\circ}\text{C}$, который, проработав 40 тыс. часов, был законсервирован. Таким образом, дальнейшего развития указанный опыт в России не получил.

За рубежом развитие пылеугольных электростанций происходило и продолжается путем неуклонного повышения параметров, как первичного пара, так и пара промперегрева, снижения температуры уходящих газов как

основных факторов повышения эффективности производства электроэнергии и снижения вредных выбросов золы, оксидов азота и серы. В последние 15 лет особое внимание начали уделять ограничению выбросов CO_2 .

Переход с достигнутых и широко используемых в настоящее время на мощных энергоблоках ТЭС сверхкритических параметров пара на более высокие параметры пара – $P_{\text{п}} > 25$ МПа, $t_{\text{п}} \geq 580-600$ °С (суперкритические – СКП) приводит к существенному повышению КПД паросилового цикла. К настоящему времени за рубежом в развитых странах использование СКП на угольных энергоблоках ТЭС уже достаточно хорошо освоено и подтверждено длительной эксплуатацией с обеспечением надежности работы оборудования. Переход на параметры пара $P_{\text{пс}} = 27-30$ МПа и $t_{\text{п}} = 600/610$ °С позволяет повысить КПД пылеугольных блоков с 36-37 % до 45-47 %.

На большинстве мощных зарубежных энергоблоков используется однократный промежуточный перегрев пара. Применение двукратного промперегрева пара до давлений острого пара $P_{\text{п}} \approx 26$ МПа признано экономически неоправданным, так как прирост КПД на 1,2-1,5 % от его использования не компенсирует усложнение тепловой схемы энергоблока, конструкции котла и турбины; ухудшаются также маневренные характеристики энергоблока. Применение двукратного промперегрева может быть оправдано при давлениях пара более 30 МПа, высоких ценах на топливо и очень низком давлении в конденсаторе.

Основой для перехода на суперкритические параметры пара явилось создание новых конструкционных материалов для топочных экранов, поверхностей пароперегревателей, паропроводов острого пара, коллекторов, поковок для турбин. Такие материалы с высоким содержанием хрома и никеля были созданы и опробованы в длительной эксплуатации при реальных условиях (температур, давлений и газовой среды).

В настоящее время ряд европейских компаний объединенными усилиями работают над созданием пылеугольного блока на параметры пара $P_{\text{п}} = 35$ МПа, $t_{\text{п}} = 700$ °С, что обеспечит его КПД свыше 50 % (проект АД-700).

Такие параметры требуют применения сплавов на никелевой основе. К 2015г. по программе Thermie 700 в рамках Европейского проекта будет разработан пылеугольный энергоблок с двукратным промперегревом пара на давление $P_{\text{п}}=38$ МПа и температуры $t_{\text{п}}=702/720/720^{\circ}\text{C}$ с повышением КПД энергоблока до 55 %.

Еще дальше пошли американские энергетики. В США разработана и реализуется программа создания и исследований усовершенствованных материалов для пылеугольных котлов и паровых турбин А- USC (advanced USC). Главной ее целью является достижение более высоких температур перегретого пара по сравнению с европейскими программами (до 760°C). Стоимость программы примерно 50 млн долл. США. Она разработана Министерством энергетики США DOE (US Department of Energy) с участием Национальной лаборатории по энерготехнологиям NETL и фирмой OCDO (Ohio Coal Development Office). Техническое руководство и координация работ осуществляются научно-исследовательским институтом электроэнергетики EPRI (Electric Power Research Institute). В состав консорциума входят также ведущие производители котлов (Alstom Power, Riley Power, Babcock and Wilcox и Foster Wheeler) и паровых турбин (GE, Alstom и Siemens) и Национальная лаборатория Oak Ridge.

Исключительно большое внимание в мире при создании современных энергоблоков на твердом топливе уделяется охране окружающей среды – максимальному снижению вредных выбросов – золы, оксидов серы и азота, а также парниковых газов. В этом направлении достигнут существенный прогресс.

Дальнейшее совершенствование использования угля в энергетике происходит путем его газификации и сжигания полученного синтез-газа в ПГУ. К настоящему времени за рубежом накоплен значительный опыт разработки и эксплуатации крупных энергетических установок с газификацией твердого топлива в разных вариантах их исполнения.

Созданы энергетические газовые турбины единичной мощностью 300-350 МВт с КПД ~40 %, обеспечивающие КПД комбинированного (парогазового) цикла производства электроэнергии до 60 %. Парогазовые энергоблоки с подобными газовыми турбинами мощностью 500-900 МВт прошли длительную эксплуатационную проверку на ряде зарубежных электростанций. Разработаны энергетические паровые турбины большой мощности (до 1000 МВт) с относительным КПД на сухом паре 95-96 %, на влажном – до 85 %, размер лопаток выходных ступеней паровых турбин достиг 1200-1400мм.

Реализованы природоохранные технологии, обеспечивающие существенное снижение вредных выбросов (зола, оксидов серы и азота) в окружающую среду, которые нашли широкое применение на зарубежных ТЭС. К ним относятся:

- сжигание твердых топлив в циркулирующем кипящем слое;
- технологии глубокой очистки (до 95 %) уходящих газов котлов от оксидов серы;
- технология селективного каталитического восстановления оксидов азота в газовом тракте котлов;
- комплекс технологических приемов сжигания топлив, обеспечивающий снижение образования NOx при горении;
- технологии газификации углей с последующим использованием синтез-газа в парогазовом цикле.

В настоящее время за рубежом интенсивно проводятся работы по созданию технологии очистки уходящих газов ТЭС от выбросов парникового газа CO₂, начато проектирование нескольких опытно-промышленных установок по улавливанию CO₂ на ТЭС.

3. Главные направления исследований и разработок, необходимых для достижения поставленных целей

Главной стратегической целью развития электроэнергетики является повышение энергетической эффективности и надежности энергоснабжения. Оно проводится на основе широкой модернизации и замены выработавшего свой ресурс оборудования. Масштабы технического перевооружения ТЭС с учетом новых вводов должны обеспечивать снижение среднего эксплуатационного удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии с 333 г у.т./кВт·ч в 2008г. до 300 г у.т./кВт·ч к 2020г. и до 270 г у.т./кВт·ч к 2030г.

Повышение экологической эффективности ТЭС в рассматриваемый период достигается снижением удельных выбросов золы в 4 - 5 раз, диоксида серы (SO₂) в 1,5 – 2 раза, оксидов азота (NO_x) в 1,25 – 1,5 раза. Поставлена задача утилизации золошлаковых отходов, в перспективе ликвидации золошлаковых отвалов на угольных ТЭС. Предусмотрено существенное ограничение эмиссии парниковых газов к 2030г.

В ближайшие годы (до 2016г.) планируется масштабный демонтаж физически изношенного и морально устаревшего оборудования старше 50 лет на низкие параметры пара (9 МПа и ниже), а в дальнейшем – превращение всех конденсационных паросиловых установок (ПСУ), работающих на газе, в парогазовые. С целью улучшения технико-экономических показателей работы оборудования ТЭС предложен ряд апробированных малозатратных, быстро окупаемых технических решений. Для газомазутных электростанций, на ГРЭС полностью, а на ТЭЦ в значительной части, необходимо планомерно в экономически доступные сроки произвести замену паровой технологии на парогазовую.

Предлагается внедрение:

до 2020г. – ПГУ с КПД до 57-59 % на основе ГТУ с КПД до 38-39 %;

до 2035г. – ПГУ нового поколения с КПД ≥ 60 % на основе ГТУ с КПД > 40 %, это позволит в полтора раза снизить удельные расходы топлива.

Для угольных блоков необходимо форсировать:

- проектирование и освоение в производстве паровых котлов и турбин следующего поколения с температурами перегретого пара 600-620 °С; установок серо- и азотоочистки дымовых газов;
- проработку технико-экономических обоснований радикальной реконструкции угольных энергоблоков 150, 200, 300 и 500 МВт и профиля замещающего эти блоки оборудования.

До 2020г. планируется освоение и внедрение пылеугольных энергоблоков на суперкритические параметры 28-30 МПа, 600/620°С и паросиловых энергоблоков при сжигании угля в ЦКС с КПД до 45 %, а в дальнейшем (до 2035г.) - технологии ПГУ с внутрицикловой газификацией угля.

Одновременно с повышением экономичности угольных блоков должна решаться задача охраны окружающей среды от вредных выбросов ТЭС путем внедрения и освоения новых перспективных технологий азотоочистки (селективное каталитическое и некаталитическое восстановление СКВ и СНКВ), сероочистки (мокрые известняковые, аммиачно-сульфатные, и др. технологии), золоулавливания (рукавные фильтры, комбинированные сухие аппараты, мокрые электрофильтры).

Конечная цель технической политики и развития генерирующих компаний состоит в удешевлении процесса производства электрической и тепловой энергии при экономически обоснованных затратах и сокращении воздействия на окружающую среду. Сохранение и развитие генерирующих мощностей должно проводиться комплексно, в первую очередь за счет максимального поддержания в работоспособном состоянии эксплуатируемого оборудования (малозатратные мероприятия).

Главные направления инновационного обновления отрасли 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 °С, 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.

В соответствии с [2, 3] по результатам оптимизации структуры генерирующих мощностей суммарный объем рекомендуемых вводов на ТЭС в период 2010 – 2030 годы определен в размере 109,0 млн кВт для базового варианта электропотребления и 142,2 млн кВт – для максимального варианта. Рекомендуемый к вводу состав ТЭС сформирован на базе поступивших от энергокомпаний предложений по развитию генерирующих мощностей в период до 2020 года с учетом складывающейся балансовой ситуации в отдельных регионах и энергоузлах, а также исходя из целевых топливных и технологических ориентиров, обусловленных положенными в основу

прогнозируемых вариантов спроса на электроэнергию сценариями развития экономики страны.

В базовом варианте электропотребления, предъявляющем повышенные требования к влиянию электроэнергетики на окружающую среду, приоритет отдан развитию генерации на газе. Объем вводов генерирующих мощностей на газе в этом варианте составляет 82,9 млн кВт, на угле – 26,1 млн кВт. В максимальном варианте объемы развития угольных ТЭС увеличены примерно вдвое по сравнению с базовым вариантом. В этом варианте объем вводов на газе составляет 94,4 млн кВт, на угле – 47,8 млн кВт.

В обоих вариантах электропотребления в [2] рекомендуется масштабное обновление существующего парка конденсационного оборудования ТЭС, обеспечивающих повышение эффективности отрасли и достижение к 2030 году целевых индикаторов стратегического развития электроэнергетики, определенных в [1]: средний КПД ТЭС на угле должен достичь значений не менее 41 %, ТЭС на газе – не менее 53 %. Для достижения этих ориентиров на КЭС, работающих на газе, рекомендуется масштабное использование на новых площадках и при замене существующего паросилового оборудования не только ПГУ-400, но и ПГУ-500 и ПГУ-800 с КПД соответственно 60 и 65 %. Суммарный объем вводов на КЭС, предусматривающий использование парогазового или газотурбинного оборудования, в обоих вариантах электропотребления составляет примерно 98 % от вводов на газе. Для угольных ТЭС рекомендуется использование оборудования на суперкритические параметры пара установленной мощностью 330-600-660 МВт с КПД не менее 47 %. В базовом варианте объем вводов этого оборудования составляет примерно 70 % (16,1 млн кВт) от суммарных вводов на угле, в максимальном варианте – превышает 76 % (32,9 млн кВт).

Для работающих на газе ТЭЦ также рекомендуется использование парогазового оборудования, в том числе и при замене существующего паросилового оборудования. При этом для ТЭС, ранее работавших на угле и

в последующем переведенных на сжигание газа, в качестве первого этапа рекомендуется замена паросилового оборудования на парогазовое, а в последующем – при повышении качества угля и при приемлемых ценах на него – учитывается возможность сооружения установок по газификации твердого топлива и использования на ТЭЦ вместо природного синтез газа. В этих целях рекомендуется сохранение площадок объектов топливоподачи и железнодорожных подъездных путей для последующего их исполнения в технологическом цикле. Для угольных ТЭЦ в период до 2025 года рекомендуется модернизация и реконструкция оборудования по мере отработки ресурса, за пределами 2025 года – замена существующего угольного паросилового оборудования на ПГУ, также работающие на продуктах газификации твердого топлива. Ввод парогазового и газотурбинного оборудования на ТЭЦ в обоих вариантах электропотребления превышает 85 % от суммарных вводов, составляя в базовом варианте 34,2млн кВт и в максимальном варианте – 38,2 млн кВт.

Для удовлетворения балансовой потребности в мощности и электроэнергии в период до 2030 года в [2] рекомендован к сооружению ряд новых ТЭС единичной мощностью 500 МВт и выше. В базовом варианте предусматривается освоение 16 новых площадок для размещения конденсационных электростанций (КЭС) с суммарным вводом на них генерирующих мощностей в размере 20,2 млн кВт, из них 13,6 млн кВт – на газе, 6,6 млн кВт – на угле, и 4 новых площадки для размещения теплоэлектроцентралей (ТЭЦ) с вводом на них 2,7 млн кВт на газе. В максимальном варианте к освоению рекомендуются 22 новые площадки для размещения КЭС суммарной мощностью 33,2 млн кВт, в том числе на газе – 12,2 млн кВт и на угле – 21,0 млн кВт, и 9 новых площадок для размещения ТЭЦ суммарной мощностью 5,6 млн кВт, в том числе на газе 5,0 млн кВт и на угле – 0,6 млн кВт.

Исходя из реальных текущих финансовых возможностей и планируемых инвестиций на 2011-2013 годы, состояния строительного-

монтажных работ на площадках, энергокомпаниями уточнены ожидаемые объемы вводов на ТЭС в 2011-2013 годы. В соответствии с инвестиционной программой на 2011-2013 годы к вводу на ТЭС в 2011 году энергокомпаниями заявлено 5,7 млн кВт, в 2012 году – 3,2 млн кВт и в 2013 году – 4,0 млн кВт.

4. Современное состояние тепловой энергетики и возможности широкого внедрения ожидаемых результатов

Интенсивное сооружение генерирующих мощностей на ТЭС наблюдалось в 70-80 гг. прошлого века. Затем, в течение почти 20 лет ввод новых мощностей был резко сокращён, и только в последние годы на тепловых электростанциях появились новые энергоблоки (главным образом – ПГУ с газовыми турбинами и котлами-утилизаторами).

По подсчётам [6] на ТЭС, входивших в систему РАО «ЕЭС», в 2008 г. насчитывалось 2182 котла, из которых 990 (т.е. 45,4%) были рассчитаны на давление 9 МПа и ниже, и при этом эксплуатировались уже более 40 лет. Если к ним добавить котлы на давление 14 МПа с тем же возрастом (265 шт) и на 24 МПа (54 блока), то окажется, что на устаревшие котлы со сроком эксплуатации более 40 лет приходится 60% всего парка котлов. Понятно, что экономичность таких котлов значительно ниже проектной, а ремонт их требует слишком много времени и больших затрат.

Многочисленные расчёты по оптимизации структуры генерирующих мощностей подтверждают целесообразность вывода из эксплуатации оборудования ТЭС на природном газе на параметры 9 МПа и ниже. При этом, разумеется, должны быть обеспечены электрические режимы в местах нагрузки, а также тепловой нагрузки после демонтажа устаревшего теплофикационного оборудования на параметры 9 МПа и ниже.

В Генеральной схеме объём демонтажа генерирующего оборудования в период до 2020 г. (с учётом предложений, поступивших от энергетических компаний) установлен в размере 12,2 млн. кВт. В последующие годы объём демонтажа определялся исходя из технико-экономической целесообразности замены парогазовыми установками (ПГУ) паросиловых установок (ПСУ) на газе с высокими удельными расходами топлива.

В течение следующего десятилетия (2021-2030 гг.) рекомендуется заменить на парогазовые и газотурбинные установки все конденсационные и теплофикационные агрегаты с параметрами 9 МПа и ниже, работающие на газе. Это означает демонтаж ещё 1,4 млн. кВт. Кроме того, в те же годы рекомендуется провести демонтаж и замену почти 80% оставшегося в эксплуатации конденсационного (6,6 млн. кВт) и более 30% теплофикационного оборудования (9,9 млн. кВт), работающего на газе, с начальными параметрами 13 МПа (13,8 МПа за котлом).

Расчёты показывают, что даже крупные блоки СКД, работающие на газе, целесообразно заменить на ПГУ. На этом основании в период с 2021 по 2030 гг. рекомендуется к замене 50% газовых энергоблоков с начальными параметрами 24,0 МПа единичной мощностью 250 МВт и выше (всего 17,8 млн. кВт).

На угольных ТЭС существенное увеличение КПД при замене одной ПСУ на другую ПСУ возможно только при повышении параметров (в отличие от газовых ТЭС, на которых даже переход от ПСУ к ПГУ уже даёт значительную экономию). Вероятно, на угольных ТЭС необходимость демонтажа оборудования будет определяться степенью изношенности котельных агрегатов и пылеприготовительного оборудования.

Всего, в соответствии с рекомендациями Генеральной схемы, в период с 2010 по 2030 гг. на ТЭС из эксплуатации будет выведено оборудование мощностью 51,2 ГВт (в том числе на ТЭС ОЭС Урала – 18,6 млн. кВт и на ТЭС ОЭС Центра – 11,7 млн. кВт).

Новое оборудование, устанавливаемое взамен демонтируемого, должно базироваться на современных технологиях. Поэтому в ближайшие годы должны быть освоены на стадии пилотных проектов и подготовлены к широкому внедрению самые перспективные разработки:

- отечественные ГТУ в широком диапазоне мощностей (65-350 МВт), одновальные и многовальные парогазовые установки на их основе с термическим КПД до 60%;

- экологически чистые угольные технологии на суперкритические параметры пара (с термическим КПД ~ 45%) при пылевидном сжигании угля, а также при сжигании угля в топках с циркулирующим кипящим слоем;

- высокоэффективные гибридные ПГУ на природном газе (с КПД до 70%) и ПГУ с внутрицикловой газификацией угля (с КПД до 60%) с блоками предвключённых батарей топливных элементов и ТЭС на их основе (с близким к нулевым выбросам вредных веществ, включая CO₂).

Для ликвидации отставания в сфере теплоснабжения при сооружении новых ТЭЦ должны быть разработаны модульные одновальные ПГУ – ТЭЦ мощностью 40-100-170 МВт с удельной выработкой на тепловом потреблении 1200-1500 кВт·ч/Гкал.

Для угольных ТЭЦ должен быть разработан теплофикационный блок нового поколения с повышенной экономичностью и минимальным загрязнением окружающей среды.

Перечисленные задачи являются главной целью разработанной Дорожной карты Технологической платформы «Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности», в реализации которой предполагается участие всех ведущих коллективов России, имеющих опыт работы в сфере крупной тепловой энергетики.

5. Краткая характеристика продукции, ожидаемой в результате реализации ключевых технологий в рамках Технологической платформы

В технологическую платформу «Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности» включены следующие технологии:

- 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.
- 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%.
- 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.

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

Проект 1 Отечественные ГТУ и ПГУ на их основе единичной мощностью 1000 МВт с $\eta_{эл} \geq 60\%$

1. Актуальность, перспективы применения технологии, индикаторы

Расширение энергетических мощностей России производится на базе высокоэкономичных парогазовых установок (ПГУ). В последние годы введены энергоблоки ПГУ мощностью 450 МВт на базе ГТУ мощностью 160 МВт и ПГУ мощностью 410-420 МВт на базе более экономичных ГТУ большой мощности 260÷300 МВт с КПД 50,5% и 58%, соответственно.

За рубежом широко применяются ПГУ мощностью 400÷450 МВт с одной ГТУ и 800÷900 МВт с двумя ГТУ. Сегодня ГТУ мощностью 260÷300 МВт для отечественных ТЭС закупаются за рубежом.

Создание новых способов, технических решений основ повышения термодинамической эффективности, экономичности и надёжности теплотехнического отечественного оборудования для использования в ПГУ мощностью 1000 МВт с КПД более 60% является актуальной задачей развития энергетики Р.Ф.

Только для замещения действующих паровых мощностей на конденсационных ТЭС в течение 15÷20 лет потребуется ~90 современных ГТУ большой мощности. С учетом нового строительства их число существенно увеличится.

Очевидна тенденция увеличения мощности и КПД ПГУ, а, следовательно, и целесообразность локализации производства оборудования для наиболее мощных и высокоэкономичных отечественных ПГУ.

2. Целевые индикаторы

Среднесрочные

- Получение совокупности результатов научных исследований для обоснования и выбора оптимальных технических решений перспективного основного и вспомогательного оборудования высокоэффективной ПГУ нового поколения, 2014 г.

- Разработка проекта головной ПГУ нового поколения, 2016 г.

- Создание оборудования, сооружение, проведение пуско-наладочных работ и ввод в эксплуатацию, 2018 г.

- Увеличение численности молодых ученых и инженеров и новых рабочих мест высококвалифицированных работников, привлеченных к выполнению работы в рамках проведения исследований, разработки проектов и их реализации на заводах и электростанциях. 2012÷2017 г.г.

Долгосрочные:

- Широкое внедрение для замены на действующих электростанциях и новом строительстве различных вариантов (для конкретных условий) энергоблоков ПГУ по мощности, техническим и технологическим решениям, 2020 г.

3. Основные цели технологии, ожидаемые результаты:

Разработка и создание экологически чистого и высокоэффективного энергоблока ПГУ нового поколения с усовершенствованными схемами и оборудованием, оптимизированными технологическими алгоритмами управления и диагностики, обеспечивающими требуемые условия работы в стационарных, переменных и режимах регулирования частоты и мощности энергосистемы.

При выполнении работы должны быть получены следующие результаты:

2.1. На основании проводимого анализа и прогнозных исследований зарубежных и российских научно-технических источников по вопросам совершенствования тепловых процессов, конструкции основного оборудования и эксплуатационных характеристик ПГУ, рынка мощных энергетических ПГУ обосновываются и выбираются направления развития, исходные данные, способы решения поставленных задач, модели и программы расчётов, методы и средства направления исследований перспективного мощного основного и вспомогательного оборудования и ПГУ в целом.

2.2. Результаты оптимизационных расчётов вариантов ПГУ по параметрам, схемам и оборудованию, а также сравнительная оценка вариантов возможных решений исследуемой проблемы.

2.3. Должны быть разработаны:

2.3.1. Тепловая и пусковая схемы ПГУ.

2.3.2. Технические требования и обоснование конструктивных схемных и режимных решений по газовой турбине, котлу-утилизатору, паровой турбине и вспомогательному оборудованию

2.3.3. Технологии пусков и остановов с расчётным обоснованием критериев надежности и критических элементов и их ресурса.

2.3.4. Графики-задания остановов и пусков из различных тепловых состояний для выбранного (ных) типа (ов) ПГУ.

2.3.5. Технические решения, обеспечивающие форсирование парового контура котла-утилизатора (КУ) без ухудшения показателей ПГУ на стационарных режимах.

2.3.6. Технические требования к АСУ ТП и обоснование принимаемых оптимальных технических решений.

2.3.7. Алгоритмы технологического управления ПГУ.

2.3.8. Алгоритмы диагностирования текущего состояния критических элементов оборудования ПГУ при циклической работе и технико-экономических показателей.

2.3.9. Методика определения затрат, связанных с участием в регулировании частоты и перетоков мощности энергосистемы.

2.3.10. Критерии ведения водно-химического режима.

2.3.11. Комплект технологической документации для постановки на проектирование и создания нового вида продукции технологического комплекса для формирования нового профиля ПГУ.

2.4. В составе конструкции ПГУ для формирования высокоэффективного основного и вспомогательного оборудования и технологических схем и систем ПГУ должны быть разработаны и обоснованы:

2.4.1. Конструктивная схема паротурбинной установки, ее проточной части и систем для обеспечения эксплуатационных характеристик.

2.4.2. Варианты тепловых и пусковых схем для обоснования разработок ПГУ при разных мощностях и параметрах пара с барабанным и прямоточным КУ.

2.4.3. Схема ПГУ с дожиганием топлива и определением характеристик в летний и зимний периоды эксплуатации. Схема ПГУ с байпасной дымовой трубой.

2.2.4.4. Система автоматического управления технологическим процессом (АСУ ТП) для полной автоматизации всех рабочих процессов ПГУ.

2.2.4.5. Измерительно-диагностический комплекс, включающий алгоритмы и методы диагностирования вибрационного состояния, ресурса и температурных расширений основного оборудования, а также водно-химического режима и технико-экономических показателей (ТЭП) ПГУ.

2.4.6. Схема автоматического управления мощностью ПГУ, обеспечивающая эффективное участие ПГУ в регулировании частоты и перетоков мощности энергосистемы.

2.5. Полученная совокупность технологических и конструкторских решений должна обеспечивать.

2.5.1. Определение и обоснование параметров пара, типы, мощности, критических элементов, статистических и динамических характеристик ПГУ.

2.5.2. Оптимальные алгоритмы пуска и останова и работы ПГУ в регулировочном диапазоне нагрузок.

2.5.3. Формирование мероприятий по удовлетворению требований системного оператора в части регулировочного диапазона нагрузок, скорости переходных режимов, участию в регулировании частоты и мощности.

2.5.4. Автоматическое управление технологическими процессами и мощностью, измерительно-диагностический комплекс, включающий алгоритмы и методы диагностирования состояния и ресурса, водно-химического режима и технико-экономических показателей ПГУ.

2.5.5. Обеспечение комплекта технологической документации по технологии эксплуатации для постановки на проектирование и создания мощной ПГУ, обеспечивающей требуемые характеристики.

2.5.6. Обеспечение комплекта технической документации по конструкции новых элементов, схемам, системам и основному оборудованию для формирования нового профиля мощной ПГУ.

2.5.7. Формирование технических требований к новому профилю мощной ПГУ, включающие требования к технологии, конструкции основного оборудования, тепловой и пусковой схемам, системам управления, регулирования и диагностики.

2.6. Разрабатываемые взаимосвязанные технологии конструкции должны обеспечивать повышение надежности и энергоэффективности производства и поставки на рынок электроэнергии высокого качества за счет увеличения срока службы оборудования и снижения удельного расхода условного топлива.

4. Участники и их задачи, научно-производственные заделы и производственная база

- Энергомашиностроительные предприятия ОАО «Силовые машины», ОАО «ЭМАльянс», ОАО «ЗИО», ОАО «УТЗ», ОАО «Интеравтоматика» и другие.

- Научно-исследовательские организации и технические ВУЗы (ОАО «ВТИ», ОАО «НПО ЦКТИ», НПО «ЦНИИТМАШ», МЭИ, СПбГПУ, УГТУ, ВятГТУ и другие).

- Проектные, наладочные и монтажные организации (ОАО «ТЭП», ОАО «МоТЭП», ОАО «ВНИПИИЭнергопром», ОАО «ТЭР Мосэнерго», монтажные организации).

- Эксплуатационные организации (конкретная ОАО «ОГК», ОАО «ТГК», на электростанции которой будет строительство и эксплуатация ПГУ).

Для разработки и проектирования указанные организации имеют научно-производственные заделы. Для создания соответствующего основного и вспомогательного оборудования ПГУ энергомашиностроительные предприятия имеют производственную базу по изготовлению и проведению приёмочных испытаний.

5. Этапы развития и сроки выполнения

Этап 1. Проведение научно-исследовательских работ по разработке и обоснованию технологических и конструктивных решений по основному и вспомогательному оборудованию, АСУ ТП и измерительно-диагностическому комплексу, 2012÷2013 г.г.

Этап 2. Разработка технических требований к оборудованию и ПГУ, технического задания на проектирование ПГУ и основных проектных решений (эскизного проекта). Проведение маркетинговых исследований, 2013÷2014 г.г.

Этап 3. Выбор наиболее перспективных объектов строительства мощных ПГУ. Обоснование инвестиций в строительство ПГУ для конкретного объекта, 2015г.

Этап 4. Разработка рабочих проектов для производства основного и вспомогательного оборудования и строительства ПГУ, 2015÷2016 г.г.

Этап 5. Производство основного и вспомогательного оборудования, 2016÷2017 г.г.

Этап 6. Проведение строительных работ, монтажа оборудования, пуско-наладочных работ, режимной наладки и тепловых гарантийных испытаний, 2016÷2018 г.г.

Этап 7. Ввод энергоблока в эксплуатацию, разработка нормативно-технической документации, 2018÷2019 г.г.

Этап 8. Широкое внедрение нового профиля мощных ПГУ, 2020г. и далее.

6. Необходимые исследования для реализации технологии

Необходимо выполнить комплексные НИОКР по отдельным задачам создания оборудования для нового профиля мощной ПГУ для достижения ожидаемых результатов в соответствии с п.2 и этапом 1.

7. Развитие кооперации с участием производителей, научных организаций, ВУЗов и других организаций

Работа выполняется в теснейшей кооперации ведущих энергомашиностроительных заводов, научно-исследовательских, проектных, монтажных и наладочных организаций с привлечением ВУЗов. Очевидно, что при выполнении НИОКР (разработка технических решений, расчетные и экспериментальные исследования) основная роль должна принадлежать НИИ (ОАО «ВТИ», ОАО «НПО ЦКТИ», НПО «ЦНИИТМАШ» и другие) и ВУЗам (МЭИ, СПбГПУ, УГТУ и другие). При разработке эскизных, технических и рабочих проектов, производстве и поставке основного и вспомогательного оборудования наиболее важно участие энергомашиностроительных заводов (ОАО «ЭМАльянс, ОАО «Силовые машины», ОАО «ЗИО», ОАО УТМЗ и другие), а также проектных организаций (ОАО «ТЭП, ОАО «МоТЭП и других). На последующих этапах работы выполняются при непосредственном участии и выполнении соответствующих функций, указанных выше организаций и заводов со строительными, монтажными и наладочными организациями. При этом необходимо обеспечить тесную связь с Заказчиком оборудования и персоналом электростанции.

Работа будет способствовать привлечению студентов, аспирантов, молодых учёных к выполнению научно-исследовательских проектов по приоритетным направлениям развития науки, технологий и техники и критических технологий Российской Федерации, в частности по приоритетному направлению «Энергетика и энергосбережение»; повышению эффективности участия наиболее способной молодёжи в научно-исследовательской работе; привлечению к совместной работе высококвалифицированных специалистов для развития существующих и разработки новых методов научных исследований, моделей и программ

расчётов, соответствующих мировому уровню, в области экологически чистой тепловой энергетики высокой эффективности.

8. Кооперация с зарубежными партнерами

Кооперация с зарубежными компаниями вполне возможна и может оказаться даже необходимой по основному и некоторому вспомогательному оборудованию, для АСУ ТП и измерительно-диагностического комплекса.

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

1. Актуальность, перспективы применения технологии, индикаторы.

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.

Наивысшие значения коэффициента полезного действия (далее – КПД) (около 60 %) получены в настоящее время в комбинированных парогазовых установках на природном газе. Однако эффективность современных парогазовых энергоустановок приближается к предельному значению, поэтому особую актуальность приобретает развитие технологий генерирования электроэнергии, основанных на новых физических принципах.

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.

Для стационарной энергетики наиболее перспективны высокотемпературные топливные элементы – расплавкарбонатные и твердооксидные топливные элементы (РКТЭ и ТОТЭ). Высокая рабочая температура в зоне электрохимической реакции таких ТЭ позволяет разрабатывать на их основе гибридные энергоустановки – установки, в которых теплота отработавших в ТЭ газов используется в газотурбинной установке.

Важным преимуществом РКТЭ и ТОТЭ является возможность использования различных видов топлива. Особый интерес представляют гибридные установки на продуктах газификации угля, запасы которого велики. Кроме обеспечения высокой эффективности, такие установки способны решить проблему снижения выбросов парниковых газов, чрезвычайно острую для современных электрогенерирующих установок, использующих уголь. Благодаря тому, что при работе ТЭ топливо и окислитель не смешиваются, улавливание CO_2 в гибридных установках значительно упрощается.

В конце 90-х годов XX века благодаря применению нанодисперсных порошков были достигнуты большие успехи в разработке ТОТЭ. Основными трудностями технологий ТОТЭ в настоящее время являются высокая стоимость и низкий ресурс топливоэлементных 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. 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.

Российские разработки высокотемпературных топливных элементов пока уступают зарубежным аналогам. Основной причиной этого отставания является отсутствие в России государственной программы по топливным элементам.

Таким образом, в разработке технологий ТОТЭ в России наблюдается существенное отставание от мирового уровня. При этом промышленных энергоустановок на основе ТОТЭ в России нет вообще. Сложившаяся ситуация создает угрозу стратегической энергетической безопасности Российской Федерации и требует развития собственных исследований инновационных технологий в энергетике с использованием топливных элементов. Индикаторами успеха принятых мер могут служить следующие результаты:

1. Разработка и эксплуатационные испытания гибридной установки с топливными элементами на природном газе с КПД более 60%.
2. Разработка и эксплуатационные испытания гибридной установки с топливными элементами на продуктах газификации угля с КПД более 50%.

2. Основные цели технологии, ожидаемые результаты

Основными целями Программы является разработка и создание опытно-промышленных гибридных установок на основе топливных элементов мощностью 100-1000 кВт с КПД более 60%, обладающих улучшенными экологическими показателями.

Впервые в РФ будут созданы установки малой и средней мощности с КПД свыше 60%, обладающие повышенными экологическими

характеристиками, что позволит эффективно их использовать в районах с распределенной энергосистемой.

Для достижения этих целей необходимо решить следующие технические задачи:

Для гибридной установки с топливными элементами на природном газе

- разработка и оптимизация тепловой схемы гибридной установки с топливными элементами на природном газе;

- разработка проекта демонстрационной гибридной установки с топливными элементами на природном газе;

- изготовление основного и вспомогательного оборудования, сооружение демонстрационной гибридной установки с топливными элементами;

- испытания демонстрационной установки: измерение рабочих характеристик, расчет технико-экономических показателей, определение показателей надежности установки, изучение эксплуатационных показателей на переходных режимах, разработка алгоритмов управления;

- уточнение конструктивных, технологических и проектных решений;

- проведение маркетинговых исследований для определения стратегии внедрения гибридных энергоустановок на рынок;

- разработка проекта коммерческой гибридной установки на природном газе.

Для гибридной установки на продуктах газификации угля:

- разработка технологии получения генераторного газа из угля для использования в гибридной установке с топливными элементами;

- разработка проекта газификатора для гибридной установки;

- разработка методов пыле- и сероочистки генераторного газа, пригодных для гибридной установки с топливными элементами;

- разработка проекта системы пыле- и сероочистки для гибридной установки;
- разработка и оптимизация тепловой схемы гибридной установки на продуктах газификации угля;
- разработка проекта гибридной установки с топливными элементами на продуктах газификации угля;
- изготовление основного и вспомогательного оборудования для гибридной установки с топливными элементами на продуктах газификации угля, строительство установки;
- испытания демонстрационной гибридной установки с топливными элементами на продуктах газификации угля;
- уточнение основных решений и доработка проекта гибридной установки с топливными элементами на продуктах газификации угля.

3. Участники и их задачи, научно-производственные заделы и производственная база

Работы по использованию твердооксидных топливных элементов в энергетике ведутся в ВТИ с 2000 года и были поддержаны 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 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 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 ТЭЦ 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 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 зарубежных исследований [Т.А. Adams II, P. I. Barton. High-efficiency power production from natural gas with carbon capture Journal of Power Sources 195 (2010) 1971–1983].

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.

4. Необходимые исследования для реализации технологии

П/п	Необходимые исследования	Срок выполнения	Наименование работ
Гибридные установки на природном газе			
1	Выбор типа топливного элемента для гибридной установки	2012	Анализ актуального состояния рынка высокотемпературных топливных элементов (ВТТЭ), определение предпочтительных для применения в гибридной установке типов и конструкций ВТТЭ. Формулирование технических требований на модуль ВТТЭ. Проведение переговоров с поставщиками.
2	НИР по разработке и оптимизации тепловой схемы гибридной установки под конкретный топливный элемент	2015	Патентные исследования. Разработка концептуальных технических решений гибридной установки. Расчетные исследования тепловой схемы гибридной установки с использованием математического моделирования. Разработка технического задания на ОКР.
3	ОКР по разработке гибридной установки на природном газе	2018	Согласование с фирмой-поставщиком модуля ВТТЭ технических характеристик установки. Разработка проекта гибридной установки с топливными элементами. Приобретение, доставка и монтаж модуля ВТТЭ. Испытания модуля ВТТЭ, уточнение его основных характеристик. Разработка технических требований к оборудованию гибридной энергоустановки для выбранного топливного элемента (микро-ГТУ, инвертная установка, система очистки природного газа от соединений серы, САУ и др.). Выбор поставщиков и согласование характеристик оборудования гибридной энергоустановки. Разработка проекта гибридной ЭУ.

П/п	Необходимые исследования	Срок выполнения	Наименование работ
4	Изготовление основного и вспомогательного оборудования гибридной установки	2020	Проведение переговоров с поставщиками. Технологическая подготовка производства. Изготовление и поставка оборудования.
5	Строительно-монтажные работы по сооружению гибридной установки.		Доставка и монтаж оборудования гибридной установки на испытательной площадке.
6	Испытания гибридной установки.		Пуско-наладочные работы. Измерение рабочих характеристик гибридной установки, расчет технико-экономических показателей. Определение показателей надежности установки, изучение эксплуатационных показателей на переходных режимах, разработка алгоритмов управления. Выявление эксплуатационных проблем и разработка способов их решения. Уточнение основных технических решений и доработка проекта гибридной установки.
7	Проведение маркетинговых исследований.		Патентные исследования с целью проверки патентной чистоты разработанных технических решений гибридной установки. Определение потребностей российского энергетического рынка, в том числе потенциал распределенных систем электрогенерации. Разработка маркетинговой стратегии продвижения гибридных установок на российский и зарубежный рынки сбыта.
8	Разработка проекта коммерческой гибридной энергоустановки.		Разработка технических требований на гибридную энергоустановку на основе результатов испытаний демонстрационной установки и маркетинговых исследований. Определение основных технических решений, уточнение характеристик основного и вспомогательного оборудования. Разработка проекта коммерческой гибридной установки.
Гибридные установки на продуктах газификации угля			
1	Разработка технологии получения генераторного газа из угля для использования в гибридной установке с топливными элементами.		
2	ОКР по созданию газификатора для гибридной установки.		Разработка проекта газификатора для гибридной установки

П/ п	Необходимые исследования	Срок выполнения	Наименование работ
3	НИР по исследованию инновационных технологий пыле- и сероочистки.		Разработка методов пыле- и сероочистки генераторного газа, пригодных для гибридной установки с топливными элементами
4	ОКР по созданию системы подготовки топлива для модуля топливных элементов гибридной установки на продуктах газификации угля.		Разработка проекта системы пыле- и сероочистки для гибридной установки, интегрированной с системой газификации угля.
5	Выбор модуля ВТТЭ для гибридной установки на продуктах газификации угля.		
6	Разработка тепловой схемы гибридной установки с топливными элементами на продуктах газификации угля.		
7	Разработка проекта гибридной установки с топливными элементами на продуктах газификации угля		
8	Изготовление основного и вспомогательного оборудования для гибридной установки с топливными элементами на продуктах газификации угля, строительство установки		
9	Испытания демонстрационной гибридной установки с топливными элементами на продуктах газификации угля		
10	Уточнение основных решений и доработка проекта гибридной установки с топливными элементами на продуктах газификации угля		

5. Кооперация с зарубежными партнерами

Создание опытно-промышленных установок на основе топливных элементов планируется совместно с зарубежными компаниями Siemens, UTC Power. На сегодняшний день проведены предварительные переговоры о создании гибридной установки с топливным элементом SFC-200 фирмы Siemens и отечественной ГТУ, а также о создании демонстрационной установки на экспериментальной базе ОАО «ВТИ» на основе фосфорно-кислого топливного элемента фирмы UTC Power.

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 блоки мощностью 330-660-800 МВт на суперкритические параметры пара

1. Актуальность, перспективы применения технологии, индикаторы.

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. Государственная поддержка дает возможность спроектировать не только самое современное оборудование, но и унифицировать его. Это приведет в масштабах страны к существенному сокращению затрат. Разработка и доводка одного типа блока и затем тиражирование его на других вновь вводимых объектах позволяет снизить

затраты на 40 процентов за счёт унификации проектов и основных узлов блоков.

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 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.

Для нормализации ситуации и снижения зависимости энергетики от потребления природного газа целесообразно масштабное развитие угольной генерации. Основой его должен стать современный экономичный, удовлетворяющий всем экологическим требованиям отечественный пылеугольный энергоблок на суперкритические параметры пара. Для создания его необходима консолидация усилий энергокомпаний, производителей энергетического оборудования, угледобывающих компаний, научно-исследовательских институтов и серьёзная организационная и финансовая поддержка государства.

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.

Повышение КПД энергоблоков является наименее затратным мероприятием по снижению выбросов парниковых газов (CO_2).

Осуществление этих задач стало возможным благодаря созданию новых материалов и разработке прогрессивных инженерных решений.

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°С/620°С.

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 °С 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.

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.

2. Основные цели технологии, ожидаемые результаты.

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.

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 техперевооружение угольных электростанций на базе освоенных экономичных и надежных энергоблоков.

3. Участники и их задачи, научно-производственные заделы и производственная база.

В 2007-2008г. по договору с РАО «ЕЭС России» № 546/43-49-2007/1145 от 17 июля «Разработка пилотного проекта угольного энергоблока на суперкритические параметры пара на Томь-Усинской ГРЭС» силами ОАО «ВТИ», НПО «ЦКТИ», ОАО «ЭМАльянс», ОАО «Силовые машины», НПО «ЦНИИТМАШ» и «Новосибирсктеплоэлектропроект» были выполнены следующие работы по обоснованию технических решений блока:

- обоснование применения СКП параметров на угольных блоках России, и, в частности, на Томь-Усинской ГРЭС, с определением типовой шкалы единичных мощностей и оптимальных технико-экономических показателей;

- по котельной установке: разработана система пылеприготовления с обеспечением пожаро- и взрывобезопасности; профиль топочных устройств; конструктивные схемы горелок с мероприятиями по сокращению удельных выбросов NO_x ; гидравлическая схема парогенерирующей части тракта с обеспечением надёжности поверхностей нагрева как при номинальной нагрузке, так и при разгрузках и пусках на скользящем давлении во всём пароводяном тракте и тепловая схема пароперегревательной части тракта с минимизацией использования высоколегированных марок сталей, проведен анализ различных компоновок котла;

- по турбинной установке: разработана конструктивная схема турбины (количество цилиндров турбины, однопоточные и двухпоточные цилиндры, совмещённые, тип облопачивания, тип уплотнений, системы охлаждения); выбран тип парораспределения; оптимизирован ЦНД; разработана тепловая схема пароводяного тракта турбоустановки и циркуляционной системы охлаждения конденсатора;

- выполнен предэскизный проект цилиндра сверхвысокого давления (ЦСВД), системы охлаждения высоко температурных цилиндров;

- по тепловой схеме энергоблока: разработаны деаэрационная и бездеаэрационная схемы, со смешивающими и поверхностными

подогревателями; двухбайпасная пусковая схема с использованием в пусковых сепараторах с верхним выходом пара сливных коллекторов с измерением уровня воды как импульса для автоматизации пусковых режимов;

- проведен цикл работ, направленных на обеспечение внедрения отечественных марок сталей для высокотемпературных элементов котла, турбины и паропроводов энергоблока;

- разработаны технические требования к качеству питательной воды и технические решения по элементам водоподготовительной установки энергоблока (ВПУ);

- выбраны технологии и определены размеры современных систем азотоочистки, сероочистки, золоулавливания и золоудаления обеспечивающих нормативные выбросы;

- разработаны технические решения по обеспечению маневренности блока и участия его в регулировании частоты энергосистем;

- разработаны технические решения по экологически безопасному складированию золошлаковых материалов Томь-Усинской ГРЭС и их использованию для производственных нужд;

- разработаны и согласованы с заводами-изготовителями технические требования к основному оборудованию блока;

- выполнены компоновочные решения по энергоблоку СКП для расширения Томь-Усинской ГРЭС, проведена оценка его технико-экономических показателей (с учётом статуса этого блока как головного);

составлен план сооружения блока СКП на Томь-Усинской ГРЭС.

Совместно с ОАО «ЭМ Альянс» и ОАО «Силловые машины» были подготовлены и согласованы технические задания на разработку эскизного проекта котельной и турбинной установки.

По договору № 44 от 21.07.08г. «Разработка эскизного проекта основного оборудования угольного энергоблока мощностью 660 МВт на

суперкритические параметры пара для включения в Федеральную Целевую Программу по его созданию» ОАО «ВТИ» были выполнены следующие работы:

1. Расчет и оценка технико-экономических показателей типового проекта ТЭС с угольными энергоблоками 660 МВт на суперкритических параметрах пара и обоснованием перспектив его использования (распространения) на угольных электростанциях, включающие:

- расчет технико-экономических показателей типового проекта угольной ТЭС с блоками 660 МВт на суперкритических параметрах пара для разных регионов России;

- оценку технико-экономических показателей типового проекта угольной ТЭС с блоками 660 МВт на суперкритических параметрах пара для разных регионов России;

- анализ экономической чувствительности типового проекта угольной ТЭС с блоками 660 МВт на суперкритических параметрах пара;

- оценку рисков при реализации типового проекта угольной ТЭС с блоками 660 МВт на суперкритических параметрах пара;

- оценку перспектив использования (распространения) угольных энергоблоков 660 МВт на суперкритических параметрах пара на угольных электростанциях, в том числе:

- а) оценку конкурентоспособности угольных энергоблоков 660 МВт на суперкритических параметрах пара по сравнению с другими техническими решениями;

- б) выявление конкретных объектов электроэнергетики РФ, где могут быть применены угольные энергоблоки 660 МВт на суперкритические параметры пара;

- в) оценку социальной эффективности от внедрения энергоблоков 660 МВт на суперкритических параметрах пара.

2. Разработка проекта государственной (федеральной) программы создания отечественных угольных блоков мощностью 660 МВт на

суперкритических параметрах пара, содержащей:

- актуальность программы и технические основы сооружения блока;
- анализ отечественного и зарубежного опыта создания оборудования на суперкритических параметрах пара;
- описание целей, задач и сроков реализации программы;
- описание основных технических мероприятий по реализации программы;
- описание механизмов реализации программы;
- оценку потребностей и обеспеченности ресурсами;
- оценку социально-экономической и экологической эффективности от реализации программы;
- оценку перспектив использования (распространения) угольных энергоблоков 660 МВт на суперкритических параметрах пара по сравнению с применяемыми блоками на докритических и сверхкритических давлениях такой же мощности.

3. Технические решения и состав оборудования по установке сероочистки для энергоблока СКП 660 МВт.

4. Сертификационное исследование стали 10Х9132МФБР-III для изготовления паропроводов ОП и ГПП.

5. Эксплуатационная проверка технических решений по экранной парогенерирующей системе и пусковому сепаратору котла блока 660МВт на суперкритические параметры пара.

6. Разработка модели пылеугольного энергоблока мощностью 660 МВт на суперкритические параметры пара как объекта управления мощностью.

Список участников консорциума* по подготовке и реализации Проекта «Создание угольного энергоблока мощностью 660 МВт нового поколения на суперсверхкритические параметры пара (СКП)»

П/п	Наименование организации участника	Руководитель организации	Контактное лицо	Контактные данные	Выполняемая функция**
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
1	АНО «ИЦЭМ»	Лапин Андрей Викторович Генеральный директор	Трифонов Александр Юрьевич Директор по развитию	Телефон: (495) 917 98 47 Факс: (495) 917-37-47 E-mail: lapin@promtexaero.ru	Координатор
2	ОАО «ВТИ»	Клименко Александр Викторович Генеральный директор	Алтухов Максим Юрьевич Заведующий Отделом развития бизнеса	Телефон: (495) 234-76-30; (495) 234-76-17; Факс: (495) 234-74-27; (495) 679-59-24 E-mail: vti@vti.ru	Ответственный технический исполнитель
3	ЗАО «АПБЭ»	Кожуховский Игорь Степанович Генеральный директор	Нечаев Виктор Викторович директор Дирекции технологического развития электроэнергетики	Телефон: +7 (495) 710-55-77, Факс: +7 (495) 710-64-99, E-mail: info@e-apbe.ru	Исполнитель
4	ОАО «ЭМАльянс»	Авдеенко Тимур Валериевич Президент	Фирсов Борис Николаевич Вице-президент по инновациям	Телефон: +7 (8634) 313 601 Факс: +7 (8634) 316 301 E-mail: info@em-alliance.com	Производитель

П/п	Наименование организации участника	Руководитель организации	Контактное лицо	Контактные данные	Выполняемая функция**
5	НПО ЦКТИ	Михайлов Владимир Евгеньевич Генеральный директор	Хоменок Леонид Арсеньевич Заместитель генерального директора по научной работе	Телефон: +7 (812) 717 23 79 Факс: +7 (812) 717 43 00 E-mail: general@ckti.ru	Исполнитель
6	ОАО «Силовые машины»	Костин Игорь Юрьевич Генеральный директор	Петреня Юрий Кириллович Заместитель генерального директора	Телефон: +7 (812) 346-7037, +7 (495) 725-2763 Факс: +7 (812) 346-7035, +7 (495) 725-2742 E-mail: mail@power-m.ru	Производитель
7	ОАО НПО "ЦНИИТМАШ"	Дуб Алексей Владимирович Генеральный директор	Скоробогатых Владимир Николаевич заместитель генерального директора	Телефон: (495) 675-83-02 Факс: (495) 674-21-96 Телекс: 412105 CNIEX SU E-mail: cniitmash@cniitmash.ru	Исполнитель
8	ОАО «Институт ТЭП»	Михайлов Игорь Анатольевич Генеральный директор	Шабанов Игорь Иванович Заместитель начальника ТО, руководитель научно-исследовательских работ	Телефон: (499) 265-45-00 Факс: (499) 265-33-15 E-mail: tep@tep-m.ru	Проектировщик
9	ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»	Ковальчук Борис Юрьевич Председатель Правления ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»	Грачев Вячеслав Павлович Руководитель Департамента	Телефон: +7 (495) 967-05-27 Факс: +7 (495) 967-05-26, E-mail: office@interrao.ru	Заказчик

П/п	Наименование организации участника	Руководитель организации	Контактное лицо	Контактные данные	Выполняемая функция**
			инноваций и трансфера технологий		
10	ОАО «СУЭК»	Рашевский Владимир Валерьевич председатель правления	Мироносецкий Сергей Николаевич Заместитель генерального директора - директор по энергетике, слияниям и поглощениям	Телефон: +7 (495) 795 25 38 Факс: +7 (495) 795 25 42 E-mail: office@suek.ru	Заказчик
11	ОАО «РОСНАНО»	Чубайс Анатолий Борисович председатель правления	Гончар Иван Александрович	Телефон: +7 (495) 988–53–88 Факс: +7 (495) 988–53–99 E-mail: info@rusnano.com	Инвестор

*Консорциум может быть образован в форме простого товарищества

** (Заказчик, Инвестор, Головной исполнитель, Проектировщик, Производитель, Генеральный подрядчик, Контрактор, Страховщик, Лизингодатель, Финансовый консультант, координатор и т.д.)

4. Этапы развития и сроки выполнения

Программа реализуется в течение шести лет в два этапа:

I этап - 2012- 2016 годы - проектно-изыскательские работы, изготовление, строительство и монтаж пилотного угольного энергоблока мощностью 660 МВт:

2012-2013 гг. Выбор и согласование места размещения объекта. Проведение научно-изыскательских и опытно-конструкторских работ по созданию оборудования для энергоблока 660 МВт на СКП.

2012 г. Подготовка заводами-изготовителями оборудования технико-коммерческих предложений и исходных данных для выполнения проекта энергоблока 660 МВт на СКП, указав сроки по согласованию с заводами-изготовителями.

2012-2015 гг. Разработка и выбор материалов и технологий для основных элементов оборудования.

2013-2014 гг. Разработка проектной документации на строительство энергоблока 660 МВт 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.

2012-2015 гг. Техническая подготовка, производство и изготовление основного оборудования энергоблока СКП-660 МВт.

2014-2015 гг. Поставка основного и вспомогательного оборудования угольного энергоблока СКП 660 МВт.

2013-2016 гг. Строительные работы и монтаж оборудования.

II этап – 2016 - 2017 годы - освоение и эксплуатация угольного энергоблока 660 МВт:

2016 гг. Пуско-наладочные работы по энергоблоку.

2017 г. Освоение в эксплуатации.

5. Необходимые исследования для реализации технологии

П/п	Необходимые исследования	Срок выполнения	Наименование работ
1.	Технико-экономическое обоснование размещения энергоблока на конкретной площадке	2012г.	Технико-экономическое обоснование размещения энергоблока на конкретной площадке
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 систем	2016г.	
2.1	Проведение НИР и ОКР по котельной установке для пилотного блока ССКП для сжигания выбранного вида твердого топлива	2014г.	<p>Разработка концептуальных проектно-конструкторских решений и технических требований</p> <p>Разработка НИОКР по котельной установке для головного блока ССКП в рамках разработки эскизного проекта:</p> <p>Проведение трёхмерного математического моделирования технологических процессов и конструкций</p> <p>Разработка основных компоновочных решений по котельной установке</p> <p>Разработка современной системы пылеприготовления с обеспечением взрывобезопасности и подачи пыли к ярусам горелочных устройств</p> <p>Разработка современной системы золошлакоудаления</p> <p>Разработка современной системы очистки дымовых газов за котлом</p> <p>Разработка основных технических решений по котлу с минимизацией затрат дорогих сталей</p> <p>Разработка топочного устройства ступенчатого сжигания и конструкции горелок с минимизацией образования оксидов азота и сохранения уровня содержания горючих в золе</p> <p>Усовершенствование гидравлических схем вертикальных цельносварных экранов</p> <p>Исследование гидродинамики и теплообмена в э трубах экранов котла</p>

П/п	Необходимые исследования	Срок выполнения	Наименование работ
			Разработка парогенерирующей части тракта котла с обеспечением надежного гидравлического и температурного режимов, как при работе в номинальном режиме, так и в условиях разгрузок и пусков на скользящем давлении во всем тракте
			Разработка НИОКР по котельной установке для головного блока ССКП в рамках разработки технического проекта:
			Проведение трёхмерного математического моделирования технологических процессов и конструкций
			Разработка основных компоновочных решений по котельной установке
			Разработка современной системы пылеприготовления с обеспечением взрывобезопасности и подачи пыли к ярусам горелочных устройств
			Разработка современной системы золошлакоудаления
			Разработка современной системы очистки дымовых газов за котлом
			Разработка основных технических решений по котлу с минимизацией затрат дорогих сталей
			Разработка топочного устройства ступенчатого сжигания и конструкции горелок с минимизацией образования оксидов азота и сохранения уровня содержания, горючих в золе
			Разработка каталитического реактора DeNOx и конструктивное размещение реактора в конвективном газоходе котла.
			Проведение промышленных испытаний: <ul style="list-style-type: none"> • сталей для пароперегревательных поверхностей нагрева острого пара и пара промежуточного перегрева с выдачей критериев их эксплуатационной надежности; • пускового узла с сепараторами с верхним выходом пара на котле П-50Р Каширской ГРЭС; • системы трехступенчатого сжигания на котле П-50Р Каширской ГРЭС • система пылеприготовления на блоке 300 МВт
2.2	Проведение НИР и ОКР по турбоустановке для пилотного блока ССКП	2014г.	Разработка НИР и ОКР по турбинной установке для головного блока ССКП в рамках разработки технического проекта.
			Разработка новых и оптимизация существующих вариантов конструкции проточных частей ЦВД, ЦСД и ЦНГ.
			Разработка систем охлаждения роторов.
			Разработка новых и оптимизация существующих конструкций

П/п	Необходимые исследования	Срок выполнения	Наименование работ
			<p>лопаток последних ступеней.</p> <p>Оптимизация тепловой схемы турбинной установки</p> <p>Изготовление оснастки для выплавки крупногабаритных заготовок ротора из высокохромистых сталей.</p> <p>Изготовление оснастки для ковки крупногабаритных поковок ротора из высокохромистых сталей</p> <p>Изготовление оснастки для термической обработки крупногабаритных поковок ротора из высокохромистых сталей</p> <p>Изготовление оснастки для изготовления крупногабаритных отливок из высокохромистых сталей</p> <p>Изготовление 2-3 роторов из слитков свыше 100 тонн по разной технологии.</p> <p>Изготовление 2-3 опытных отливок для изготовления литых корпусных деталей.</p> <p>Промышленные испытания на блоках 300 МВт цилиндров турбины с высокими КПД</p>
2.3	Решение общеблочных проблем (НИОКР)	2014г.	<p>Разработка пусковой и типовой схем блока с достижением расчетных ТЭП.</p> <p>Исследование маневренных характеристик блока</p> <p>Разработка АСУТП блока и алгоритмов управления.</p> <p>Разработка ВПУ и ВХР для блока</p> <p>Разработка НИР и ОКР по системе газоочистки, включая азото- и сероочистку, золоулавливание.</p> <p>Промышленные испытания на угольных блоках субкомпонентов тепловой схемы, природоохранных технологий, современных ВПУ и ВХР</p>
2.4	Разработка и выбор инновационных материалов и технологий для основных элементов оборудования	2015г.	<p>Изготовление труб Ø245-465 мм из 10-12 плавков из сталей 10X9B2MФБР-Ш и P92 для паропроводов горячего промперегрева и острого пара.</p> <p>Изготовление гибов и разработка технологии сварки труб марок сталей 10X9B2MФБР-Ш и P92 для паропроводов горячего промперегрева и острого пара.</p> <p>Исследование комплекса служебных характеристик роторных сталей 12X10M1B1ФБ и 15X11MНАФБ, паропроводной стали 10X9B2MФБР-Ш, стали для литых деталей 10X11K4BMФБР-Ш для роторов, корпусных деталей, паропроводов горячего</p>

П/п	Необходимые исследования	Срок выполнения	Наименование работ
			<p>промперегрева и острого пара.</p> <p>Разработка паспорта на стали 12Х10М1В1ФБ и 15Х11МНАФБ, а также технические требования на заготовку и ротор. Аттестация паропроводных сталей 10Х9В2МФБР-Ш и Р92.</p> <p>Исследование комплекса служебных характеристик металла труб для питательных трубопроводов</p> <p>Разработка программы эксплуатационного контроля и критериев надежности паропроводных, роторных и литейных высокохромистых сталей.</p> <p>Входной контроль основного оборудования (роторов, корпусных деталей, паропроводов горячего промперегрева и острого пара и пароперегревателей).</p> <p>Разработка жаропрочных сталей мартенситного класса для изготовления пылеугольного котла к блоку 660 МВт на ССКП с температурой эксплуатации 650о С.</p> <p>Разработка жаропрочных сталей аустенитного класса для изготовления пылеугольного котла к блоку 660 МВт на ССКП</p>
1.3	Технологическая подготовка производства, изготовление и поставка оборудования (НИОКР)	2015г.	Технологическая подготовка производства, изготовление и поставка оборудования (НИОКР)
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)	2016г.	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)

6. Ресурсное обеспечение технологии

Общий объем финансирования мероприятий в течение с 2010 по 2015 годов составляет в ценах текущего времени 61,0 млрд. рублей, в том числе за счет средств федерального бюджета – 25,0 млрд. рублей.

Затраты на создание и освоения в эксплуатации головного энергоблока СКП-660 превысят затраты на серийный образец примерно на 30 процентов и соответственно на разработку котельного острова, турбинной установки, новых материалов - на 40-50 процентов.

Для решения поставленных задач проводится также консолидация ресурсов организаций энергопромышленного комплекса.

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

Также отечественные производители должны:

- поставлять на ТЭС оборудование собранными и испытанными на заводах крупными модулями с максимально возможным контролем за качеством, не требующим ревизии и доработки на монтаже;
- разделять ответственность за риск, связанный с использованием нового оборудования;
- финансировать свои задельные разработки;
- разрабатывать и осуществлять привлекательные схемы финансирования закупки продукции, включая поставку оборудования на условиях лизинга.

Необходимо привлечь ресурсы генерирующих и территориальных энергокомпаний и опыт их специалистов для:

- активного сотрудничества с проектными и машиностроительными предприятиями в создании новых технологий и оборудования;
- участия в финансировании их разработок и освоения;

- предоставления площадок для головных (демонстрационных) установок, организации и изучении их эксплуатации.

Основные мероприятия по реализации проекта создания пилотного угольного блока ССКП-660 (в ценах 2011 г.)

I. Работы, необходимые для создания пилотного блока (помимо серийных работ).

Выбор и согласование места размещения пилотного блока. Проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по созданию оборудования для энергоблока 660 МВт на ССКП: 3,6 млрд. руб.

Подготовка оснастки на металлургических и энергомашиностроительных заводах, выбор материалов и технологий и их освоение для основных элементов оборудования из перспективных сталей: 8,5 млрд. руб.

II. Работы, связанные с сооружением серийного блока.

Разработка проектной документации на строительство энергоблока 660 МВт на ССКП: 2,5 млрд. руб.

Техническая подготовка, производство и изготовление основного оборудования энергоблока ССКП-660 МВт: 26 млрд. руб.

Поставка основного и вспомогательного оборудования угольного энергоблока ССКП 660 МВт: 8,5 млрд. руб.

Строительные работы и монтаж оборудования: 10,7 млрд. руб.

III. Пуско-наладочные работы и работы, связанные с освоением блока.

Пуско-наладочные работы по энергоблоку: 1,2 млрд. руб.

Общая стоимость реализации программы: 61 млрд. руб.

Проект 2 Разработка угольных ТЭЦ нового поколения

1. Актуальность, перспективы применения технологии, индикаторы

Россия – холодная страна, расположенная в высоких широтах. На отопление затрачивается значительная часть органических топлив.

Традиционно в крупных и средних городах, а также на энергоемких производствах отопление и выработка технологического пара комбинируются с генерированием электричества, в процессах, обеспечивающих экономию топлив. Значения этой экономии зависят от совершенства технологий комбинированной выработки электроэнергии и тепла и оборудования, с помощью которого они реализуются. В настоящее время около половины мощностей российских электростанций, сжигающих органические топлива, и более половины вырабатываемой ими электроэнергии приходится на теплоэлектроцентрали (ТЭЦ). Установленные на них паровые энергоустановки спроектированы 40-50 лет назад. Их экономические и экологические показатели не соответствуют современным требованиям. Инновационные пути совершенствования угольных ТЭЦ не разрабатывались.

Проблеме повышения эффективности ТЭЦ, как важнейшего социально и политически ориентированного сектора энергетики уделялось много внимания. К сожалению заметных положительных результатов достичь не удалось, так как экономически эффективная работа на рынке электроэнергии не может быть обеспечена без успешной работы ТЭЦ на местных тепловых рынках, которые сегодня регулируются зачастую в ущерб бизнесу ТЭЦ.

Еще в «Концепции технической и организационно-экономической политики в области теплофикации и централизованного теплоснабжения» РАО «ЕЭС России», разработанной в 1998г. одним из основных направлений рассматривался ввод новых электрогенерирующих мощностей на базе теплового потребления, создающий основу для коммерчески выгодной работы в области теплофикации. Нарращивание электроэнергетических мощностей на базе экономичного оборудования на ТЭЦ сократит потребности в инвестициях для сооружения новых или увеличения мощности действующих электростанций. Ставилась также задача развития систем централизованного теплоснабжения в тесной взаимосвязи с развитием источников электрической и тепловой энергии и переходе к более глубокому количественно-качественному регулированию отпуска тепла. Была обоснована целесообразность и

экономическая оправданность сооружения крупных теплофикационных систем с паротурбинными ТЭЦ в районах, которые не обеспечены сетевым газом, а также замена старого оборудования действующих ТЭЦ на новое более совершенное теплотехническое оборудование с использованием новых схем и технологий.

Важным вопросом является вовлечение в энергетический баланс местных топлив, биомассы и отходов производств, включая твердые бытовые отходы. Этот вопрос имеет важное значение в плане защиты окружающей среды, реализация таких технологий дает определенные экономические преимущества (дешевое топливо, диверсификация поставок) и социальные эффекты (занятость населения). За рубежом, особенно в Скандинавских странах, Германии, Австрии широко используются методы совместного сжигания ископаемых топлив и биомассы для производства тепла и электроэнергии на ТЭЦ.

Целевые индикаторы

Среднесрочные:

- Разработка проектов головных образцов типового оборудования для нового поколения угольных ТЭЦ, 2015 г;

- Сооружение и пуск в эксплуатацию головного блока угольной ТЭЦ нового поколения, 2017 г.

Долгосрочные, 2020 г.:

- Широкое внедрения на угольных ТЭЦ различных вариантов блоков по мощности и технологическим решениям (электрическая мощность 100 – 300 МВт, использование котлов с ЦКС и пылеугольных, использование технологии совместного сжигания, газификация и сжигание под давлением с ПГУ).

2. Основные цели технологии, ожидаемые результаты

Целью работы 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. Работа выполняется с целью реализации энергетической стратегии России на период до 2030 года, разрабатываемой Минпромторгом РФ стратегии развития энергетического машиностроения, в соответствии 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 .

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. Новые отечественные разработки будут предусматривать экономически оптимальное повышение параметров пара, максимальное повышение КПД, унификацию оборудования и возможность использования местных топлив и отходов производств. По технико-экономическим показателям замещающее оборудование ТЭЦ будет превосходить ныне действующие отечественные аналоги в части КПД, надежности и маневренности. Будет обеспечено резкое улучшение экологических показателей. Применение повышенных по сравнению с существующими параметров пара вместе с совершенствованием основного оборудования ТЭЦ приведет к росту эффективности комбинированного производства электроэнергии и тепла на ТЭЦ и снижению удельного расхода условного топлива, что положительно скажется на себестоимости производства электроэнергии и тепла.

Получение совокупности результатов научных исследований обеспечит разработку технических заданий на проектирование замещающего теплотехнического оборудования для эксплуатирующихся и новых ТЭЦ.

В результате должно быть разработано и внедрено новое оборудование, которое обеспечит повышение КПД ТЭЦ на конденсационном режиме до 35-40%; увеличение выработки электроэнергии на тепловом потреблении и отпуска тепла потребителю на 10÷15%; сокращение выбросов в атмосферу до уровня европейских норм и издержек производства на 20%; повышение конкурентоспособности комбинированного производства электроэнергии и тепла.

Получение совокупности результатов исследования обеспечит разработку технических заданий на проектирование замещающего теплотехнического оборудования для эксплуатирующихся ТЭЦ с возможным использованием и для новых вводимых ТЭЦ.

Технические решения по экономическим критериям должны повысить экономическую эффективность решения таких прикладных социально-экономических задач, как энергосбережение и минимизация ущерба окружающей среде на региональном уровне.

Учитывая, что отечественного оборудования с характеристиками разрабатываемого замещающего в настоящее время не имеется, работа является перспективной для импортозамещения, и расширит возможности экспорта продукции в страны СНГ и развивающиеся страны.

Социально-экономические эффекты, помимо изложенных выше, связаны с созданием дополнительных рабочих мест, улучшением качества жизни и повышением экологической безопасности (снижение вредных выбросов, утилизация отходов).

3. Участники и их задачи, научно-производственные заделы и производственная база

- Энергомашиностроительные предприятия (ОАО «ЭМАльянс», ОАО «Сибэнегомаш», ОАО «Силовые машины», ОАО УТМЗ и другие).

- Научно-исследовательские организации и ВУЗы (ОАО «ВТИ», ОАО «НПО ЦКТИ», «НПО ЦНИИТМАШ», МЭИ, СПбГПУ, УГТУ и другие).

- Проектные, наладочные и монтажные организации (ОАО «ТЭП», ОАО «ВНИПИЭнергопром», региональные инженерные центры, монтажные организации).

Этапы развития и сроки выполнения

Этап 1. Проведение НИР в обоснование проектов новых блоков ТЭЦ. Срок выполнения 2012 – 2014 гг.

Этап 2. Разработка основных проектных решений по типовым блокам ТЭЦ нового поколения. Выбор наиболее перспективных объектов внедрения. Срок 2013 – 2015 гг.

Этап 3. Разработка конкретного рабочего проекта, производство оборудования. Срок 2014 – 2016 гг.

Этап 4. Строительные и монтажные работы, пусконаладочные работы и гарантийные испытания головных блоков. Срок 2015 – 2018 гг.

Этап 5. Широкое внедрение отработанных технических решений. Срок 2019 г и далее.

4. Необходимые исследования для реализации технологии

Необходимо выполнить комплекс НИОКР по отдельным задачам создания нового оборудования, в частности:

- выполнить 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;

- определить наиболее приемлемый уровень параметров пара и мощности новых блоков для ТЭЦ;

- сделать выбор основных технических решений по повышению эффективности замещающего оборудования ТЭЦ;

- выполнить оценку влияния перспективных экологических требований и вовлечения в топливный баланс местных топлив на энергоэффективность ТЭЦ;

- выполнить расчетные и экспериментальные обоснования технических решения по котельным и паротурбинным установкам;
- выполнить разработки по совершенствованию тепловых схем блоков ТЭЦ;
- разработать развернутые технические задания на основное и вспомогательное оборудование типовых ТЭЦ нового поколения;
- провести маркетинговые исследования и разработать предварительное технико-экономическое обоснование внедрения типовых блоков ТЭЦ нового поколения;

5. Развитие кооперации с участием производителей, научных организаций, ВУЗов и других организаций

Работа выполняется в теснейшей кооперации ведущих энергомашиностроительных заводов, научно-исследовательских и проектных организаций с привлечением ВУЗов. 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, СПбГПУ, УГТУ и другие). При разработке технических и рабочих проектов наиболее важно участие энергомашиностроительных заводов (ОАО «ЭМАльянс», ОАО «Сибэнегомаш», ОАО «Силовые машины», ОАО УТМЗ и другие), а также проектных организаций (ОАО «ТЭП» и другие). При этом необходимо обеспечить тесную связь с Заказчиками оборудования.

Работа будет способствовать привлечению студентов, аспирантов, молодых ученых к выполнению научно-исследовательских проектов по приоритетным направлениям развития науки, технологий и техники и критических технологий Российской Федерации, в частности по приоритетному направлению «Энергетика и энергосбережение»; повышению эффективности участия наиболее способных, талантливых представителей молодежи в научно-исследовательской работе и научно-техническом творчестве; привлечению к совместной работе специалистов для развития существующих и разработки

новых методов научных исследований, соответствующих мировому уровню, в области экологически чистых угольных технологий.

6. Кооперация с зарубежными партнерами

Кооперация с зарубежными компаниями вполне возможна и в ряде случаев необходима. Это касается некоторого вспомогательного оборудования, оборудования средств очистки дымовых газов, технологий совместного сжигания угля и биомассы в котлах с ЦКС и других вопросах.

7. Ресурсное обеспечение технологии

Базой для разработки и создания высокоэффективной и экологически чистой угольной ТЭЦ являются разработки ОАО «ВТИ» и других участников платформы, касающиеся совершенствования паросилового оборудования (теплофикационные турбины, паровые котлы пылеугольные и котлы с ЦКС, системы очистки дымовых газов и вспомогательное оборудование) и тепловых схем ТЭЦ с соответствующими системами.

Научно-технические ресурсы обеспечения технологии в основном определяются существующими коллективами ученых и инженеров организаций-участников платформы. Ориентировочное число специалистов, включая проектные организации и конструкторские отделы заводов-изготовителей – 200 специалистов.

Материальные ресурсы, требующиеся для реализации технологии на практике, будут определены в ходе разработки технических проектов. Ориентировочная стоимость проведения исследований, разработки конструктивных решений, включая расчеты, эскизные проработки и отработку элементов на моделях и установках, разработки эскизных, технических и рабочих проектов, а также сооружение головного блока мощностью около 100 МВт составляет 10 млрд. руб.

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. Актуальность, перспективы применения технологии, индикаторы.

Среди новых угольных технологий, коммерческое распространение которых реально в ближайшей перспективе, наиболее высоким экологическим и экономическим потенциалом обладают установки комбинированного парогазового цикла, работающие на газифицируемом в них угле. За рубежом уже создано несколько подобных демонстрационных парогазовых установок мощностью 100-300 МВт с внутрицикловой газификацией угля (ВЦГ). Однако такие установки на Западе созданы на парокислородное дутьё в газогенераторы и отличаются весьма высокой стоимостью. В РФ это направление неоправданно задерживается, и ни одной такой установки еще не создано.

Предлагается технология, ориентированная на простые схемные решения: применение паровоздушного дутья, отечественного газогенератора горнового типа, который позволяет на таком дутье производить синтез-газ достаточно высокого качества и высокотемпературная очистка генераторного газа от механических примесей и соединений серы, позволяющая предотвратить образование загрязненных водных стоков. Как следствие снимается вопрос о высокой удельной стоимости ПГУ с ВЦГ, а предложенная технология приобретает следующие преимущества:

- высокая интенсивность газификации при компактном и относительно простом исполнении реактора;
- необходимое качество генераторного газа;
- отсутствие потерь физического тепла генераторного газа, основная часть которого используется в высшем газотурбинном цикле ПГУ с наибольшим термодинамическим эффектом;
- отсутствие загрязнённых водных стоков;

- небольшие расходы энергии на приготовление топлива, размол основной части которого не требуется;
- использование дешевых сорбентов из железомарганцевых руд для глубокой сероочистки генераторного газа, найденных в результате обширного исследовательского поиска.

Данная работа направлена на ликвидацию отставания РФ в рассматриваемом направлении, и создания в конечном итоге нового энергетического оборудования, которое может быть эффективно использовано для массовой замены устаревшего оборудования ТЭС РФ. Данная работа обладает исключительной актуальностью.

2. Основные цели разработки технологии, ожидаемые результаты.

Основной целью разработки технологии является созданий условий для сооружения типовых надежных, экологически чистых ПГУ с ВЦГ высокой экономичности.

Задачей настоящей ОКР является разработка действующего по предложенной технологии оборудования ПГУ с ВЦГ, которое после промышленного освоения и доводки обеспечит достижение экономических и экологических показателей, не уступающих лучшим зарубежным действующим аналогам при значительно более низкой удельной стоимости.

Способом решения данной задачи является воплощение при разработке промышленного оборудования проработанных технологических и конструктивных решений, а также предусмотренных в рамках настоящей работы мероприятий по оптимизации ряда из них.

Как показывают расчётно-аналитические исследования, создаваемое оборудование ПГУ после промышленного освоения, доводки и полномасштабного воплощения обеспечит КПД ПГУ до 50 %, при практически нулевых выбросах пыли в атмосферу, выбросах SO₂ не выше 0,03 г/МДж, (что на порядок ниже нормативной величины для твердого и жидкого топлива) и выбросах NO_x не более 0,09 г/МДж. Удельная стоимость таких ПГУ не должна

превышать уровня лучших образцов действующего отечественного паросилового оборудования.

Промышленное освоение и доводка технологии будет основой создания и коммерческого применения следующих видов энергетических установок на угле:

- Крупных ПГУ мощностью 200-400 МВт с продвинутыми отечественными газовыми турбинами, характеризующиеся КПД ~50 %,
- ПГУ в качестве надстройки к существующему оборудованию ТЭС, КПД которых выше КПД действующего теплосилового оборудования.

3. Участники и их задачи, научно-производственные заделы и производственная база

Настоящая работа базируется на результатах работ, выполненных ранее в рамках ФЦНТП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития науки и техники на 2002-2006 годы (гос. контракты № 41.003.11.2916 «Разработка элементов опытно-промышленных образцов парогазовых установок с использованием мощных современных газовых турбин» 2002-2004гг. и №02.447.11.5013 «Разработка технологий низкоэмиссионного сжигания твердого топлива с выводом CO₂ из цикла» 2005-2006гг., а так же реализующегося в настоящее время контракт № 02.526.12.6002 «Разработка технологии снижения выбросов CO₂ в атмосферу из парогазового цикла с газификацией угля» 2007-2008гг.). В результате выполнения этих работ:

- Завершено создание комплексной опытной установки, включающей все элементы предложенной системы ВЦГ и газотурбинную камеру сжигания синтез-газа.

- Экспериментальная установка прошла успешные испытания при газификации бурых и каменных углей, антрацита, нефтяного кокса. Давление процесса в газогенераторе составляло 0,3-0,5 МПа, в ядре горения при этом развивалась температура 1670-1750⁰С, за реактором – 600-800 С, перед фильтром – не менее 300 °С, перед аппаратурной сероочисткой (после

подогрева)– 480-520 °С. Теплота сгорания и состав сухого генераторного газа: $Q_i^d = 4,30 - 5,36$ МДж/м³; $CO_2 = 1,1 - 4,3\%$, $CO = 20,9 - 31,0\%$; $H_2 = 2,9 - 11,2\%$; $CH_4 = 0,2 - 3,4\%$; $N_2 = 64,7 - 58,8\%$. Запыленность генераторного газа за фильтром: 16,9 – 28,8 мг/м³, при этом запыленность продуктов сжигания составляла 5 – 8 мг/м³ при обычной для газотурбинных камере сгорания $\alpha = 3$. Генераторный газ с указанными характеристиками обладает высокой реакционной способностью, близкими с природным газом параметрами сжигания - температурой горения и коэффициентами избытка воздуха и применим для высокотемпературных газовых турбин.

- Для обеспечения нормативных для твердого топлива выбросов NOx в газотурбинной камере сгорания было проработано и освоено ступенчатое сжигание генераторного газа. При этом выбросы NOx составили на указанных углях 0,065-0,12 г/МДж (по теплоте сгорания исходного угля).

- Степень улавливания серы топлива при газификации малосернистых углей и использовании только технологического мероприятия (подачи извести в реактор в мольном соотношении $Ca/S = 2-4$) составляла в опытах до 70 %.

- Был осуществлен широкий поиск эффективных и дешевых природных сорбентов на модельных смесях. Для исследований на реальном генераторном газе были отобраны образцы железомарганцевых руд.

- Исследования аппаратной сероочистки в составе комплексной экспериментальной установки были осуществлены при газификации высокосернистого нефтяного кокса ($S^d = 3,6\%$) и начальном содержании сероводорода в генераторном газе до 0,5% об. Температура сорбции составляла – 480-520 °С, объемная скорость газа – 1500-2500 нм³/м³ сорбента-час. Использовалась руда Аскизского месторождения. Степень очистки от сероводорода составила для руды Аскизского месторождения 88,0-95,5%. Концентрация сероводорода за слоем сорбента составляла в указанных условиях 110-200 мг/нм³. Такая величина соответствует выбросам диоксида

серы с продуктами сжигания генераторного газа – 0,016-0,028 г/МДж, что более чем в 10 раз ниже норматива для твердого топлива.

Таким образом, разработка основных аппаратов в данном проекте подкреплена результатами исследований на их опытных аналогах. Помимо этого, уточняющие НИОКР в подкреплении проектирования предусмотрены на всех этапах данной работы. Предусмотрена так же оптимизация конструкции и показателей критичных элементов оборудования путем создания, испытаний и доводки их полномасштабных образцов: очистного элемента металлотканевого фильтра с целью желательного снижения остаточной запыленности генераторного газа и отдельной секции камеры сжигания газовой турбины с регулирующей аппаратурой с целью уменьшения запаса давления синтез-газа при качественном регулировании его расхода, а также дальнейшего снижения выбросов NOx.

С применением данной технологии осуществлены разработки крупных ПГУ с ВЦГ на кузнецком, канско-ачинском (березовском) углях и антрацитовом штыбе, агломерируемом в системе подготовки. КПД ПГУ при использовании отечественной газотурбинной установки ГТЭ-110 составляет ~44 %. При использовании перспективных ГТУ КПД ПГУ возрастет до 52 %.

Выбросы составляют: NOx – 0.065-0.12г/МДж, SO₂ – 0.03-0.2г/МДж (для углей с $S^{daf} \leq 1\%$ при отсутствии сероочистки), золы – 10-12 мг/МДж. Благодаря упрощениям, расчетные капитальные затраты составляют ≈ 1300 \$/кВт против 2000 \$/кВт в зарубежных аналогах.

Результаты проведенных испытаний и исследований комплексной экспериментальной установки, а так же осуществленные проектные работы свидетельствуют о высокой эффективности предложенной технологии ВЦГ с горновым газогенератором и высокотемпературной пыле- и сероочистки генераторного газа. Реальность получения ожидаемого результата подкрепляется также упомянутыми выше мерами в рамках настоящего проекта.

Проведены также организационные мероприятия, облегчающие выполнение проекта и его последующую коммерциализацию:

- между представительными энергетическими организациями: ОАО «ТГК-5», ООО «РЭК», ОАО «Авиадвигатель» и ОАО «ВТИ» и заключено соглашение о реализации проекта ОПГУ на Закамской ТЭЦ-5 и его внебюджетном финансировании;

- заключено также соглашение между ОАО «ВТИ» и ОАО «ЭМАльянс», предусматривающее сотрудничество при разработке и изготовлении оборудования ОПГУ.

Участники работ:

1. ОАО ВТИ - общее руководство работ. 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. Руководство пуско-наладочными работами.

2. ОАО «Институт ТЭП» - разработка технических проектов пилотной установки и головного полноразмерного образца.

3. ОАО "ЭМАльянс" - поставка основного оборудования – газификатора, систем очистки, утилизации тепла. Разработка рабочих чертежей и изготовление оборудования.

4. ОАО "Тяжмаш" - поставка оборудования систем топливоподготовки и топливоподдачи. Разработка рабочих чертежей и изготовление оборудования.

5. ОАО "Авиадвигатель" - разработка и выполнение модернизации ГТУ для пилотной, опытно-промышленной установки. Изготовление и поставка ГТУ. Проведение пуско-наладочных работ на ГТУ.

6. ОАО НПО "Сатурн" - разработка проекта перевода турбины ГТЭ-110 на генераторный газ. Проектирование, изготовление, поставка и пуско-наладка ГТУ. Обеспечение серийного производства турбин.

7. ЗАО «Комплексные энергетические системы» - софинансирование

разработки технологии. Выделение площадки для пилотной установки. Участие в монтаже и освоение оборудования.

4. Этапы развития и сроки выполнения

Этап 1. Разработка, создание и освоение опытно-промышленной установки небольшой мощности

Для сокращения стоимости и сроков создания пилотной установки предусматривается разработка оборудования опытно-промышленной ПГУ (ОПГУ) со следующими характеристиками и особенностями:

- Тепловая мощность установки ~55 МВт (по теплу исходного топлива), соответствующая электрическая мощность газовой турбины 16 МВт. Масштаб такой установки достаточен для отработки решений, предназначенных для крупных ПГУ.

- В качестве паротурбинной части установки используется действующее паротурбинное оборудование ТЭС. ОПГУ реализуется при этом в виде надстройки к действующему оборудованию и тесно в него интегрируется. Это сокращает ее стоимость, но не препятствует отработке принципиально нового оборудования.

- Газотурбинный агрегат в составе установки реконструируется с целью обеспечения его работы как на природном, так и на генераторном газе.

- КПД ОПГУ с учетом производимой паровыми турбинами ТЭС электроэнергии за счет тепла, переданного от ОПГУ, по предварительным расчетам для Закамской ТЭЦ составит около 42% и на ~5% превысит КПД действующего устаревшего оборудования.

- Экологические показатели при использовании основного топлива – кузнецкого тощего угля:

- выбросы пыли 10 мг/МДж
- выбросы SO₂ 0,03 г/МДж.

Этап 2. Разработка, создание и освоение головного полномасштабного образца ПГУ с ВЦГ мощностью 300 МВт. Срок выполнения – 5 лет.

Этап 3. Наладка серийного производства ПГУ с ВЦГ. Срок выполнения – 2 года.

5. Необходимые исследования для реализации технологии

Для реализации технологии необходимо провести следующие исследования:

- 5.1. Изучения низкотемпературного пиролиза под давлением.
- 5.2. Завершение исследований по высокотемпературной очистке генераторного газа от соединений серы и азота.
- 5.3. Использования золы и шлаков, полученных при газификации.
- 5.4. Реконструкция ГТУ-16П для работы на генераторном газе.
- 5.5. Реконструкция ГТЭ-110 для работы на генераторном газе.

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

1. Актуальность, перспективы применения технологии, индикаторы

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.

Несмотря на отдельные успехи в природоохранной деятельности (для уменьшения выбросов в атмосферу на угольных энергоблоках были освоены топочные методы подавления образования оксидов азота, в промышленных

условиях испытаны селективное некаталитическое восстановление этих оксидов в тракте котла), в России не нашли промышленного применения стандартные за рубежом для защиты окружающей среды установки очистки дымовых газов котлов от оксидов серы и азота; опыт их проектирования, производства и эксплуатации отсутствует.

Актуальность реализации данной технологии определяется все возрастающим вниманием мирового сообщества к загрязнению окружающей среды промышленными выбросами, а также возможности изменения климата и снижению антропогенного влияния на этот процесс.

Цель работы – последовательное ограничение нагрузки на окружающую среду и климат путем снижения выбросов (сбросов) в нее загрязняющих веществ, в частности, эмиссии парниковых газов.

Основные задачи:

– Создание эффективных систем газоочистки, обеспечивающих выполнение перспективных требований российского законодательства в сфере охраны окружающей среды, включая переход на принципы нормирования на основе наилучших доступных технологий (НДТ).

– Снижение негативного воздействия предприятий тепловой энергетики на окружающую среду за счет применения экологически и экономически приемлемых мер и установок для очистки дымовых газов от загрязняющих веществ.

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.

Наиболее опасными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу угольными ТЭС, являются твердые частицы, особенно субмикронных размеров, оксиды серы и азота.

На российских угольных ТЭС нет действующих установок сероочистки дымовых газов. Существуют лишь четыре установки очистки от оксидов азота,

из них три – на угольных ТЭС. Установленные для золоулавливания электрофильтры (450 аппаратов), в подавляющем большинстве построенные во второй половине прошлого века, недостаточно эффективны. В среднем по России степень очистки в электрофильтрах ТЭС составляет около 95% при необходимой по современным экологическим нормам – 99%. На котлах производительностью до 640 т/ч широко используются еще менее эффективные циклоны (их 10%) и мокрые аппараты (их 30%). Превышение нормативов предельно-допустимых выбросов золы отмечается на 27 ТЭС, по диоксиду серы и оксидам азота – на 21 ТЭС. 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 НДТ, потребует от энергопредприятий доведения экологических показателей действующего и вновь вводимого оборудования до уровня, принятого законодательно в странах ЕС: зола – 30 мг/м³; NO_x – 200 мг/м³; SO₂ – 200 мг/м³.

2. Основные цели технологии, ожидаемые результаты

2.1. 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 высокочольных углей (таких как экибастузский, кузнецкий) от твердых частиц летучей золы. Особенно сложно улавливание наиболее вредных тонкодисперсных частиц, размером менее 10 мкм.

К современным золоуловителям предъявляются следующие основные требования:

- возможность очистки больших объемов газов;
- компактность;
- умеренное гидравлическое сопротивление.
- обеспечение высокой эффективности очистки дымовых газов после

котельной установки при изменениях объемного расхода, состава и параметров этих газов.

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 (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 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/нм³ 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.

Таблица 1. Характеристики комбинированного золоуловителя

Показатели	Комбинированный золоуловитель	Электрофильтр
Очистка больших объемов дымовых газов	да	да
Максимальная входная запыленность, г/м ³	до 100	до 60
Выходная запыленность, мг/м ³	20	100
Степень очистки, %	99,95	99,8
Зависимость степени очистки от УЭС золы	нет	да
Габаритные размеры по отношению к	0,7	1

электрофильтру		
Капитальные затраты по отношению к электрофильтру	0,7	1
Эффективное улавливание субмикронных частиц	да	нет
Возможность улавливание соединений ртути и др. тяжелых металлов	да (до 90%)	нет

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.

2.2 Технология двухступенчатого 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. Для проведения процесса в высокотемпературной области в качестве восстановителя оксидов азота используется карбамид. В низкотемпературной области процесс восстановления активизируется путем добавок к карбамиду специальных кислородсодержащих соединений.

Эффективность очистки достигает 90-95% при температуре очищаемых газов в диапазоне от 250 до 1000 °С. 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.

2.3. Аммиачно-сульфатная сероочистка

В связи с 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, отработанная при очистке продуктов сгорания высокосернистого подмосковного бурого угля. 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 значения ПДВ и ВСВ.

Основная цель технологии – снижение концентрации диоксида серы в уходящих дымовых газах до 200 мг/нм^3 и ниже. При этом данная технология позволит наряду с оксидами серы снизить на 30-35% выброс оксидов азота и тонких частиц летучей золы. Поэтому применение данной технологии позволит сделать соответствующую энергетическую установку экологически чистой. 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.

Высокоэффективная аммиачно-сульфатная технология очистки дымовых газов от диоксида серы SO₂ обеспечивает нормативы выбросов, установленные европейской Директивой 2001/80/ЕС, с получением товарных продуктов, позволяющих окупать капитальные вложения в технологическое оборудование.

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.

Побочный продукт сероочистки – сульфат аммония – является эффективным удобрением, обогащенным микроэлементами.

Технология обеспечит получение показателей, приведенных в таблице 2.

Таблица 2. **Основные показатели технологии**

Основные показатели технологии.	Аммиачно-сульфатная сероочистка
Технологические показатели	
Достижимая степень сероочистки, %	99,5 и более
Достижимая конечная концентрация SO ₂ , мг/м ³	100 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

Аммиачно-сульфатная технология обеспечивает также снижение выбросов оксидов азота на 30–35% и выбросы тонкой летучей золы.

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

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

2.4. Комплексная технология 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 тремя отдельными 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. 1 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 не востребованная ее часть складировается на золоотвале.

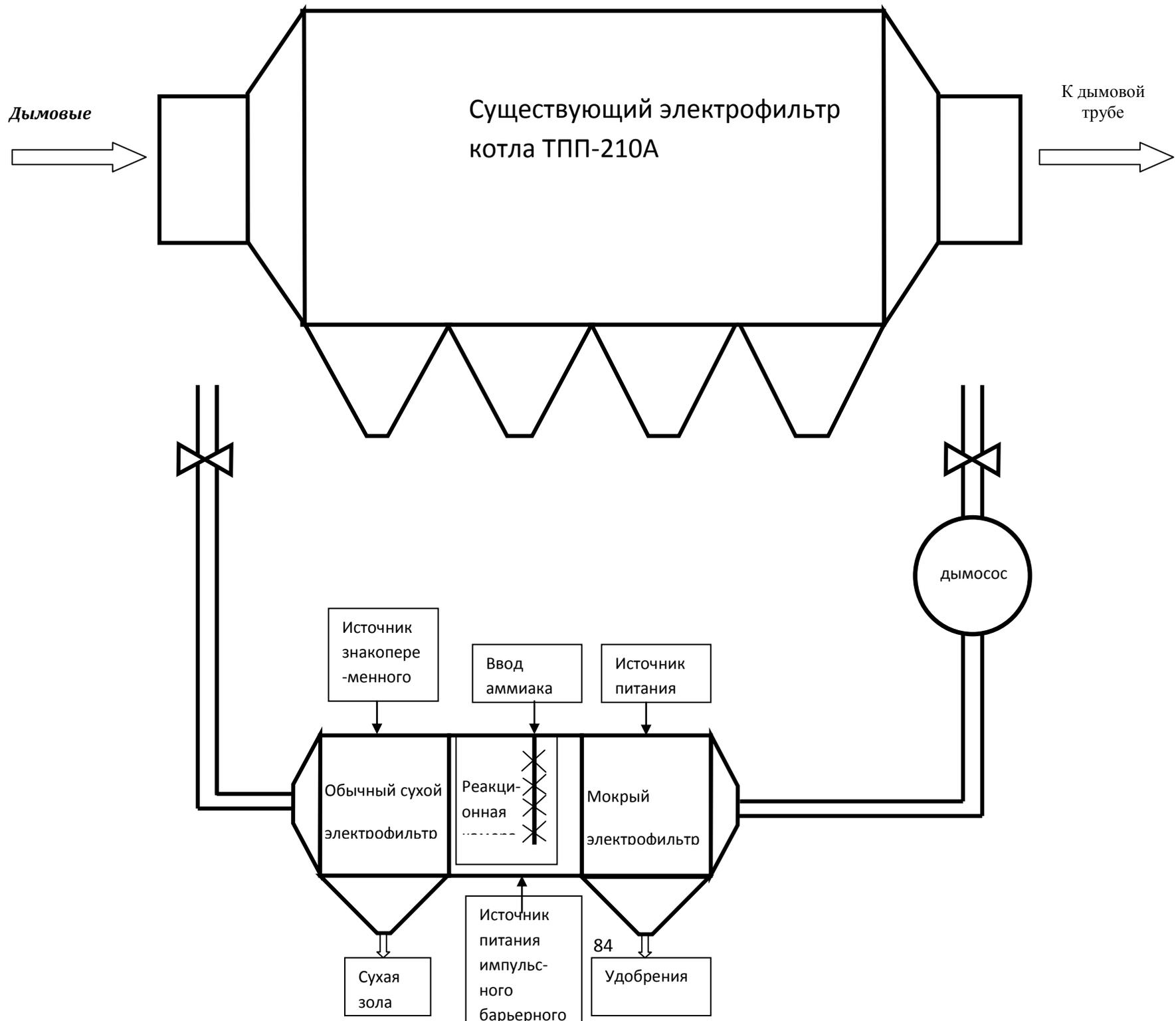
На второй стадии дымовые газы поступают в электрокаталитический реактор, представляющий из себя электроразрядную камеру, с использованием импульсного барьерного разряда. Применение импульсного барьерного разряда приводит к созданию низкотемпературной плазмы с наработкой электронов энергией 5-10 эВ и в дальнейшем химически активных радикалов (О, ОН, ОН₂, Н₂О₂ 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 электрофилт্রে 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.



3. Участники и их задачи, научно-производственные заделы и производственная база

Предполагается, что головным исполнителем при разработке новых технологий очистки будет ВТИ, поскольку он имеет богатый опыт по исследованию и разработке процессов и технологий очистки дымовых газов, а также научно-технические заделы по разрабатываемым технологиям. Кроме этого, ВТИ обладает испытательными и экспериментальными стендовыми установками на ТЭЦ ВТИ для отработки реальных фрагментов и узлов новых аппаратов.

При разработке технологии газоочистки будет задействован также ряд научно-исследовательских институтов (МЭИ, ВЭИ, РГУ им. И.М. Губкина и др) и инжиниринговые компании.

При реализации проектов для разработки технической документации потребуется привлечение проектных организаций и конструкторских бюро.

В создании опытно-промышленных установок примут участие котельные заводы, изготовители промышленного и газоочистного оборудования, а также строительно-монтажные организации.

Потенциальными участниками проекта могут стать генерирующие компании, имеющие наибольшую заинтересованность в разработке новых технологий газоочистки и создании опытно-промышленных установок на их производственной площадке.

4. Этапы развития и сроки выполнения

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

- Проведение НИР и создание экспериментальной установки – 2012г.
- Проведение экспериментальных исследований и отработка технических решений – 2013-2014гг.

– Разработка технических требований и проектно-конструкторской документации на опытно-промышленную установку (ОПУ) – 2013г.

– Сооружение и наладка ОПУ, сдача в эксплуатацию – 2014г.

– Разработка технических требований и проекта на промышленную установку – 2015г.

4.2. Технология двухступенчатого некаталитического восстановления оксидов азота

В настоящее время в рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2012 годы» ОАО «ВТИ» выполняет гос. контракт по теме «Разработка опытно-промышленной установки по технологии двухступенчатого некаталитического восстановления оксидов азота для пылеугольного котла». Основные этапы и сроки выполнения этого контракта представлены ниже:

Этап 1. Обоснование и выбор технических решений по ОПУ: 16.05.11-30.09.2011

1.1. Обоснование и выбор оптимального варианта технических решений по ОПУ применительно к пылеугольному котлу.

1.2. Проведение патентных исследований в области технологий низкотемпературного восстановления оксидов азота карбамидом.

1.3. Разработка установки озонирования продуктов разложения карбамида для низкотемпературной ступени очистки.

Этап 2. Разработка эскизного проекта ОПУ: 01.10.11-01.12.2011

2.1. Разработка эскизного проекта ОПУ по двухступенчатой технологии селективного некаталитического восстановления (СНКВ) оксидов азота для пылеугольного котла

2.2. Изготовление оборудования установки озонирования продуктов разложения карбамида для низкотемпературной ступени очистки.

2.3. Разработка и изготовление специального оборудования для экспериментальных работ

2.4. Приобретение специального оборудования для экспериментальных работ

2.5. Проведение пуско-наладочных работ высокотемпературной ступени установки СНКВ.

2.6. Опытно-промышленная эксплуатация высокотемпературной ступени установки СНКВ

2.7. Расчетные и экспериментальные исследования процессов восстановления оксидов азота с применением карбамида в низкотемпературной области.

Этап 3. Разработка технического проекта ОПУ: 01.01.2012-31.05.12

Разработка технического проекта ОПУ, в том числе:

– разработка конструктивных решений ОПУ и ее составных частей;

– разработка и обоснование технических решений, обеспечивающих проектные показатели;

– выполнение расчетов нестандартного оборудования.

Этап 4. Разработка проектно-конструкторской документации на ОПУ: 01.06.12-01.12.12

4.1. Разработка рабочей конструкторской документации на ОПУ.

4.2. Разработка проекта установки ОПУ на пылеугольном котле.

4.3. Разработка инструкции по пуску и эксплуатации ОПУ.

4.4. 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.

4.5. Модернизация высокотемпературной ступени очистки установки СНКВ.

Этап 5. Изготовление опытного образца и проведение

предварительных испытаний: 01.01.13-31.07.13

5.1. Приобретение и изготовление нестандартного оборудования для ОПУ

5.2. Приобретение материалов и комплектующих для ОПУ.

5.3. Монтаж оборудования ОПУ на пылеугольном котле.

5.4. Проведение пуско-наладочных работ на ОПУ

5.5. Разработка программы и методики предварительных испытаний ОПУ.

5.6. Проведение предварительных испытаний ОПУ.

5.7. Корректировка режимов работы высокотемпературной ступени установки СНКВ при подаче активированного карбамида во 2-ю ступень очистки.

5.8. Оптимизация режимов эксплуатации ОПУ при различных нагрузках котла.

Этап 6. Проведение приемочных испытаний ОПУ: 01.08.13-15.10.13

6.1. Корректировка рабочей конструкторской документации на ОПУ по результатам предварительных испытаний и присвоение документации литеры "О".

6.2. Разработка программы и методики приемочных испытаний ОПУ.

6.3 Проведение приемочных испытаний ОПУ.

6.4. Присвоение рабочей конструкторской документации на ОПУ литеры "О₁".

6.5. Проведение маркетинговых исследований и разработка бизнес-плана.

В ходе выполнения работ по государственному контракту на энергоблоке №3 мощностью 330 МВт Каширской ГРЭС, сжигающем кузнецкий уголь будет сооружена опытно-промышленная установки по двухступенчатой технологии некаталитического восстановления оксидов азота. В дальнейшем на основе результатов промышленных испытаний и

будут разработаны предложения по дальнейшему тиражированию установок на других объектах.

4.3. Аммиачно-сульфатная сероочистка

- Проведение НИР по обоснованию технологической схемы и исследование режимов интенсификации процесса массообмена – 2012г.
- Разработка проекта опытно-промышленной установки – 2013г.
- Изготовление и покупка технологического оборудования – 2014г.
- Сооружение опытно-промышленной установки – 2014г.
- Проведение пуско-наладочных работ – 2015г.
- Сдача в опытную эксплуатацию и проведение научно-исследовательских работ – 2016г.
- Разработка проекта промышленной установки и распространение технологии в промышленности.

4.4. Комплексная технология газоочистки

- Проведение НИР в области комплексной газоочистки – 2012-2013гг.
- Разработка и создание опытно-промышленной установки газоочистки на 10000 м³/ч – 2013г.
- Проведение пуско-наладочных работ и сдача установки в опытно-промышленную эксплуатацию – 2014г.
- Проведение исследований на ОПУ по оптимизации технологии комплексной очистки – 2014г.
- Разработка технических требований и проектно-конструкторской документации на промышленную установку – 2015г.
- Распространение установок комплексной газоочистки в промышленности – 2016-2018гг.

5. Необходимые исследования для выполнения технологии

В ходе разработки технологий экологически чистого использования твердого топлива и газоочистки потребуются проведение ряда научно-исследовательских и экспериментальных работ по выбору оптимальных конструктивных решений для систем газоочистки угольных энергоблоков, включая комбинированный золоуловитель, двухступенчатое некаталитическое восстановление оксидов азота, аммиачно-сульфатную сероочистку.

6. Развитие кооперации с участием производителей, научных организаций, ВУЗов и других организаций

При разработке технологий экологически чистого использования твердого топлива и газоочистки будет обеспечена кооперация с участием ВУЗов, научно-исследовательских институтов, конструкторских бюро, проектных организаций, производителей газоочистного и промышленного оборудования, строительно-монтажных организаций и генерирующих компаний.

7. Кооперация с зарубежными партнёрами

При разработке технологий экологически чистого использования твердого топлива и газоочистки научно-исследовательская часть и экспериментальные работы могут быть выполнены без участия зарубежных организаций.

Производство опытно-промышленных установок газоочистки может быть осуществлено на отечественных заводах изготовителях промышленного и газоочистного оборудования.

Необходимость участия в проекте зарубежных партнёров и кооперация с ними будет определена на начальных стадиях разработки технологий газоочистки. В настоящее время их участие не предполагается, но возможно в случае целесообразности и необходимости использования их оборудования и технологий.

8. Ресурсное обеспечение технологии

Для успешной реализации проекта потенциальные участники имеют оснащенную на современном уровне научно-техническую и материальную базы, а также высококвалифицированные научные и инженерно-технические кадры.

На отечественном рынке широко представлены ресурсы как российских, так и зарубежных производителей газоочистного и вспомогательного оборудования, необходимые для производства опытно-промышленных установок газоочистки.

Проект 2 Технологии улавливания из цикла и захоронения CO₂

1. Актуальность, перспективы применения технологии, индикаторы

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.

Меры по повышению эффективности энергопроизводства и энергопотребления, переход на сжигание газа вместо угля или мазута, разведение и восстановление лесов являются в краткосрочной перспективе основным способом снижения антропогенной эмиссии CO₂. Сегодня существенное снижение выбросов CO₂ в атмосферу от ТЭС, в частности, угольных, достигается при комбинированной выработке электроэнергии и тепла. В России она получила широкое развитие и, по принятым оценкам, 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.

2. Основные цели технологии, ожидаемые результаты

В настоящий момент необходимо уже сейчас интенсифицировать исследования и разработки в этих направлениях с целью интеграции в мировую научную и технологическую цепь подобных разработок и создания собственных пилотных проектов.

В технологии улавливания CO_2 предусмотрена разработка ТЭО-проекта угольного блока мощностью 600-800 МВт с улавливанием CO_2 .

Основные технические показатели этого блока приведены ниже.

– Номинальная мощность, МВт	600–800
– Давление перегретого пара, МПа	25–27
– Температура перегретого пара/температура пара	
– промперегрева, °С	600–620
– КПД нетто, %	45
– КПД нетто, % (с улавливанием CO_2).....	38
– Концентрация NO_x в дымовых газах, мг/м^3	100
– Концентрация SO_x в дымовых газах, мг/м^3	50
– Концентрация летучей золы в дымовых газах, мг/м^3	20
– Эффективность улавливания CO_2 , %.....	95

Будут рассмотрены варианты улавливания CO_2 путём сжигания в среде кислорода с рециркуляцией дымовых газов (для пылеугольных котлов и котлов с ЦКС), и использование аминов для очистки дымовых газов и газов газификации угля.

3. Участники и их задачи, научно-производственные заделы и производственная база

ОАО «ВТИ» с 2005 года начал разработки в области улавливания и захоронения CO_2 . Они включают в себя исследования установок с

внутрицикловой газификацией и очисткой от CO₂, использования технологий сжигания в химических циклах, сжигания в среде кислорода с рециркуляцией CO₂. Совместно с ОАО «ПОДЗЕМГАЗПРОМ» и РГУ нефти и газа им. Губкина выполнены разработки в области подземного захоронения CO₂ и закачки его в нефтяные скважины. Они финансировались Федеральным агентством по науке и инновациям и РАО «ЕЭС» России. Также были выполнены исследования в рамках международного проекта «Calcium cycle for efficient and low cost CO₂ capture using fluidized bed systems».

Результаты работы заложили основы для создания опытной установки с полным циклом улавливания и захоронения CO₂. При этом перспективным может быть метод захоронения с целью повышения нефтеотдачи. Целесообразно продолжить исследования и разработки по использованию различных модификаций сжигания и газификации твёрдого топлива с последующим улавливанием CO₂.

В работе по договору с РАО «ЕЭС России» «Проведение исследований и разработка технических решений по улавливанию CO₂ из энергетических циклов и его последующего захоронения» была разработана программа создания пилотной установки мощностью 50 МВт для улавливания CO₂ и его последующего захоронения и были даны оценки стоимости и сроков внедрения пилотных проектов.

4. Этапы развития и сроки выполнения

На ближайшее будущее (после 2018-2020 г.г.) необходимо иметь технические решения по сооружению угольных блоков большой мощности с возможным улавливанием CO₂.

Возможные сроки и основные этапы по созданию пилотных установок по улавливанию и захоронению CO₂ при использовании различных технологий приведены ниже.

Технологии	Состояние	Завершение	Разработка	Возможный
------------	-----------	------------	------------	-----------

		стадии НИР	ОИС и начало сооружения	ввод в эксплуатацию
Улавливание CO ₂ из цикла с использованием ПГУ с ВЦГ	Научные разработки в основном выполнены. Переход в стадию ОКР.	Стадия НИР в основном завершена	ОИС – 2012 год	2015 г.
Сжигание в среде кислорода с рециркуляцией CO ₂	Необходимы исследования на экспериментальных стендах. Имеется хороший задел по оборудованию	2013 г.	2013-2014 г.	2017 г.
Установки с циклами при использовании сорбентов и оксидов металлов	Научный задел различен по направлениям и ещё не достаточен для перехода в стадию ОКР	Создание небольших (1-10 МВт) установок и выбор варианта для демонстрации, 2014 г.	2014-2015 г.	2018 г.
Гибридные установки с твёрдооксидными топливными элементами	Научный задел различен по направлениям и ещё не достаточен для перехода в стадию ОКР	2012-2014 гг.	2016 г.	2018 г.
Подземное захоронение и закачка	Стадия концептуальных проектов и проработок возможных мест захоронения	Изыскания на выбранных конкретных объектах, 2011-2013 гг.	2015 г.	2018-2019 г.
Разработка перспективных энергоблоков, подготовленных для улавливания и последующего	Научный задел различен по направлениям и ещё не достаточен для перехода в стадию ОКР	После 2014 года	2016-2017	После 2020 года

захоронения CO ₂				
-----------------------------	--	--	--	--

5. Необходимые исследования для реализации технологии

В рамках технологии удаления CO₂ из циклов для ряда технологий (удаление CO₂ из циклов ПГУ) необходим переход к стадии ОКР, для ряда других технологий (использование сорбентов и оксидов металлов) - научный задел различен по направлениям и ещё не достаточен для перехода в стадию ОКР), а для технологии сжигания угля в кислороде требуется стендовая проработка данного направления.

6. Развитие кооперации с участием производителей, научных организаций, ВУЗов и других организаций

Для реализации пилотных проектов по транспорту и подземному захоронению CO₂ или закачке CO₂ в нефтяные скважины необходимо объединение усилий ряда компаний (нефтедобывающие компании, ОАО «Газпром» и другие). В настоящее время эти разработки находятся в стадии концептуальных проектов. Необходимо наметить и согласовать два-три объекта для захоронения и провести все предварительные изыскания. Место расположения объекта захоронения должно быть на расстоянии не более 100 км от объектов генерации CO₂.

В рамках данной работы может осуществляться кооперация между научными организациями (ОАО «ВТИ», ОИВТ РАН, Курчатовский институт и др.), вузов (РГУ нефти и газа им. Губкина), «Газпромом» и его подразделениями, заводами (ОАО «Силловые машины», и др.) и другими организациями.

7. Кооперация с зарубежными партнёрами

В рамках разрабатываемой технологии возможно сотрудничество со следующими зарубежными организациями: ENEL; Mitsui Babcock; The Bellona Foundation; Siemens; ALSTOM, которые занимаются проблемами выведения CO₂ из энергетических циклов.

8. Риски реализации

Благодаря тому, что удаление CO₂ из технологических газов с применением аминов освоено в химической и нефтехимической промышленности, риски реализации технологии отсутствуют.

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

1. Актуальность

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 г.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.

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.

Основные технические требования к теплофикационной ПГУ-170 (160) приведены ниже:

Номинальная электрическая мощность, МВт:	
конденсационный режим	170
теплофикационный режим	160
Номинальная тепловая мощность, Гкал/час	95

Давление перегретого пара, МПа	7,3
Давление пара промперегрева, вход/выход, МПа	1,54/1,9
Температура пара высокого давления, °С	500
Температура пара промперегрева, вход/выход, °С	500/331
Температура пара низкого давления, °С.....	229
Диапазон регулирования, без изменения состава оборудования, %.....	100–60
КПД на конденсационном режиме. %	52,4
Коэффициент использования топлива на теплофикационном режиме, %	86
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	не более

3

Полный срок службы, лет.	более 40
Расчетный ресурс оборудования, тыс. ч	более 200
Концентрация NO _x в дымовых газах, мг/м ³	менее 50
<u>Преимущества создаваемой теплофикационной ПГУ-170 (160) по</u>	

сравнению с зарубежными аналогами:

- используется отечественное основное и вспомогательное оборудование;
- будут применены компоновочные и технические решения, позволяющие использовать теплофикационную ПГУ-170 (160) в главных корпусах при реконструкции действующих ТЭЦ;
- обеспечен высокий коэффициент использования тепла топлива при работе в теплофикационном режиме;
- серийные теплофикационные ПГУ-170 (160) будут дешевле на ~20 %, чем зарубежный аналог за счёт унификации оборудования, модульной его поставки, типизации проектных решений и широкого тиражирования.

2. Основные цели и задачи технологии, сроки и этапы ее реализации

Основной целью технологии 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;

4. Технология реализуется в течение пяти лет:

2011–2012 гг.:

- выбор и согласование места размещения теплофикационной ПГУ-170(160);
- 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);
- разработка технических условий на поставку основного и вспомогательного оборудования теплофикационной ПГУ-170(160);
- разработка рабочего проекта основного и вспомогательного оборудования теплофикационной ПГУ-170(160).

2011–2013 гг.:

- техническая подготовка, изготовление и поставка основного и вспомогательного оборудования теплофикационной ПГУ-170(160).

2013–2014 гг.:

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

2015 г.:

- освоение и эксплуатация демонстрационной теплофикационной ПГУ-170 (160).

5. Основные разработчики:

ОАО «Интер РАО ЕЭС», ОАО «НПО «САТУРН», ОАО «ЭМАльянс», филиал ОАО «Инженерный Центр ЕЭС» «Институт Теплоэлектропроект».

Проект 2 Теплофикационная ПГУ-100 (90) МВт

Настоящий проект теплофикационной ПГУ-100 реализуется на базе газовой турбины ГТЭ-65 ОАО «Силовые Машины» и вместе с проектом теплофикационной ПГУ-170 на базе ГТЭ-110 образует технологический комплекс, обеспечивающий решение задач перевода на парогазовый цикл

действующих паросиловых ТЭЦ, а также строящихся теплофикационных парогазовых установок аналогичной электрической мощности, предусмотренных Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. с учётом перспективы до 2030 г.

Теплофикационная ПГУ-100 включает следующий состав основного оборудования:

- ГТЭ-65 – головной образец изготовлен, проходит испытания на ТЭЦ-9 Мосэнерго в 2011-2012 г.г.;

- паровая турбина ~30 МВт Калужского турбинного завода с осевым или боковым выхлопом без подвального конденсатора;

- расцепная муфта;

- единый генератор – 95-100 МВт

- котел утилизатор.

Основные параметры газотурбинной установки ГТЭ-65:

- электрическая мощность 61,5 МВт;

- КПД ГТУ 35,2 %;

- КПД ПГУ 52 %;

- температура газов в горле СА 1 ступени турбины 1280 °С;

- температура газов на выходе из турбины 555 °С;

- выбросы окислов азота (NO_x) не более 50 мг/нм³.

В составе газовой турбины осевой 16-ти ступенчатый компрессор с тремя регулируемыми направляющими аппаратами, четырёхступенчатая охлаждаемая турбина и низкоэмиссионная кольцевая камера сгорания.

График испытаний ГТЭ-65 на ТЭЦ-9 ОАО «Мосэнерго» предусматривает 3 этапа, завершение которых планируется в июне 2012 г. с последующей сдачей ГТЭ-65 в коммерческую эксплуатацию.

2012–2013 гг.:

- выбор и согласование места размещения теплофикационной ПГУ-100(90);

- испытания головного образца ГТЭ-65 на ТЭЦ-9 (ориентировочные затраты 150 млн. руб.);
- модернизация ГТЭ-65 для условий работы в схеме (ориентировочные затраты 60 млн. руб.);
- НИОКР по оптимизации тепловой схемы ПГУ (ориентировочные затраты 50 млн. руб.);
- 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);
- разработка технических условий на поставку основного и вспомогательного оборудования теплофикационной ПГУ-170(160);
- разработка рабочего проекта основного и вспомогательного оборудования теплофикационной ПГУ-170(160).

2012-2014 гг.:

- разработка паровой теплофикационной турбины КТЗ для ПГУ (ориентировочные затраты 120 млн. руб.);
- техническая подготовка, изготовление и поставка основного и вспомогательного оборудования теплофикационной ПГУ-100(90).

2014-2015 гг.:

- строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и ввод в эксплуатацию демонстрационной теплофикационной ПГУ-100(90).

2016 г.:

- испытания головной ПГУ на объекте эксплуатации (ориентировочные затраты 150 млн. руб.);
- освоение и эксплуатация демонстрационной теплофикационной ПГУ-100(90).

Основные технические требования к характеристикам (показателям) теплофикационной ПГУ-100(90):

Электрическая мощность газовой турбины, МВт 59,4

Мощность паровой турбины, МВт.....	30
Тепловая мощность паровой турбины, Гкал/час	50
Мощность ПГУ, МВт.....	89,4;
КПД ПГУ (брутто), %.....	52,5
Полный срок службы, лет	более 40
Расчетный ресурс оборудования, тыс. ч.....	более 200
Концентрация NO _x в дымовых газах, мг/м ³	менее 50

Основные целевые индикаторы и показатели технологии теплофикационных ПГУ-170(160) и ПГУ-100(90):

- высокая эффективность топливоиспользования, обеспечение коэффициента использования тепла топлива в теплофикационном режиме на уровне 86 %;
- снижение себестоимости электроэнергии, производимой теплофикационными ПГУ-170(160) и ПГУ-100(90) на 20 процентов по сравнению с показателями паросиловых ТЭЦ;
- кратное сокращение выбросов парниковых газов в атмосферу и водопотребления теплофикационными ПГУ-170(160) и ПГУ-100(90) по сравнению с показателями паросиловых ТЭЦ;
- соответствие теплофикационных ПГУ-170(160) и ПГУ-100(90) перспективным экологическим требованиям по выбросам и сбросам вредных веществ в окружающую среду.

7. Основные разработчики

ОАО «Силовые машины»; ОАО «ЭМАльянс»; ОАО «Калужский турбинный завод»; ОАО «ВТИ»; ГНЦ РФ ОАО НПО «ЦНИИТМАШ»; НПО «ЦКТИ»; ЦИАМ; филиал ОАО «Инженерный Центр ЕЭС» «Институт Теплоэлектропроект».

Проект 3 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

Высокая удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении, составляющая для теплофикационных ПГУ 1200÷1500 и более кВт·ч/Гкал при уровне использования тепла топлива 86% является одним из главных показателей эффективности парогазовой технологии в сравнении с паросиловыми установками.

Вместе с тем, это приводит к уменьшению доли тепловой и увеличению электрической мощности ТЭЦ и вызывает необходимость разработки мер по компенсации снижения выработки тепловой энергии.

Наиболее доступной мерой для этого является строительство пиковых котлов и передача на них части тепла, если оно не может быть выработано парогазовой установкой. При этом возрастает число часов использования тепловой мощности пиковых котлов и снижается общая эффективность топливоиспользования.

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.

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 (CO₂, 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.

При этом могут применяться ТН большой мощности непосредственно на площадке ТЭЦ (централизованная схема размещения), так и распределённая приближённая к эффективным источникам низкопотенциального тепла и потребителям (децентрализованная схема).

Разработка перспективных технологических комплексов на основе теплофикационных ПГУ-170 и ПГУ-100 с применением теплонасосных установок, осуществляется в рамках тех же календарных сроков, которые

приведены выше по централизованной схеме размещения ТН на площадке ТЭЦ.

2012–2013 гг.:

- 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;
- разработка технического проекта, обоснование инвестиций в строительство теплонасосной установки большой мощности 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.

2012–2014 гг.:

- техническая подготовка, разработка, изготовление и поставка оборудования теплонасосной установки большой мощности.

2014–2015 гг.:

- строительно-монтажные, пуско-наладочные работы и ввод в эксплуатацию демонстрационной теплонасосной установки большой мощности.

2016 г.:

- испытания, освоение и эксплуатация теплонасосной установки большой мощности в едином технологическом комплексе с ПГУ.

Основные разработчики: 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».

6. Перспективы поставки разработанной продукции в страны СНГ и дальнего зарубежья

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 импортировать котельные установки для сооружения новых и замены устаревших энергоблоков. Высокое качество российской продукции, разрабатываемой в соответствии с Технологической Платформой, 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 технологии парогазовых установок с внутрицикловой газификацией, разрабатываемых в соответствии с настоящей ТП. 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.

Привлекательным рынком для высокоэффективных энергетических установок российского производства является Южная Америка. Страны этого региона пока что развивают свою тепловую энергетику на базе продукции северо-американских заводов (США и Канады). Однако высокое качество разрабатываемой в РФ продукции в сочетании с

некоторыми мерами экономического характера позволят российским энергомашиностроительным компаниям выйти и на этот рынок.

7. Меры по дальнейшему усовершенствованию разработанных технологий и продуктов для повышения их конкурентоспособности на мировом рынке

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 (высокоприбыльно-

го) 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.

8. Рекомендации по стратегиям разработки и внедрения инновационных продуктово-технологических решений в рамках ТП

При разработке новых технологий и оборудования на первом этапе необходимо собрать всю доступную информацию об имеющихся исследованиях по выбранному направлению как в РФ, так и за рубежом. Анализ результатов, опубликованных в технических журналах и монографиях, позволит сократить объём аналитических и экспериментальных исследований, необходимых для разработки конечного продукта.

В некоторых случаях полезной может оказаться проверка работоспособности создаваемого продукта путём встраивания опытного образца в схему действующего энергоблока или тепловой электростанции. При этом, разумеется, должны быть учтены возможные риски для нормальной работы всего предприятия (в случае обнаружения недоработок в опытном образце).

При изготовлении опытного образца необходимо оценить возможности предприятия с учётом ожидаемого широкого внедрения разрабатываемого изделия. В случае необходимости можно рассмотреть возможность кооперации нескольких предприятий для изготовления отдельных узлов разрабатываемого изделия и технологической цепочки.

Для первичного внедрения готового продукта необходимо выбрать ТЭС или энергетическую компанию, которая в максимальной степени заинтересована в реализации цели, которая стояла перед разработчиками. Кроме того, нужно быть уверенным в том, что персонал выбранного объекта для первичного внедрения, имеет достаточную квалификацию для полноценной проверки инновационного оборудования.

После устранения возможных недостатков и успешной работы изделия или технологической схемы в течение продолжительного времени необходимо довести достигнутые результаты до широкой общественности.

Для этого рекомендуется в первую очередь организовать публикацию в научно-технических журналах («Электрические станции», «Теплоэнергетика», «Энергетик», «Промышленная энергетика», и др.). Кроме того, необходимо подготовить слайды и выступить с докладом на российских и зарубежных конференциях и семинарах.

Оценив заинтересованность энергетических компаний и отдельных электростанций, необходимо обратиться к руководству этих организаций с предложением внедрить на их предприятиях разработанные (и уже проверенные в промышленных условиях) инновационные технологии и изделия.

Существуют результаты специально проведенных исследований, которые позволяют сделать вывод о влиянии инновационной деятельности на экономические результаты.

Некоторые результаты исследования Института инноваций, креативности и капитала (Institute of Innovation, Creativity and Capital – IC2 Institute) Университета Техаса в г. Остин, США, показывают, что существует связь между финансированием НИОКР и коммерциализацией технологий и результатами производства. Результаты исследования указанного института показывают, что в течение 1972-1980гг происходило значительное увеличение высокотехнологичных типов продуктов и услуг в сравнении с базисными отраслями. Многие из них были новыми и не рассматривались как замещающими к другим продуктам. Все они использовали так называемые «электронные чипы», которые потребляли значительно меньшее количество энергии. По классификации Такера, электронные чипы можно было отнести к прорывной технологии, поскольку они воздействовали не только на развитие собственной новой отрасли - электроники, они воздействовали на все отрасли экономики. Их стоимость уменьшалась, несмотря на стоимость рабочей силы, материалов, инфляции и стоимости капитала. Как мы сегодня хорошо знаем, «чипы» – это не только преимущество в системах управления, это и создание новых

производственных мощностей, которые производят новые виды сервиса и потребительских товаров с меньшим потреблением энергии. «Чипы» также сокращают потребность моторов и других продуктов в материалах для их изготовления, а также – в сборочных мощностях.

Данные о воздействующих переменных в виде финансирования НИОКР и выходных переменных в виде объемов продаж по отраслям приведены в таблице 1.

Как видно из представленных данных, увеличение на 121% в текущих долларах расходов на НИОКР позволило на 149% увеличить поставки производства. Результаты анализа показали, что расходы в НИОКР в высокотехнологичные отрасли возросли в период 1972-80 гг. на 121%, в то время как экономический результат в производстве в этих же отраслях - на 171%.

Таблица 1

Влияние НИОКР и коммерциализации технологий на рост производства (1972-1980), США

Финансирование НИОКР млрд. долл. США				Объем поставок млрд. долл. США		
			Увеличение, %			Увеличение, %
НИОКР	1972	1980	(1972/1980)	1972	1980	(1972/1980)
Всего	\$19.5	\$43.6	121	\$744.0	\$1,851.0	149
Базисные отрасли	1.8	4.3	139	298.2	766.9	157
Другие производства	5	1.1	120	225.2	487.4	116
Высокотехнологичные отрасли	16.6	36.6	121	221.0	596.7	170
Услуги	7	1.6	129	N/A	N/A	N/A
ИМПУЛЬС				РЕЗУЛЬТАТ		

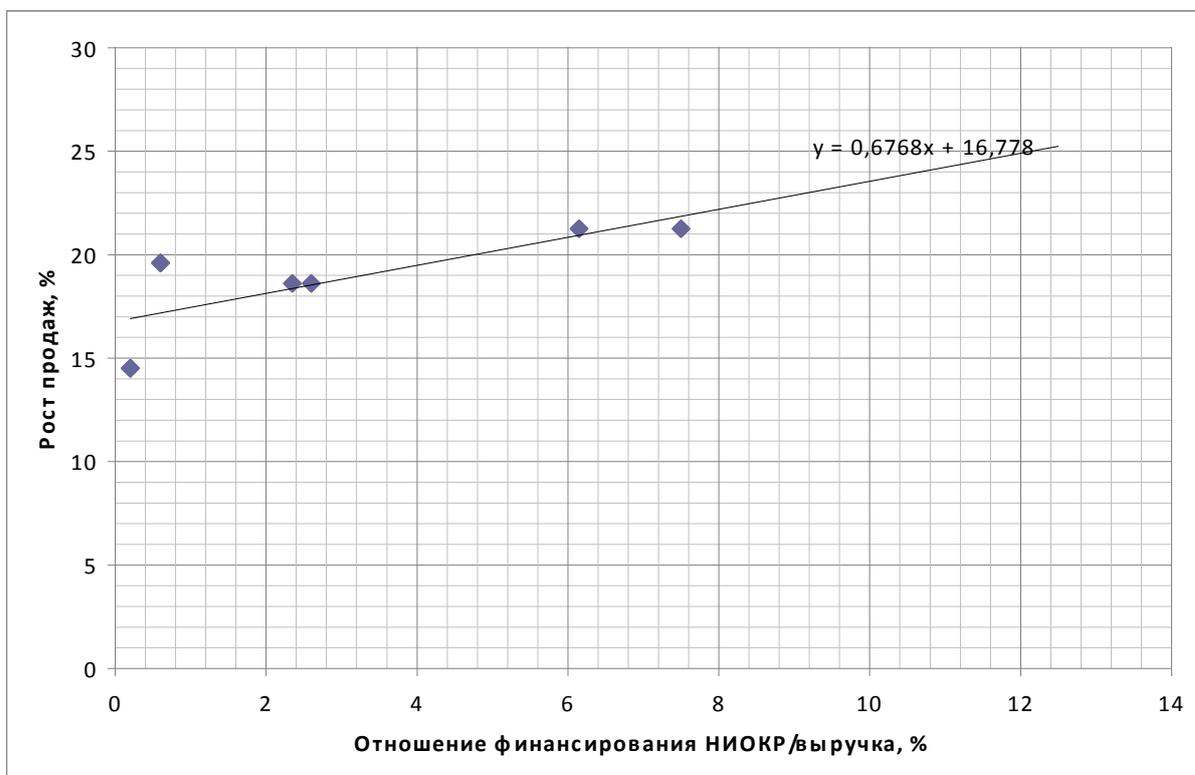
Интерпретация этих же данных, проведенных авторами настоящей статьи, в виде таких переменных как отношении объемов НИОКР к объемам производства и темпов роста объемов продаж в отрасли

позволили выявить прямую зависимость влияния НИОКР на темпы роста в отрасли (рис.3). Как видно, влияние это весьма значительно и составляет 14-21% ежегодного роста продаж, увеличиваясь с возрастанием доли НИОКР, которая в рассматриваемом случае не превышает 8 % от валовой выручки. Даже если выделить влияние инвестиций на рост экономики США в рассматриваемый период, который не превышал 2.1% ВВП /4/, влияние НИОКР на развитие отраслей остается впечатляющим.

Из полученных результатов можно сделать, по крайней мере, один важный вывод: чем выше доля НИОКР и коммерциализация результатов науки в виде продуктов и услуг, тем выше темпы роста отрасли в целом и отдельных компаний, входящих в нее в частности.

Результаты данного исследования, проведенного почти 30 лет назад, нашли подтверждение в наши дни.

Влияние НИОКР на рост выручки компаний



Известная всем консалтинговая компания Pricewaterhouse-Copper (PWC) провела обследование 399 компаний в 7 странах мира и пришла к следующим выводам:

- доля новых продуктов и услуг является ключевым показателем корпоративного успеха в отношении как роста доходов, так и повышения доходности акционеров. У компаний, которые были отнесены к инновационно – активным, совокупная доходность для акционеров капитала превышала 37% в год, что значительно выше среднего показателя, а свыше 75% оборота таких компаний приходилось на товары и услуги, введенные в рынок за последние 5 лет;
- расхождение между компаниями с высокими и низкими показателями роста существенно: у первых на долю новых продуктов и услуг приходится до 61% оборота, у вторых -26%. (Для выборки из семи стран средний показатель оборота, полученного от продажи новых товаров и услуг, составлял 38%);
- почти четверть всех компаний, которые генерировали 10% оборота (или даже меньше) от продажи новых товаров и услуг для того, чтобы сохранить стабильный, как они полагали, сбалансированный рост, в конечном счете, оказались в состоянии стагнации;
- фирмы с высоким ростом внедряли много инноваций, фирмы, которые для введения инноваций делали мало и совсем ничего, продемонстрировали низкий рост;
- в среднем, увеличение числа новых продуктов и услуг на 10% приводит к повышению темпов роста валовой прибыли на 2,5%.

В условиях дефицита времени, можно сказать, сжатого времени, сегодняшние руководители высшего звена оказываются в весьма сложной ситуации. Сложность состоит в быстрой смене руководства компаний, ориентации на краткосрочные результаты в ущерб долгосрочным результатам.

По данным исследования, проведенного Drake Beam Morin Inc., две трети всех крупных компаний в мире как минимум один раз за последние пять лет меняли своих топ-менеджеров, в 2001 году более 1000 топ-менеджеров ушли со своих постов.

По данным специалистов по оплате труда Pearl Meyer & Partners, за 2001 год потеряли работу топ-менеджеры в 39 из 200 крупнейших американских компаний.

Таким образом, задача состоит в быстром развитии инновационной деятельности, результаты которой удовлетворят собственников компании в отношении роста и доходности (прибыльности) бизнеса.

Проблема также осложняется и тем, что инновации все еще носят фрагментарный характер. Большинство опросов, проведенные различными консалтинговыми компаниями демонстрируют, что, несмотря на все время возрастающее понимание важности инноваций, большинство руководителей считают, что их компании занимаются этим недостаточно. Так, по результатам опроса 699 глобальных корпораций, проведенных Arthur D. Little, менее четверти опрошенных согласились с тем, что уровень инновационной активности их компаний соответствует успешному поведению на рынке. Такая обеспокоенность характерна не только для отдельных компаний, она затрагивает все общество.

Современное общество уже не удовлетворено тем, как развивается инновационная деятельность. Понимая важность инноваций, многие страны стали переходить от «фрагментов» к созданию целого. Это проявилось в создании национальных инновационных систем /5/.

Национальные инновационные системы - не вновь созданные на пустом месте образования. **Это - прежде всего системы, созданные на базе уже существующих систем образования и науки и дополненные механизмами, которые позволяют первым двум системам активно трансформировать свой потенциал в общественные блага в виде продуктов инновационной деятельности.** Национальная инновационная

система представляет собой совокупность институциональных образований, относящихся к государственному и частному секторам, которые независимо или во взаимодействии друг с другом обуславливают развитие и распространение новых технологий в пределах государства.

Каждая национальная система оригинальна, и поэтому отделение элементов или механизмов от национального контекста невозможно - они разработаны и применяются, исходя из интересов той или иной страны, и тесно связаны с тем, как организована образовательная, научно-исследовательская и предпринимательская деятельность в стране. Тем не менее, **несколько общих признаков, которые характеризуют национальные инновационные системы**, можно выделить.

К ним можно отнести:

1. Провозглашенную и разработанную государственную инновационную политику на различных уровнях - федеральном, региональном, местном.

2. Прогнозирование технологического развития страны, выделение приоритетов, их реализация и коррекция при необходимости в случае получения новых знаний и технологий, и на их основе - новых перспектив развития.

3. Нормативно-правовую базу, стимулирующую инновационную деятельность и действия по устранению барьеров в этой области, а также в области вовлечения интеллектуальной собственности в хозяйственный оборот.

4. Наличие инфраструктуры инновационной деятельности в виде ряда подсистем:

Производственно-технологической - научно-технологических парков, инновационно-технологических центров и технологических инкубаторов, центров трансфера технологий,

Информационной - аналитических и статистических центров, информационных баз и сетей,

Финансово-экономической - бюджетных, внебюджетных, венчурных и страховых фондов;

Экспертизы - специально аттестованных центров,

Продвижения технологий - центров патентования, продвижения, консалтинга;

Сертификации - аттестованных центров по сертификации, стандартизации, метрологии и испытаниям.

5. Специальные программы и/или партнерства, стимулирующие сближение образования, науки и инновационного бизнеса в виде программ обучения и стажировок преподавателей и научных работников в промышленности и наоборот - из промышленности в университетах и исследовательских центрах, программы финансирования инновационной деятельности в университетах, программы стимулирования исследований малыми и средними инновационными компаниями, программы совместных инициатив науки и бизнеса в исследованиях и реализации технологий.

6. Сохранение и преумножение национального кадрового научно-технологического потенциала с целью не только предотвращения «утечки умов», но и привлечения притока интеллектуальных трудовых ресурсов внутрь страны. Так, к примеру, для реализации этой задачи правительство Великобритании объявило о дополнительном финансировании в размере 100 млн. фунтов стерлингов в год в 2005-2006 гг.; в США, Германии, Японии подобного рода инициативы действуют давно; Китай и Южная Корея разработали специальные программы, подобные упомянутым выше, и дополнили их программами возвращения соотечественников, выехавших из страны для обучения и «осевших» там.

7. Международное сотрудничество в области науки и технологий. В Европе такое сотрудничество развивается в рамках Европейского союза-5-й и 6-й рамочных программ, в Китае и Южной

Корею - в виде международных программ объединенных исследований, партнерами которых являются несколько стран, либо в виде двухстороннего сотрудничества со странами-мировыми и технологическими лидерами.

Подтверждение ориентации России на инновационный путь развития, на экономику знаний звучит из уст Президента Российской Федерации Д.А. Медведева, провозгласившего концепцию четырех «И» для достижения целей долгосрочного развития, формирования комфортного для жизни людей общества, обеспечивающих лидерские позиции России в мире: **институты развития, инфраструктура, инвестиции и инновации.** В выступлении на XXII Петербургском экономическом форуме к указанным четырем «И» был добавлен пятый элемент **«Интеллект».**

8. Организация инновационной деятельности в крупных корпорациях. Организация инновационной деятельности в малых и средних компаниях и в компаниях-гигантах различна. Малые и средние компании более подвижны, многие из основателей таких компаний сами являются разработчиками и носителями инноваций и технологий, в результате коммерциализации которых развивается их бизнес. Совсем другое дело - крупные компании, в которых работают большие коллективы, существует функциональная дифференциация, соперничество отдельных подразделений, различные целевые ориентиры и рубежи, по которым оценивается их работа. Однако существует ряд крупных компаний, которые ориентированы на инновации, сформировали не только процесс генерации идей, но и его управления. К таким компаниям относятся Citigroup, EDM, Medtronic, Colgate-Palmolive, Borg-Warner, Royal Dutch/Shell.

Краткая характеристика их моделей генерации и управления нововведениям приведена в таблице ниже.

Разумеется, каждая из моделей имеет свои сильные и слабые стороны и не может быть универсальной. Общим является создание «духа», атмосферы предпринимательства в крупных коллективах, которые позволяют использовать внутренние интеллектуальные ресурсы компании для реализации конечной цели инновационной деятельности - роста компании, ее прибыльности и обеспечения конкурентного превосходства.

Общими выводами анализа систем управления идеями, из которых в конечном итоге появляются новые продукты, процессы и стратегии, являются следующие:

- 1.** Возможность инновационной деятельности зависит от воли руководства ее развивать и использовать в деятельности корпорации;
- 2.** Организация инновационной деятельности в крупной компании должна носить системный характер, то есть быть организационно-оформленной, и распространяться на всю или часть компании в зависимости от целей и выделяемых ресурсов;

Характеристики моделей генерации и управления инновациями

Вид модели, лидер использования	Содержание модели	Показатели работы	Эффект/ компенсация мотивации	Масштабирование в другие компании
Система предложений (программы вовлечения сотрудников), American Airlines (авиаперевозки)	Представление предложений в специальную комиссию, оценивающий идеи и курирующий их реализацию	85 тыс. работающих, 17 тыс. предложений в год, 8000 рассматриваются серьезно, 25% из которых (т.е. 2000) претворяются в жизнь	Новые способы сокращения издержек, годовой эффект – экономия 36 млн.долл. / 10% от суммы, сэкономленной в течение 1-го года.	6000 организаций США, ежегодный суммарный эффект – 2 млрд. долл. США, более 6000 долл. /предложение
Команды непрерывного совершенствования, Dana Corporation (поставка запчастей для автотранспорта)	Мотивация не отдельных инноваторов, а коллективного творчества, фокус - на непосредственных исполнителей операций и процессов	82 тыс. работников, офисы в 33 странах, около 2 млн. предложений в год, претворение в жизнь предложений – 80%	Сокращение расходов, совершенствование продукции, повышение качества (в основном приростные инновации)	Toyota
Политика открытых дверей, Disney (производство мультфильмов, ресторанный бизнес, сеть розничной торговли, парки развлечений)	Представление идей непосредственно руководителю в обход служебной иерархии, организация презентаций идей 3 раза в год («гонг-шоу»)	133 тыс. сотрудников, деятельность в Северной и Южной Америке и Европе	Развитие новых продуктов и даже – направлений новых видов бизнеса – ресторанного, сети розничной торговли	Virgin Group
Новые венчурные команды, Procter & Gamble (бытовая химия, средства	Создание целевых групп по поиску перспективных идей, их анализу в отношении осуществимости, разработка	110 тыс. сотрудников, офисы в 23 странах мира	Нетрадиционные оригинальные идеи, касающиеся продукции, услуг или стратегии, которые обладают потенциалом	Nortel Networks, Canada EDS, USA, Royal Dutch/ Shell

гигиены)	и вывод на рынок		революционных, ускорение разработки и вывода новых продуктов на рынок; разработано 57 новых продуктов/ участие в венчурном проекте, покрытие затрат участника, его участие в доле от полученного эффекта.	
Инкубатор идей, Xerox	Создание отдельных децентрализованных подразделений «свободного полета» для разработки и быстрой реализации на рынке новых революционных технологий	53 тыс. сотрудников, представительства в 170 странах	Появление значительного числа новых идей (компьютерная мышь, графический интерфейс для пользователя), которые принесли успех многим компаниям, но не Xerox/ низкая эффективность из-за слабого механизма мотивации	Cargill, Ford, Lockheed
Выдвижение идей и их реализация в масштабах всей организации, Appleton Paper (производство термобумаги)	Идеи работников компании рассматривают девять групп с пересекающимися функциями, каждую из которых возглавляет старший менеджер, который отвечает за развитие лучших идей от стадии проектирования до стадии появления на рынке.	2500 сотрудников, 700 предложений в год	Новый продукт - цифровая бумага, ряд проектов находится в разработке	Verizon Corporation

<p>Инновационные команды, Whirlpool Corporation (производство стиральных машин)</p>	<p>Организация в масштабах всей компании сети работников, обладающие новаторскими навыками для поиска и реализации новых перспективных идей</p>	<p>60 тыс. сотрудников, 75 человек - инновационная команда, включающая инноваторов и управленцев высшего звена, 1100 новых идей, первый отсев 80 предложений, окончательная реализация - 11.</p>	<p>Новации, способствующие росту компании</p>	<p>Новая модель, данных о применении нет</p>
<p>Катализатор инноваций, Citigroup</p>	<p>Идеи не покидают пределов подразделения компании или бизнес-единицы, а реализуются в четыре стадии: создаются, оцениваются и одобряются, разрабатываются и реализуются «на месте», быстро передаются в другие подразделения со схожим видом деятельности</p>	<p>350 тыс. сотрудников, представительства в 139 странах на 5 континентах</p>	<p>Создание конкурентных преимуществ на отдельных рынках. Эффективность бизнес-единицы оценивается по эффективности реализации новых идей. «Катализатор инноваций» - управляющий, который на постоянной основе выступает в роли лидера и «диспетчера» на уровне страны или региона. 30% рост в одном из регионов</p>	<p>Новая модель, данных о применении нет</p>

3. Инновационная система компании, обладая некоторыми общими чертами, будет носить индивидуальный характер, отражающий особенности компании в отношении ее культуры, масштаба операций, стиля управления, рынков, на которых она работает.

4. Система должна иметь четкие критерии вознаграждения авторам идеи и разработчикам – систему мотивации в отношении генерации идей и их воплощения и компенсации усилий за результативность.

9. Меры по созданию условий для коммерческого оборота инновациями. Главным двигателем инновационного развития в стране, разумеется, должен быть бизнес, а не государство.

При этом понятно, что основной системной причиной слабого прогресса в инновационном развитии является отсутствия спроса у бизнеса и населения на инновационные товары и услуги. В этой связи первоочередные действия государства должны быть направлены на разработку мер повышения спроса на инновации у бизнеса и населения.

Среди мер повышения спроса на инновации у бизнеса следует отметить меры:

- прямого государственного воздействия;
- экономического воздействия;
- взаимной ответственности бизнеса и государства.

Система мер прямого государственного воздействия может включать меры:

- административного воздействия;
- воздействия на рынок государственных закупок и закупок естественных монополий;
- совершенствования государственного управления.

Среди мер экономического воздействия следует выделить бюджетные и налоговые меры. К мерам взаимной ответственности бизнеса и государства можно отнести:

- частно-государственное партнерство при реализации инновационных проектов;
- совместное планирование производственных и инновационных программ.

Учитывая, что вопросы нового законодательного обеспечения инновационной деятельности, а также построения инновационной инфраструктуры требуют определенного времени, целесообразно весь комплекс вышеприведенных мер по интенсификации коммерческого оборота инновациями реализовать в два этапа.

На первом этапе (до трех лет) должны быть задействованы в основном меры прямого государственного воздействия с использованием потенциала субъектов естественных монополий и предприятий с высокой долей государственной собственности. В рамках первого этапа должны быть реализованы:

- административные меры;
- меры воздействия на рынок государственных закупок и закупок естественных монополий;
- меры по совершенствованию государственного управления;
- меры взаимной ответственности бизнеса и государства.

На втором этапе:

- должно быть окончено законодательное оформление рынка инноваций;
- введены в действие методы экономического регулирования инновационной деятельности;
- сформировано единое электронное информационное пространство (возможно на основе реализации проекта В2В-Интехно) спроса и предложения на инновации;
- разработаны для реализации меры по повышению спроса на инновационные продукты у населения.

Меры первого этапа

(1) Административные меры

- использование методов технического регулирования, обеспечивающих приоритет использования инновационных товаров и услуг;
- государственный запрет на использование устаревших технологий;
- корпоративные регламенты для субъектов естественных монополий и предприятий с долей госсобственности, предусматривающие использование инновационных товаров и технологий;
- разработку и утверждение для субъектов естественных монополий и предприятий с долей государственной собственности программ инновационного развития.

(2) Меры воздействия на рынок государственных закупок и закупок естественных монополий

- установление на федеральном, региональном и муниципальном рынках государственных закупок квот на закупку инновационных товаров и услуг;
- распространение такого же правила на закупки субъектов естественных монополий и предприятий с долей госсобственности;
- предоставление бонусов потребителям при покупке инновационных товаров.

Вышеприведенный комплекс мер призван задействовать весь потенциал субъектов естественных монополий и предприятий с высокой долей государственной собственности. В том же направлении на первом этапе должны быть задействованы меры государственного управления.

(3) Меры государственного управления

- разработку в соответствии с практикой, применяемой в министерствах других стран, пятилетних планов инновационного развития отраслей;
- создание при Правительстве РФ или Президенте РФ специального органа, в функциях которого в том числе была бы ответственность за

инновационное развитие страны и разработка комплексной программы инновационного развития экономики, с учетом программ инновационного развития отраслей;

- формирование методологии разработки программы инновационного развития, предусматривающей обязательное участие в ней министерств и Роспатента, в том числе осуществляющих анализ патентов и заявок на патенты, зарегистрированных в России и трех мировых патентных офисах по направлениям отраслевого развития экономики;
- разработку и утверждение классификатора инновационных технологий и инновационных продуктов;
- разработку и утверждение годового и пятилетнего реестра инновационных технологий, поддерживаемых государством;
- содействие созданию инфраструктуры рынка инноваций, в том числе в формировании единой электронной информационной системы, в которую может обратиться разработчик для реализации своего предложения (от стадии идеи до конкретной технологии) бизнесу.

В качестве такой единой электронной информационной системы может быть использована действующая в энергетике торгово-закупочная система «B2B Энерго» с интернет-порталом «B2B-Интехно», позволяющая в режиме сделок по продукции предлагать покупателю ее инновационный аналог, находящийся на конкретной стадии разработки.

В этот же период должны быть задействованы меры взаимной ответственности бизнеса и государства.

В реализации этого направления многие страны переходят на принципы отраслевых контрактов, заключаемых государством с крупными представителями бизнеса. Дело в том, что у крупных компаний, занимающих высокую долю в экономике страны, должен быть совершенно иной, чем у мелких компаний, характер взаимодействия с государством, включая их значительную социально-экономическую ответственность перед обществом.

Следует отметить, что ответственность крупного бизнеса усиливается в кризисные периоды развития экономики. У крупных компаний должен быть более публичный характер раскрытия экономики, превышающий принятый стандарт раскрытия информации. Это обусловлено тем, что «ошибки» в работе таких компаний могут привести к серьезным последствиям для национальной экономики. Сердцевиной подобных контрактов является индикативный план, согласованный бизнесом и государством.

Социальная ответственность бизнеса ТЭК перед обществом имеет очень важное значение, особенно в сфере сокращения рабочих мест и зарплаты, а также снабжения населения топливом и энергией. Учитывая вышеприведенные обстоятельства, в современных условиях развития экономики целесообразно внедрение практики разработки и применения в отраслях ТЭК отраслевых контрактов. Фактически отраслевой контракт в ТЭК будет реализовывать форму частно-государственного партнерства по многим функциональным направлениям, в том числе инновационным. С его помощью конкретизируется диалог между бизнесом и государством. Более того, взаимные обязательства и претензии бизнеса и государства друг к другу по поводу возможного их невыполнения приобретают совершенно конкретный характер. Сторонами отраслевого контракта могут являться Правительство Российской Федерации, в лице Минэнерго России, и бизнес ТЭК, в лице самых крупных компаний, составляющих, например, в совокупности более 70% объемов годовой продукции отрасли. Главной частью отраслевого контракта является индикативный пятилетний план, подготовленный и утвержденный сторонами. Реализация подобного плана, выполняемого сторонами, являлась бы логическим развитием отраслевой системы прогнозных документов, в которой на начальном этапе формировались бы списки инновационных технологий, утверждаемых координационным Советом ТЭК. При этом инновационные технологии фактически «предъявляли» бы требования к «Энергостратегии», в рамках которой фиксируются параметры развития отрасли на 20 лет. С другой стороны, индикативный пятилетний план являлся бы инструментом во-

площения вышеприведенных документов в годовой и среднесрочной перспективе. Система индикативного пятилетнего планирования должна основываться на видении сторон в установленном горизонте времени относительно ценового и объемного коридора спроса и предложения на продукцию, а также инвестиционного и инновационного развития отрасли. Формирование плана может осуществляться по системе «возвратных планов», хорошо зарекомендовавшей себя на практике. В этом случае топливно-энергетический баланс, как составная часть плана, принимает индикативную форму и утверждается на пять лет. В системе возвратных планов главная задача Минэнерго России состоит в адаптации суммарных планов компаний, в том числе инновационных, к прогнозируемому уровню достижения макроэкономических показателей в целом по стране. Помимо формирования пятилетних показателей индикативный план должен включать в себя мероприятия и необходимые нормативные, законодательные акты, которые с участием компаний должно разработать Минэнерго России для принятия их на федеральном уровне. Пятилетний индикативный план должен ежегодно корректироваться, а невыполненные сторонами взятые обязательства и параметры плановых показателей должны обсуждаться на координационном Совете ТЭК с целью выявления и фиксации причин их невыполнения, а также принятия последующих согласованных с бизнесом корректирующих воздействий. Невыполненные в контракте обязательства сторон должны подвергаться взаимным претензиям с целью повышения ответственности сторон за ранее принятые на себя обязательства. Существенная роль в этой конструкции должна принадлежать PR-компаниям. Общественность должна знать, по какой причине произошло невыполнение индикативного плана, в том числе в инновационной части. Это очень важно с точки зрения общественной оценки работы компаний ТЭК и Минэнерго России.

(4) Меры взаимной ответственности бизнеса и государства

В соответствии с вышеприведенным, меры взаимной ответственности бизнеса и государства включают следующие.

(4.1) Методы совместного планирования государства и бизнеса, в том числе:

- разработку отраслевого контракта бизнеса, в совокупности занимающего более 70% на рынке, с государством (в лице профильного министерства), который помимо пятилетних производственных планов должен включать индикативный пятилетний план инновационной деятельности, поддерживаемый государством;
- обязательное утверждение государством пятилетнего инновационного плана субъектов естественных монополий;
- создание при министерствах координационных советов по отраслям из представителей бизнеса и государства, в рамках которых должны действовать научно-технические советы, формирующие списки инновационных технологий, поддерживаемых государством.

(4.2) Методы частно-государственного партнерства, в том числе включающие:

- совместное финансирование перспективных инновационных проектов;
- снижение инвестиционных рисков бизнеса путем предоставления ему государственных гарантий и т.д.

На второй этапе должны быть задействованы все рыночные механизмы интенсификации коммерческого оборота инновациями, включая:

- экономические методы;
- методы повышения спроса на инновации у бизнеса и населения.

(5) Экономические методы

(5.1) Налоговые меры, среди которых можно выделить:

- налоговые кредиты по затратам на НИОКР (в США 25 % от инвестиций), при нижеследующем апробированном механизме: если в течение трех лет затраты на НИОКР у корпорации растут темпами 5% в год, то из ее годовой прибыли исключается трехлетний объем этих затрат;

- уменьшение на 50% налога на высокотехнологичное имущество;
- увеличение нормы амортизации более чем в два раза на высокотехнологичное имущество;
- повышение до 30 % доли списания на себестоимость основных средств (высокотехнологичное имущество) при их постановке на учет.

(5.2) Бюджетные меры, среди которых следует назвать:

- предоставление бизнесу бюджетных средств по любой схеме: кредитной, лизинговой или другой для финансирования инновационных проектов только из списка технологий, поддерживаемых государством;
- создание лизинговой компании ТЭК, использующей механизм частичного погашения государством кредитных ставок (по кредитам, взятым компаниями в российских банках) и размещение заказов на оборудование на отечественных и зарубежных машиностроительных заводах при условии концентрации лицензий на патенты у лизинговой компании.

Последняя из указанных мер - создание в ТЭКе государственной инновационно-лизинговой компании - является весьма актуальной. Такая компания фактически должна выполнять функции венчурного фонда, «вкладываясь» в поставку для предприятий ТЭК технологий и оборудования, имеющих инновационный характер. В качестве механизма финансирования деятельности компании мог бы стать достаточно отработанный на практике механизм привлечения кредитных средств с компенсацией государством процентных ставок из расчета 2/3 ставки рефинансирования. Очень важным в организации работы компании является опасность «скатиться» до тиражирования устаревшего оборудования, не отвечающего инновационным критериям. Главной задачей государственной лизинговой компании должна быть поставка и инициирование разработки инновационного оборудования. В этой связи для контроля инновационного характера поставляемых технологий и

оборудования в Минэнерго России целесообразно создание координационного Совета ТЭК, в рамках научно-технической деятельности которого ежегодно формировался бы (обновлялся) список инновационных технологий и оборудования для отраслей ТЭК. При этом необходимо закрепить условие, заключающееся в том, что лизинговая компания может осуществлять свою деятельность исключительно в пределах, сформированных координационным Советом технологий и оборудования.

Дальнейшую работу целесообразно организовать по нижеследующей схеме. Лизинговая компания на основе конкурса между отечественными машиностроительными заводами размещает заказы в соответствии с утвержденным списком технологий и оборудования. При этом очень важным моментом является наличие патентов у машиностроительных заводов на новые технологии и оборудование. Приоритет в конкурсе должен отдаваться технологиям, патенты на которые имеют следующую линейку значимости. Патенты, зарегистрированные в национальном патентном ведомстве и одновременно в международных патентных офисах (так называемые тройные патенты, Америка, Европа, Азия), затем патенты, зарегистрированные только в национальном патентном ведомстве. В этой схеме требует осмысления необходимость ограничений, «накладываемых» на участие в конкурсе заводов. Таким ограничением может быть запрет на срок до 15 лет заключения заводами лицензионных договоров на использование патентов (во всяком случае, на правах исключительного использования) не резидентами. В условиях новой технологической ступени самым главным является даже не наличие мощностей заводов, на которых можно производить инновационное оборудование (хотя для России и это важно), а владение интеллектуальной собственностью (патентами) на изготовление такого оборудования. В XXI в. владение технологическими знаниями является самым перспективным направлением для вложения капитала.

Очень важным является вопрос допуска к конкурсу зарубежных машиностроительных заводов. С целью создания конкурентных условий и

возможности реализации кооперационной деятельности машиностроительных заводов, считали бы целесообразным участие в конкурсе и зарубежных заводов. При этом необходимо выполнение нижеследующего условия. Зарубежные заводы должны заключить с лизинговой компанией лицензионное соглашение сроком примерно на 15 лет на использование патентов, в соответствии с которыми будут изготавливаться технологии и оборудование. В процессе осуществления конкурсных процедур приоритеты следует отдавать зарубежным заводам, заключающим лицензионное соглашение с исключительным правом использования патентов. Эти условия дают возможность лизинговой компании в дальнейшем размещать заказы на подобное оборудование и на отечественных заводах.

Создание лизинговой компании по вышеуказанной схеме и ее последующая работа позволяет сконцентрировать в ТЭК России знания в области высоких технологий, оформленные в соответствующие патенты. Такой приоритетный порядок очень важен с точки зрения ориентации отечественного машиностроения на признанные мировые инновационные технологии.

Важной составной частью второго этапа является реализация мер по увеличению спроса на инновации у населения.

(6) Названные выше меры должны предусматривать:

- повышение заработной платы населения;
- реализацию бонусной системы приобретения инновационного товара;
- поощрение государством создания «рабочих касс взаимного кредитования», обеспечивающих беспроцентное кредитование работников предприятия для покупки товаров;
- создание условий для реализации механизма учета в цене инновационного товара стоимости возвращаемого населением его устаревшего аналога;
- установление квот на приобретение инновационных товаров и услуг при закупках, осуществляемых социальными органами для нужд населения.

Приведенный выше комплекс мер может позволить интенсифицировать процессы коммерческого оборота инновациями в стране.

10 Система мер экономического регулирования по интенсификации инновационного развития

К прямым методам экономического регулирования, как правило, относятся:

- государственное инвестирование в виде финансирования (целевого, предметно-ориентированного, проблемно-направленного), кредитования, лизинга, фондовых операций;
- планирование и программирование;
- государственное предпринимательство.

Особое место в системе прямых экономических мер воздействия государства на инновационные процессы занимают меры, стимулирующие кооперацию промышленных корпораций в области научных исследований, а также кооперацию университетов с промышленностью.

В частности, в Канаде прямое стимулирование НИОКР государством заключается в предоставлении государственной гарантии кредита в коммерческих банках и государственном финансировании НИОКР. В Японии государство осуществляет бюджетное субсидирование и льготное кредитование подведомственных различным министерствам НИИ, государственных корпораций, исследовательских центров, осуществляющих НИОКР совместно с частными компаниями. В Германии правительство осуществляет финансовую поддержку в развитии долгосрочных и рискованных исследований в ключевых областях научно-технической и производственно-хозяйственной деятельности.

Косвенные методы регулирования инновационной деятельности за рубежом, в основном, направлены, с одной стороны, - на стимулирование инновационных процессов, а с другой - на создание благоприятных экономических условий и социально-политического климата для научно-технического развития. Они основаны на том, что государство прямо не ограничивает самостоятельности предприятий в принятии хозяйственных

решений. Воздействие этих методов успешно, если они способствуют формированию общественных, а не индивидуальных условий хозяйствования.

Среди косвенных методов управления традиционно выделяются:

- налоговое и амортизационное регулирование;
- кредитная и финансовая политика;
- ценовое регулирование;
- политика протекционизма;
- либерализация налогового и амортизационного законодательства.

Важнейшую роль играют налоговые льготы, используемые для поощрения тех направлений деятельности корпораций, которые желательны с точки зрения государства, в том числе льготы, направленные на стимулирование научно-технического прогресса, экспорта и деловой активности инновационного бизнеса. Среди налоговых льгот выделяются пять основных:

- скидки на прибыль в размере капиталовложений в новое оборудование и строительство;
- скидки с налога на прибыль в размере расходов на НИОКР;
- отнесение к текущим затратам расходов на отдельные виды оборудования;
- создание за счет фонда прибыли фондов специального назначения, не облагаемых налогом;
- обложение прибыли по пониженным ставкам (для небольших предприятий).

Налоговые льготы на капитальные вложения чаще всего предоставляются в виде «инвестиционного налогового кредита». Как правило, эта льгота дается компаниям, направляющим инвестиции на внедрение новой техники, оборудования, технологий и т. п. Эта скидка вычитается (кредитуется) из суммы начисленного налога на прибыль компании (в отличие от обычных скидок, вычитаемых из суммы налогов).

Инвестиционная налоговая скидка предоставляется лишь после ввода новой техники в эксплуатацию. Право на получение налоговой скидки наступает для компании автоматически: его не надо доказывать и обосновывать, т. к. оно закреплено законодательством.

Размер скидки устанавливается в процентах от стоимости внедряемой техники и составляет:

- в Японии (для электронной техники и оборудования) - 5,3 %;
- в Великобритании (для первого года эксплуатации новой техники, технологии, материалов и т. п.) - 50%;
- в Канаде (в зависимости от освоенности территории месторасположения компании - освоенные или неосвоенные районы страны) - от 10 до 15%;
- в Ирландии - 100%.

В США налоговая скидка на инвестиции применяется лишь для энергетического оборудования.

За рубежом льготы на НИОКР даются чаще в виде скидок с расходов компаний на эти цели.

Существуют два вида налоговых скидок:

- объемные;
- приростные.

Объемная скидка дает льготу пропорционально размерам затрат. Так, например, в США, Великобритании, Канаде, Бельгии, Швеции, Италии 100% расходов на НИОКР вычитается из налогооблагаемых доходов компаний. В ряде стран, таких как Нидерланды, Норвегия, Австрия, Малайзия предприятия энергетических отраслей полностью исключают расходы на НИОКР из прибыли до налогообложения.

Приростная скидка определяется исходя из достигнутого компанией увеличения затрат на НИОКР по сравнению с уровнем базового года или среднего за какой-то период. Эта скидка действует после того, как указанные расходы были произведены. Максимальная скидка 50% имеет место во

Франции, но она не может превышать определенного объема в год. В Канаде, США, Японии и Тайване она составляет 20%. Однако и здесь имеется ряд ограничений. Так, например, в США налоговая скидка на прирост НИОКР применяется лишь к тем расходам на НИОКР, которые направлены на создание новой продукции или разработку новых технологических процессов (не распространяется на расходы, связанные с изменением типа или вида продукции, косметическими, сезонными и прочими модификациями).

Кроме того установлен лимит на льготы - дополнительные расходы на НИОКР (на которые распространяется льгота) не должны превышать 50% суммы базисных затрат за определенный период. В Канаде размер льготы увеличивается до 30% для условий труднодоступных и экономически неразвитых районов. В Японии и Тайване скидка в 20% исчисляется от суммы прироста расходов на НИОКР по сравнению с наивысшим достигнутым уровнем расходов на НИОКР. Однако, при этом имеется следующее ограничение: данная льгота не должна превышать 10% общих налоговых обязательств компании.

Некоторые страны используют одновременно оба вида налоговых скидок: объемный и приростной, но по отношению к разным видам расходов. Так, в США общая приростная скидка дополнена объемной (в размере 20%) для затрат частного сектора на финансирование фундаментальных исследований.

Существует и практика установления потолка размера списания налогов по скидкам на НИОКР. В Японии и Южной Корее он не должен превышать 10% от суммы корпоративного налога. В Канаде, Испании и на Тайване потолок существенно выше - соответственно 75, 35 и 50%. В Австралии, Франции, Италии и Нидерландах установлен стоимостной предел налоговой скидки.

Временное освобождение от уплаты налога на прибыль или частичное его снижение ("налоговые каникулы") действует во Франции и распространяется на вновь созданные мелкие и средние фирмы (в том числе научно-

исследовательские) со снижением на первые 5 лет их деятельности на 50% уплачиваемого ими подоходного налога.

В Великобритании для стартовых инновационных компаний налог на прибыль снижен с 20% до 1%. Потолок не облагаемых налогом инвестиций таких компаний поднят на 50% - до 150 тыс. фунтов ст. Снижен налог на прирост капитала от долгосрочных инвестиций в стартовые инновационные компании и снят налог при реинвестировании в такие компании. Устранен облагаемый налогом предел в 1 млн фунтов ст. на фонды, привлеченные соответствующими компаниями, для компаний с объемом основных фондов менее 10 млн фунтов ст. выделяются большие суммы (несколько млн. фунтов ст.) под правительственные гранты в стартовые инновационные компании.

Для мелких и средних предприятий налоговые льготы позволяют снижать налогооблагаемый доход на 20% в случае, если превышен предыдущий максимальный уровень расходов на НИОКР, либо уменьшать налоговые выплаты на 6% от величины расходов на исследования и разработки, но в этом случае уменьшение не должно составлять более 15% от налоговых обязательств фирмы. Расходы, которые фирмы несут при платежах исследовательским учреждениям в связи с научно-технологическим развитием, также могут вычитаться из налогооблагаемой прибыли.

Вводятся налоговые льготы, связанные с системой амортизационных списаний. Они используются для стимулирования опережающего развития конкретных отраслей, поощрения НИОКР или для общего инвестиционного оживления.

В развитых странах широко применяется ускоренная амортизация оборудования как стимул для обновления производственных фондов. Так, в США установлен срок амортизации в пять лет для оборудования и приборов, используемых для НИОКР, со сроком службы более 4 и менее 10 лет. В Японии система ускоренной амортизации введена для компаний, применяющих либо энергосберегающее оборудование, либо оборудование, которое содействует эффективному использованию ресурсов и не вредит окружающей среде.

Применяются разнообразные нормы ускоренной амортизации - от 10 до 50%. Однако наиболее распространенная ставка составляет в среднем 15-18%.

Компаниям в Великобритании разрешено списание полной стоимости технического оборудования в первый год его работы. В Германии в первый год может быть списано 40% расходов на приобретение оборудования и приборов, используемых для проведения НИОКР. Система амортизационных списаний в Швеции позволяла оборудование со сроком службы до трех лет и с незначительной ценностью списывать в расходы в год приобретения, а в целом машины и оборудование - в течение 4-5 лет. Во Франции существует возможность применения ускоренной амортизации к важнейшим видам оборудования: энергосберегающему, экологическому, информационному. Например, компьютер можно амортизировать за один год. Коэффициент амортизации при сроке службы оборудования:

- до 4 лет равен 1,5;
- от 5 до 6 лет - 2;
- более 6 лет - от 2 до 2,5.

Закон США о налоговой реформе придал в 1986 г. государственной налоговой политике большую целенаправленность, хотя и сузил применение разрешенных ранее налоговых льгот. Так, сроки амортизации были увеличены, но в основном лишь на пассивную часть основных фондов - на здания и сооружения: до 31,5 года (ранее было 10-15 лет) для нежилых и 27,5 для жилых зданий. Но для активной их части амортизационное списание было еще более ускорено. Так, при сроке списания в пять лет, разрешено было в первые два года списывать до 64% стоимости оборудования. Налоговая скидка на инвестиции сохранилась лишь для энергетического оборудования.

В целях активизации инновационной активности за рубежом государство нередко стимулирует и подготовку кадров. Так, во Франции 25 % прироста расходов на подготовку кадров освобождаются от налогов (там, где безработица велика, эти затраты не облагаются налогами).

Помимо этого за рубежом принято стимулировать НИОКР правительственными гарантиями, долгосрочными кредитами для перспективных направлений исследований.

В США в официальных правительственных документах капиталовложения в научно-технологическую сферу даже именуется "инвестициями в будущее", а сфера НИОКР рассматривается как один из наиболее эффективных механизмов осуществления стратегических национальных целей.

Лидирующие по количеству патентов США зарезервировали под финансирование рискованных проектов 0,22% ВВП.

Помимо этого, например, в Германии существует одобренный Еврокомиссией план по поддержке инновационной активности немецких компаний. План предусматривает финансирование инновационной деятельности малых, средних и некоторых из крупных немецких предприятий при помощи предоставления кредитов.

Схема кредитования предусматривает предоставление интегрированного финансового пакета, состоящего из классического кредита и субординированного кредита.

Процентные платежи по основному кредиту будут субсидироваться, ставки по субординированным кредитам будут снижены. Сумма основного и субординированного кредитов будет определяться исходя из годового оборота и финансового положения предприятия, которому оказывается поддержка.

К косвенным экономическим мерам государственного регулирования инноваций относится и политика государственного протекционизма в виде торгово-валютного регулирования, направленного на защиту и реализацию новшеств внутри страны. Так, под давлением Ассоциации электронной промышленности США (при администрации Рейгана) был введен 100%-ный налог на некоторые виды японской электроники, ввозимой на американский рынок. Это было вызвано превышением на 16% импорта электронных изделий из Японии над американским экспортом соответствующих товаров.

Во Франции используются методы, поощряющие стимулирование экспорта. Рисковые затраты фирм, создающих филиалы за границей, в течение шести лет могут вести к уменьшению налогообложения.

В интересах инициации инновационной активности в экономически развитых странах государство играет большую роль в создании социальной инфраструктуры, включающей формирование информационной системы внутри страны.

Приведенная система мер экономического регулирования (рис. 12.1) может быть использована для интенсификации коммерческого оборота инновациями в России.

Таким образом, проведенный анализ зарубежного опыта финансирования НИОКР показал, что механизм финансирования НИОКР в развитых странах имеет большое количество разнообразных форм и методов проявления:

- финансирование НИОКР внутри крупных корпораций, которое стимулируется предоставлением различных льгот: льготы по налогу на прибыль; предоставление налогового кредита на прирост НИОКР; предоставление права на использование ускоренной амортизации для исследовательского оборудования; налоговые скидки компаниям, проводящим фундаментальные исследования;
- финансирование НИОКР малыми фирмами, которые получают как существенные налоговые льготы (например, "налоговые каникулы" в первые годы работы), так и на конкурсных началах обеспечиваются госзаказами;
- финансирование рискованных фирм через создание венчурных фондов, для стимулирования развития которых льготы предоставляются как непосредственно фондам: освобождение от налога на прирост капитала; льготное кредитование и получение государственных гарантий; использование ускоренной амортизации, так и их акционерам: льготы на прирост капитала, вложенного в акции

венчурных фондов и фирм, и льготы на доход от операций с такими акциями;

- развитие бесприбыльных научных организаций, работающих в области приоритетных прикладных НИР, путем косвенного финансирования со стороны государства;
- развитие кооперации фирм в сфере НИОКР путем предоставления налоговых льгот;
- прямое государственное финансирование, доля которого постепенно сокращается, фундаментальных исследований и приоритетных прикладных работ через использование системы грантов;
- размещения государственного заказа на научно-исследовательские работы, обычно являющиеся составной частью федеральных программ.

Система финансирования НИОКР, сформировавшаяся на Западе в течение десятилетий, доказала свою эффективность. В этих странах очень высока доля высокотехнологичной продукции как в структуре внутреннего производства и потребления, так и в структуре экспорта на мировой рынок. Однако перенесение такого механизма на российскую почву без каких-либо изменений представляется неоправданным, так как необходимо учитывать как особенности среды, в которой формировался и существует данный механизм в зарубежных странах, так и особенности российской действительности.

Система мер экономического регулирования



Список использованных источников

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030г. Утверждена распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009г № 1715-р.
2. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики России до 2020 года с учетом перспективы до 2030 года. Одобрена Правительством РФ, протокол заседания № 24 от 3 июня 2010г.
3. Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года. Министерство энергетики РФ, Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике. 2010г.
4. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2012 год и плановый период 2013-2014 годов. Министерство экономического развития РФ. 2011г
5. Проект реализации технологической платформы «Экологически чистая тепловая энергетика высокой эффективности». Министерство энергетики РФ, ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», ОАО «ВТИ». 2010г.
6. Пути решения проблемы выбросов оксидов азота на ТЭС России. Котлер В.Р., Сосин Д.В., Штегман А.В. «Электрические станции», 2008, № 11, стр. 9-12.
7. Топливо-энергетический комплекс: проблемы развития и организации инновационной деятельности. О.А. Бучнев, Н.Д. Рогалев. Издательский дом МЭИ. 2008г. 36 с.
8. Формирование базовых ориентиров инновационного развития ТЭК. Ю.А. Плакиткин. ООО «КОНТЕНТ-ПРЕСС». 2010г. 92 с.